

CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

COUR SUPÉRIEURE
(Chambre civile)

C.S. no. 500-17-11361-201

HYDRO-QUÉBEC, personne morale de droit public créée par l'article 3 de la *Loi sur Hydro-Québec*, RLRQ, c. H-5, ayant sa place d'affaires au 75, boul. René Lévesque Ouest, dans les ville et district de Montréal, province de Québec, H2Z 1A4;

Demanderesse

c.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE, organisme public institué en vertu de l'article 4 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, RLRQ., c. R-6.01, ayant sa place d'affaires au 800, rue du Square-Victoria, dans les ville et district de Montréal, province de Québec, H4Z 1A1;

Défenderesse

-et-

ASSOCIATION COOPÉRATIVE D'ÉCONOMIE FAMILIALE DE L'OUTAOUAIS (ACEFO), personne morale à but non lucratif ayant sa place d'affaires au 109, rue Wright, dans les ville et district de Gatineau, province de Québec, J8X 2G7;

-et-

ASSOCIATION COOPÉRATIVE D'ÉCONOMIE FAMILIALE DE QUÉBEC (ACEFQ), personne morale à but non lucratif ayant sa place d'affaires au 265, rue de la Couronne, bureau 210, dans les ville et district de Québec, province de Québec, G1K 6E1;

-et-

ASSOCIATION DES STATIONS DE SKI DU QUÉBEC (ASSQ), personne morale à but non lucratif ayant sa place d'affaires au 1347, rue Nationale, dans les ville et district de Terrebonne, province de Québec, J6W 6H8;

-et-

ASSOCIATION HÔTELLERIE QUÉBEC ET ASSOCIATION DES RESTAURATEURS DU QUÉBEC (AHQ-ARQ), personne morale à but non lucratif ayant sa place d'affaires au 450, Chemin de Chambly, dans les ville et district de Longueuil, province de Québec, J4H 3L7;

-et-

ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES CONSOMMATEURS INDUSTRIELS D'ÉLECTRICITÉ ET CONSEIL DE L'INDUSTRIE FORESTIÈRE DU QUÉBEC (AQCIE-CIFQ), personne morale à but non lucratif ayant sa place d'affaires au 1010, rue Sherbrooke Ouest, bureau 1600, dans les ville et district de Montréal, province de Québec, H3A 2R7;

-et-

FÉDÉRATION CANADIENNE DE L'ENTREPRISE INDÉPENDANTE (SECTION QUÉBEC) (FCEI), personne morale à but non lucratif ayant sa place d'affaires au 630, boul. René-Lévesque Ouest, bureau 2880, dans les ville et district de Montréal, province de Québec, H3B 1S6;

-et-

GROUPE DE RECOMMANDATIONS ET D'ACTIONS POUR UN MEILLEUR ENVIRONNEMENT (GRAME), personne morale à but non lucratif ayant sa place d'affaires au 735, rue Notre-Dame, dans les ville et district de Montréal, province de Québec, H8S 2B5;

-et-

REGROUPEMENT DES ORGANISMES ENVIRONNEMENTAUX EN ÉNERGIE (ROÉÉ), personne morale à but non lucratif ayant sa place d'affaires au 4416, rue Fabre, dans les ville et district de Montréal, province de Québec, H2J 3V3;

-et-

REGROUPEMENT NATIONAL DES CONSEILS RÉGIONAUX DE L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC (RNCREQ), personne morale à but non lucratif ayant sa place d'affaires au 50, rue Sainte-Catherine Ouest, bureau 380, dans les ville et district de Montréal, province de Québec, H2X 3V4;

-et-

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (SÉ), personne morale à but non lucratif ayant sa place d'affaires au 1535, rue Sherbrooke Ouest, rez-de-chaussée, Local K, dans les ville et district de Montréal, province de Québec, H3G 1L7;

-et-

UNION DES CONSOMMATEURS (UC), personne morale à but non lucratif ayant sa place d'affaires au 7000, avenue du Parc, bureau 201, dans les ville et district de Montréal, province de Québec, H3N 1X1;

Mis en cause

**DEMANDE INTRODUCTIVE D'INSTANCE EN CONTRÔLE JUDICIAIRE DE
DEUX DÉCISIONS RENDUES PAR LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE ET DEMANDE DE
SURSIS D'APPLICATION DE CES DÉCISIONS**
(Articles 529 et 530 C.p.c.)

À L'UN DES HONORABLES JUGES DE LA COUR SUPÉRIEURE, SIÉGEANT DANS ET POUR LE DISTRICT JUDICIAIRE DE MONTRÉAL, LA DEMANDERESSE EXPOSE RESPECTUEUSEMENT CE QUI SUIT :

I. LES PARTIES

1. La demanderesse, Hydro-Québec, est une personne morale de droit public créée par l'article 3 de la *Loi sur Hydro-Québec*, qui est un mandataire de l'État québécois. Elle a pour objet de fournir de l'énergie et d'œuvrer dans le domaine de la recherche et de la promotion relative à l'énergie, de la transformation et de l'économie de l'énergie, de même que dans tout domaine connexe ou relié à l'énergie. À titre de distributrice d'électricité (« Distributeur »), elle est, dans la mesure et le cadre définis par la *Loi sur la Régie de l'énergie*, telle que récemment modifiée par la *Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité*, L.Q., 2019, ch. 27 (« *Loi sur la simplification* ») et par sa loi constitutive, assujettie à certains pouvoirs réglementaires et pouvoirs juridictionnels de la Régie de l'énergie (« Régie »).
2. La défenderesse, Régie de l'énergie, est un organisme public constitué en vertu de la *Loi sur la Régie de l'énergie* et qui exerce diverses fonctions réglementaires et juridictionnelles, notamment d'assurer la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur et du distributeur d'électricité. Elle doit favoriser la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement et dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif.

3. Les mis en cause, ACEFO, ACEFQ, ASSQ, AHQ-ARQ, AQCIE-CIFQ, FCEI, GRAME, ROEEÉ, RNCREQ, SÉ et UC sont des associations ou des regroupements d'organismes qui s'intéressent à la protection des consommateurs, à l'approvisionnement en énergie de leurs membres à un prix raisonnable, à la protection de l'environnement, etc., qui se sont vus reconnaître l'intérêt juridique suffisant pour intervenir dans les deux dossiers qui font l'objet de la présente demande en contrôle judiciaire.

II. L'APERÇU DU PRÉSENT LITIGE

4. La présente demande en contrôle judiciaire vise à faire casser deux décisions rendues par la Régie en absence totale de compétence. Ces décisions ont des conséquences importantes sur la capacité d'Hydro-Québec de répondre à ses besoins énergétiques en période de pointe et met en péril la survie d'un programme qu'elle a mis sur pied en 2015 et qui lui permet d'obtenir des quantités importantes de puissance pour subvenir aux besoins en périodes de pointe.
5. Le 23 juillet 2020, une formation de la Régie a rendu la décision D-2020-095 par laquelle elle a statué qu'elle avait compétence pour fixer, de sa propre initiative, un nouveau tarif d'électricité relativement aux activités de gestion de puissance pour la clientèle d'affaires d'Hydro-Québec (« *GDP Affaires* ») et ce, malgré l'adoption en décembre 2019 de la *Loi sur la simplification*, qui a fixé statutairement tous les tarifs de distribution d'électricité applicables jusqu'au 1^{er} avril 2025, prévu un mécanisme et des circonstances spécifiques dans lesquelles un nouveau tarif peut être approuvé et retiré à la Régie la compétence qu'elle exerçait antérieurement de fixer ou modifier ces tarifs, sur demande d'une personne intéressée ou de sa propre initiative.
6. Le 30 juillet 2020, le Distributeur a demandé à la Régie de réviser cette décision au motif qu'elle comporte des vices de fond, notamment en ce qu'elle conclut erronément que la Régie conserve la compétence d'approuver, en l'absence de tout décret gouvernemental, un nouveau tarif applicable au programme *GDP Affaires* et en déclarant que ce programme est actuellement illégal en l'absence d'une telle approbation.
7. Le même jour, le Distributeur a également demandé à la Régie d'ordonner le sursis d'exécution de certaines conclusions de la décision D-2020-095 dans l'intervalle de la révision administrative de cette décision. Dans une décision rendue le 7 août 2020 (décision D-2020-105), la Régie a rejeté la demande de sursis d'exécution de la décision D-2020-095 au motif que le Distributeur n'avait pas démontré, de façon convaincante, que l'atteinte des cibles du programme en cause était mise à risque en l'absence d'un sursis ni que l'incertitude temporaire quant aux modalités de la *GDP Affaires* pourrait compromettre l'équilibre énergétique du Québec.
8. Le présent recours vise à faire casser ces deux décisions par la Cour supérieure, notamment parce que depuis l'adoption de la *Loi sur la simplification*, la Régie n'a plus compétence pour fixer de sa propre initiative ou à la demande d'une personne intéressée quelque tarif de distribution d'électricité que ce soit et ce, jusqu'au 1^{er} avril 2025 et que par voie de conséquence, la décision D-2020-095 du 23 juillet 2020 est nulle. La Régie n'a pas compétence non plus pour la réviser ou exercer d'autres pouvoirs accessoires tels que l'émission d'une ordonnance de sauvegarde en lien avec cette compétence que le législateur lui a retirée.

9. Par ailleurs, étant donné que l'annulation du programme *GDP Affaires*, qui est en vigueur depuis 2015, aurait pour conséquence de forcer le Distributeur à devancer le lancement d'un appel d'offres de long terme en puissance pour combler le manque d'énergie en période de pointe qu'il obtient de sa clientèle d'affaires, par le biais de ce programme, il y a urgence et nécessité à ce que cette Cour intervienne pour suspendre l'application des deux décisions en question, au risque de compromettre la sécurité énergétique du Québec.

III. **LE CONTEXTE**

1. **La *GDP Affaires***

10. Le programme *GDP Affaires* vise à inciter les clients des marchés commerciaux et institutionnels ainsi que les petites et moyennes entreprises industrielles à réduire la demande de puissance de leurs bâtiments pendant les périodes de pointe hivernale. En contrepartie, le Distributeur compense ces clients pour la réduction de puissance effectuée pendant ces périodes de pointe. La compensation financière des participants est tributaire de la puissance ainsi rendue disponible.
11. La demande de participation au programme *GDP Affaires* peut être faite par un client, son mandataire ou un agrégateur bénéficiant d'une entente avec plusieurs clients pour présenter un projet intégré de réduction de demande de puissance au Distributeur.
12. Le programme *GDP Affaires* revêt les principales caractéristiques suivantes :
 - 1° Il vise une réduction de la puissance appelée par les clients participants au programme lors des périodes de pointe à la demande du Distributeur;
 - 2° Il offre une grande flexibilité au Distributeur en tant que moyen de gestion de la demande;
 - 3° Les agrégateurs jouent un rôle important dans le succès du programme en réunissant des quantités de puissance de moindre importance, notamment auprès de petites et moyennes entreprises et en les combinant;
 - 4° La compensation financière est uniforme, indifféremment des moyens employés par les clients pour réduire leur demande en puissance; et
 - 5° Le calibrage de l'appui financier doit servir à compenser les coûts directs et indirects de même que les inconvénients subis par les participants au programme.
13. Le Distributeur a toujours présenté le programme *GDP Affaires* tel qu'il existe depuis 2015 comme un programme d'efficacité énergétique dont les coûts sont approuvés en vertu de l'article 49 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*. De plus, ce programme est complémentaire aux autres mesures d'efficacité énergétique déployées depuis plusieurs années car il permet la réduction de la consommation des clients industriels et commerciaux en périodes de pointe et il évite à Hydro-Québec d'acheter de l'électricité durant ces mêmes périodes de pointe, c'est-à-dire en hiver lorsque la demande est la plus forte.

14. Selon le Distributeur, cette décision de présenter le programme *GDP Affaires* comme un programme d'efficacité énergétique a été dictée par les avantages qu'offre un programme en comparaison avec les autres approches, tout en étant cohérente avec l'approche historique du Distributeur en matière d'efficacité énergétique.
15. L'objectif du programme *GDP Affaires* est ultimement la réduction des besoins en pointe de consommation que doit alimenter le Distributeur et le report de lancement d'appels d'offres de long terme en puissance. Il en découle nécessairement une baisse de la demande en électricité des clients participants durant les périodes où le programme est utilisé, peu importe que la baisse soit le fruit d'un effacement (réduction nette de consommation) ou du recours à une autre forme de substitution d'énergie.
16. Par ailleurs, le programme *GDP Affaires* ne constitue pas un contrat d'approvisionnement puisqu'il ne répond pas à la définition de ce contrat que l'on retrouve à l'article 2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*. Il n'est donc pas visé par la procédure d'appel d'offres de l'article 74.1 de cette loi. En conséquence, selon le Distributeur, le programme *GDP Affaires* ne peut être qu'une mesure d'efficacité énergétique, au sens de l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.
17. Enfin, le Distributeur n'a jamais présenté le programme *GDP Affaires* à la Régie en tant que tarif ou option tarifaire, en raison du fait notamment que les agrégateurs y jouent un rôle important et qu'ils ne sont pas assujettis aux normes tarifaires en vertu de la loi.

2. Les décisions antérieures de la Régie ayant approuvé la *GDP Affaires*

18. Dans sa demande tarifaire 2015-2016, le Distributeur a informé la Régie du fait qu'il avait mis sur pied un projet pilote de la *GDP Affaires* (à l'époque intitulé Programme Charges interruptibles – Bâtiments CI) qui avait un objectif d'effacement de 10 mégawatts à la pointe hivernale 2015-2016, le tout tel qu'il appert de la pièce HQD-10, document 1, section 3.2 soumise par le Distributeur à l'appui de sa demande tarifaire 2015-2016, **pièce P-1**.
19. Dans sa décision tarifaire 2016-2017 (décision D-2016-033 du 7 mars 2016), la Régie a approuvé globalement pour 2016 les orientations du Distributeur et plus spécifiquement « *l'emphase qui est mise sur la gestion de la demande en puissance parmi les interventions en efficacité énergétique* ». La Régie a également approuvé un budget total en 2016 de 130 millions \$ pour les interventions en efficacité énergétique, lequel comprend les initiatives en gestion de la puissance. Une copie de la décision de la Régie D-2016-033 du 7 mars 2016 constitue la **pièce P-2**.
20. Dans sa demande tarifaire 2016-2017, le Distributeur a avisé la Régie qu'il avait lancé le programme *GDP Affaires* en avril 2016. Tel qu'il appert de la pièce HQD-10, document 1 (B-0043) de la demande tarifaire 2016-2017, à la section 3.2 intitulée « *Gestion de la demande en puissance* », le Distributeur mentionne que l'objectif du projet pilote, fixé à 10 mégawatts pour l'hiver 2015-2016, a été largement dépassé avec un résultat final de 25 mégawatts (43 clients dans un parc de 180 bâtiments commerciaux et industriels). Le Distributeur informait alors la Régie qu'il prévoyait ajouter 40 mégawatts à l'hiver 2016-2017 et que l'objectif du programme pour l'hiver 2017-2018 était de porter à 150 mégawatts la contribution de la *GDP-Affaires*. Une copie de la pièce HQD-10, document 1 (B-0043), section 3.2., constitue la **pièce P-3**.

21. Dans sa décision tarifaire D-2017-022 du 1^{er} mars 2017, à son paragraphe [220], la Régie réfère spécifiquement aux nouvelles interventions en GDP. Elle ajoute « *que l'ajustement à la hausse des contrats d'électricité interruptible et des nouvelles interventions de gestion de la demande en puissance se traduit par une révision à la hausse de la réserve pour le respect du critère de fiabilité* ». La Régie a approuvé alors le budget total pour les interventions en efficacité énergétique pour l'année 2017, ce qui incluait le programme *GDP Affaires*. Une copie de la décision tarifaire D-2017-022 du 1^{er} mars 2017 constitue la **pièce P-4**.
22. Au regard de la demande tarifaire 2017-2018, dans la pièce HQD-10, document 1, à la section 4.2, le Distributeur réfère une fois de plus au programme *GDP Affaires* lancé en avril 2016 et souligne qu'il s'est avéré un vif succès auprès des clients de ce segment. La participation des agrégateurs a permis d'inscrire de plus petits bâtiments parmi les projets. L'objectif de 70 mégawatts à l'hiver 2016-2017 a été largement dépassé, avec des résultats de l'ordre de 183 mégawatts. Le Distributeur prévoyait dépasser son objectif de 150 mégawatts pour l'hiver 2017-2018 à hauteur de 234 mégawatts et anticipait que pour l'hiver 2018-2019, le résultat estimé serait de 300 mégawatts. Une copie de la pièce HQD-10, document 1, section 4.2 constitue la **pièce P-5**.
23. Dans sa décision tarifaire D-2018-025, en date du 7 mars 2018, à la section 8.2 intitulée « *Programme GDP Affaires* », la Régie mentionne le succès du programme, rappelle que selon le Distributeur, il s'agit d'un moyen d'éviter un appel d'offres (paragraphe 244) et que selon lui, sa suspension donnerait nécessairement lieu à un appel d'offres pour le long terme (paragraphe 248). Alors que le programme existe sous forme de projet pilote depuis 2015 et à titre de programme à part entière depuis 2016, et que la Régie l'a toujours considéré comme une intervention en efficacité énergétique, dans cette décision, elle mentionne que la nature juridique du programme est floue puisque d'une part, le Distributeur le présente comme une mesure d'efficacité énergétique (paragraphe 264), mais que d'autre part, il présente les dépenses du programme qui visent à compenser les participants comme étant des coûts d'approvisionnement (paragraphe 276).
24. Dans ce contexte, la Régie a décidé de plafonner la contribution de la *GDP Affaires* à 230 mégawatts pour l'hiver 2017-2018 alors que le Distributeur comptait sur une contribution de 270 mégawatts et a autorisé un budget de 16,1 millions \$ alors que le Distributeur demandait 18,5 millions \$. Néanmoins, dans cette décision, la Régie a approuvé la stratégie d'approvisionnement en puissance et en énergie du Distributeur pour 2018. Une copie de la décision D-2018-025 constitue la **pièce P-6**.
25. À la même occasion, la Régie a ordonné au Distributeur de déposer un dossier distinct sur le programme *GDP Affaires* afin d'en déterminer la rentabilité et de clarifier sa nature juridique.
26. En tout respect de cette ordonnance, le 22 mai 2018, le Distributeur a déposé une demande distincte dans le dossier R-4041-2018 visant à permettre à la Régie d'examiner le programme *GDP Affaires*.
27. Le 8 août 2018, la Régie a tenu une journée d'audience dans le cadre du dossier *GDP Affaires*. Elle a alors indiqué de plus aux parties qu'elle ne pourrait rendre une décision à ce sujet à temps pour l'hiver 2018-2019. Elle invitait donc, dans les circonstances, le

Distributeur à demander une ordonnance de sauvegarde lui permettant de maintenir le programme *GDP Affaires* dans l'intervalle de sa décision.

28. Une ordonnance de sauvegarde a effectivement été émise le 22 août 2018 prolongeant la *GDP Affaires* pour l'hiver 2018-2019 avec certaines limites, notamment en restreignant la participation au programme pour l'hiver 2018-2019 aux participants qui étaient déjà déclarés admissibles à l'hiver 2017-2018 et en approuvant un montant budgétaire maximal de 20,1 millions \$ pour cette période, soit un montant moindre que celui demandé par le Distributeur. Il est intéressant de souligner que la Régie justifie l'émission de cette ordonnance de sauvegarde par l'intérêt public de maintenir le programme *GDP Affaires* pour l'hiver 2018-2019 (paragraphe 44). Une copie de la décision D-2018-113, du 22 août 2018 émettant une ordonnance de sauvegarde pour maintenir en vigueur le programme *GDP Affaires* constitue la **pièce P-7**.
29. Enfin, le 1^{er} août 2019, de sa propre initiative, la Régie a prolongé l'ordonnance de sauvegarde émise le 22 août 2018 parce qu'elle n'était pas en mesure de rendre sa décision à temps pour permettre la mise en œuvre du programme *GDP Affaires* pour l'hiver 2019-2020. Il est pertinent de noter qu'au paragraphe 16 de cette décision, la Régie mentionne qu'il n'y a pas lieu de maintenir les limitations qu'elle avait imposées dans sa décision antérieure, tant pour le nombre de mégawatts visés par le programme *GDP Affaires* que pour l'admissibilité de nouveaux clients, le tout tel qu'il appert de la **pièce P-8**.

3. La décision du 2 décembre 2019 statuant sur la nature de la *GDP Affaires*

30. Le 2 décembre 2019, soit six jours avant l'entrée en vigueur de la *Loi sur la simplification* dont elle ne pouvait ignorer l'existence et la portée, la Régie a rendu sa décision D-2019-164 dans laquelle elle conclut, contrairement à ce qu'elle avait implicitement reconnu dans ses décisions antérieures, que la *GDP Affaires* ne constitue pas une intervention en efficacité énergétique, mais qu'il s'agit plutôt d'un moyen d'approvisionnement en énergie pour le Distributeur en période de pointe et qu'en conséquence, elle doit être traitée comme une option d'électricité interruptible, c'est-à-dire d'une offre tarifaire de nature optionnelle.
31. Ayant ainsi statué sur la qualification tarifaire du programme, la Régie a créé une phase 2 du dossier R-4041-2018 lors de laquelle elle désire procéder à l'examen d'une nouvelle option tarifaire basée sur les caractéristiques du programme *GDP Affaires* et a demandé au Distributeur de lui soumettre pour approbation une proposition de modalités tarifaires ainsi que le texte des tarifs liés à cette offre tarifaire optionnelle. Cette demande du Distributeur devait être soumise au plus tard le 27 février 2020. Une copie de la décision de la Régie D-2019-164 datée du 2 décembre 2019 constitue la **pièce P-9**.

4. L'adoption et la portée de la *Loi sur la simplification*

32. La *Loi sur la simplification* a été présentée à l'Assemblée nationale le 12 juin 2019, son principe a été adopté le 10 octobre 2019 et elle a été adoptée et sanctionnée le 8 décembre 2019. Elle est entrée en vigueur le 8 décembre 2019, à l'exception de ses articles 1 à 4, des paragraphes 2^o et 3^o de l'article 6 et des articles 8 à 10 et 18, qui sont entrés en vigueur le 1^{er} avril 2020. Une copie de la *Loi sur la simplification* constitue la **pièce P-10**.

33. La *Loi sur la simplification*, à son article 1 qui est entré en vigueur le 1^{er} avril 2020, prévoit que les tarifs auxquels l'électricité est distribuée sont ceux qui sont prévus à l'annexe 1 de la *Loi sur Hydro-Québec*. Cette annexe est introduite par l'article 4 de la *Loi sur la simplification* qui prescrit tous les tarifs applicables à la distribution de l'électricité à compter du 1^{er} avril 2020 jusqu'au 1^{er} avril 2025. Ce faisant, la *Loi sur la simplification* a, de manière générale, retiré à la Régie sa compétence d'établir de sa propre initiative ou à la demande d'une personne intéressée les tarifs de distribution d'électricité et a prévu que sa compétence tarifaire en matière de distribution d'électricité ne s'exerce qu'à tous les 5 ans, à partir du 1^{er} avril 2025.
34. Ainsi, pour la tarification applicable à partir du 1^{er} avril 2025 et par la suite à tous les cinq ans, le Distributeur devra demander à la Régie de fixer ou de modifier les tarifs prévus à l'annexe 1 de la *Loi sur Hydro-Québec*. Les tarifs qui seront alors fixés ou modifiés par la Régie seront ensuite indexés annuellement tel que le prévoit l'article 22.0.1.1 de la *Loi sur Hydro-Québec* jusqu'à leur fixation ou modification par la Régie au 1^{er} avril 2030.
35. En ce qui concerne l'hiver 2019-2020, l'article 20 de la *Loi sur la simplification* prévoit que ce sont les tarifs de distribution fixés ou modifiés par la Régie en vertu de ses décisions D-2019-037, D-2019-129 et D-2019-145 qui continuent de s'appliquer jusqu'au 31 mars 2020. Ce faisant, la *Loi sur la simplification* a également de manière générale retiré à la Régie sa compétence d'établir ou de modifier des tarifs jusqu'au 1^{er} avril 2025.
36. Par ailleurs, dans ses dispositions transitoires, la *Loi sur la simplification* prévoit, à l'article 19 que le régime antérieur de fixation des tarifs par la Régie, énoncé dans la *Loi sur Hydro-Québec* et la *Loi sur la Régie de l'énergie*, continuent de s'appliquer, telles que les dispositions de ces lois se lisaient avant leur modification par la *Loi sur la simplification* à deux dossiers pendants devant la Régie, à savoir les dossiers R-4045-2018 et R-4091-2019. En d'autres mots, pour les seuls dossiers R-4045-2018 et R-4091-2019 en cours devant la Régie, ce n'est pas le nouveau régime de la *Loi sur la simplification* qui établit statutairement les tarifs de distribution de l'électricité qui s'applique mais plutôt le régime qui était en vigueur antérieurement à l'entrée en vigueur de cette loi.
37. C'est dans ce contexte que le 26 février 2020, la demanderesse a écrit à la secrétaire de la Régie, Me Véronique Dubois, pour l'aviser de ce qui suit :
 - Le Distributeur entend donner suite aux ordonnances de la Régie contenues dans sa décision D-2019-164 datée du 2 décembre 2019 voulant que le programme *GDP Affaires* constitue une offre tarifaire optionnelle et qu'il doit respecter les caractéristiques inhérentes à cette catégorie réglementaire;
 - Étant donné que la *Loi sur la simplification* prévoit qu'à compter du 1^{er} avril 2020 et jusqu'au 1^{er} avril 2025, les tarifs applicables seront ceux prévus à la nouvelle annexe 1 de la *Loi sur Hydro-Québec* et qu'il est nécessaire, en vertu de cette loi, que le gouvernement prenne un décret pour autoriser la Régie à modifier les tarifs prévus à cette annexe ou à en ajouter de nouveaux. En toutes autres circonstances, la Régie n'a pas compétence pour fixer un tarif applicable à la *GDP Affaires* et ce, jusqu'au 1^{er} avril 2025;

- Seuls les dossiers R-4045-2018 et R-4091-2019 en cours devant la Régie continuent à être visés par l'ancien régime et peuvent faire l'objet d'une décision de tarification par cette instance, ce qui n'est pas le cas du dossier R-4041-2018 traitant de la *GDP Affaires*;
- Dans les circonstances, le Distributeur ne peut valablement donner suite aux ordonnances de la Régie de lui soumettre au plus tard le 27 février 2020 une preuve comprenant une proposition tarifaire précisant les modalités tarifaires et le texte des tarifs de la nouvelle offre tarifaire optionnelle applicable au programme *GDP Affaires*;
- Ce programme est toujours en vigueur et la décision D-2019-164 ne met pas fin à celui-ci puisqu'une ordonnance de sauvegarde a été rendue par la Régie afin de permettre au Distributeur d'inclure un montant de 20,1 millions \$ dans son revenu pour l'année tarifaire 2019-2020 et que cette ordonnance a été renouvelée, sans limitation, pour l'année tarifaire 2020-2021;
- Le Plan d'approvisionnement 2020-2029 (dossier R-4110-2019) indique que le Distributeur compte sur une contribution croissante du programme *GDP Affaires* qui devrait passer de 280 mégawatts à l'hiver 2020 à 515 mégawatts à la pointe en 2025-2026;
- La Régie ne sera appelée à déterminer le revenu requis et modifier les tarifs auxquels l'électricité est distribuée, incluant la nouvelle proposition d'option tarifaire applicable à la *GDP Affaires* qu'en 2025;
- La demande de la Régie relative à une nouvelle option tarifaire pour le programme *GDP Affaires* est donc prématurée tandis que l'établissement du revenu fixé pour l'année tarifaire 2020-2021 par la décision D-2019-164 doit être classé dans la catégorie « caduc ».

Une copie de cette correspondance du procureur du Distributeur à la secrétaire de la Régie, en date du 26 février 2020, constitue la **pièce P-11**.

38. Le 11 mars 2020, la Régie a écrit au Distributeur pour lui faire part des commentaires de certains intervenants qui lui ont fait valoir soit que le programme *GDP Affaires* demeure un programme et qu'en conséquence, la Régie a le pouvoir de le modifier, soit leur désaccord complet avec la position du Distributeur. Une copie de cette correspondance du 11 mars 2020 adressée par la Régie au procureur de la demanderesse constitue la **pièce P-12**.
39. En réponse à cette correspondance, le 16 avril 2020, les procureurs du Distributeur ont écrit à la Régie pour lui rappeler que le gouvernement n'avait pas adopté un décret en application de l'article 48.4 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* ni maintenu le dossier R-4041-2018 dont était saisie la Régie par le biais d'une disposition transitoire dans la *Loi sur la simplification* et qu'en conséquence, la poursuite de la phase 2 de ce dossier devait être suspendue jusqu'à 2025 puisque la Régie n'avait pas compétence à ce sujet. Le Distributeur mentionnait du reste que la décision D-2019-164 n'avait pas mis fin au programme et n'empêchait pas sa poursuite dans sa forme actuelle dans l'attente de l'examen tarifaire qui aura lieu à l'horizon 2025. Une copie de cette correspondance du

16 avril 2020 adressée par les procureurs de la demanderesse à la secrétaire de la Régie constitue la **pièce P-13**.

40. De plus, dans cette même correspondance (P-12), les procureurs du Distributeur soulignaient que l'ordonnance de sauvegarde rendue par la décision D-2018-113 pour l'hiver 2018-2019 avait été prononcée par la Régie dans le but de délimiter le budget relatif au programme, aux fins de sa récupération par voie de tarif. Cette ordonnance de sauvegarde, prolongée aux mêmes fins par la décision D-2019-09 pour l'hiver subséquent, n'avait donc pas pour but de maintenir l'existence du programme *GDP Affaires*. Puisque la *Loi sur la simplification* a modifié la méthode d'établissement des tarifs d'électricité, il n'était donc plus utile selon eux d'obtenir une ordonnance de sauvegarde précisant les coûts pouvant être récupérés au travers des revenus requis par le Distributeur pour mettre en oeuvre le programme *GDP Affaires*.

5. Les décisions D-2020-095 et D-2020-105 faisant l'objet du présent pourvoi en contrôle judiciaire

41. Face au désaccord entre le Distributeur et les intervenants relativement à la portée de la *Loi sur la simplification* et après avoir demandé aux parties de faire valoir leur point de vue par écrit, le 23 juillet 2020, la Régie a rendu la décision D-2020-095 dans le dossier R-4041-2018 (phase 2) dont les principaux motifs et conclusions sont les suivants :
- 1° La décision D-2019-164 rendue le 2 décembre 2019, avant la sanction de la *Loi sur la simplification*, respecte le cadre règlementaire qui était alors en vigueur et prévoit que le programme *GDP Affaires* est de nature tarifaire. Cette décision était et demeure légale et exécutoire, malgré les changements apportés à la *Loi sur la Régie de l'énergie* par la *Loi sur la simplification*;
 - 2° La *Loi sur la simplification*, dont la sanction est postérieure à la décision D-2019-164, ne peut être interprétée comme ayant une portée rétroactive générale et implicite lui permettant de s'appliquer à une décision valablement rendue sous le régime antérieur pour invalider une décision qui respecte le cadre législatif en vigueur au moment de sa publication;
 - 3° D'application temporaire et limitée dans le temps, les dispositions transitoires sont soumises à une interprétation restrictive puisqu'elles visent à refléter l'intention du législateur pour instrumenter l'intégration des nouvelles dispositions et faciliter la transition entre deux régimes pour les lois qui sont modifiées par la nouvelle loi. Les dispositions transitoires doivent donc être interprétées de manière stricte;
 - 4° Dans le cas d'une modification législative visant la compétence d'un tribunal, il faut généralement interpréter que le cadre législatif de référence est cristallisé au moment du dépôt de la demande introductive d'instance et qu'il est maintenu pour tout le traitement lié à cette compétence;
 - 5° Sous réserve d'une disposition transitoire expresse à l'effet contraire, puisque l'examen du présent dossier était et demeure en cours d'instance, en vertu du principe de la survie de la loi ancienne, cet examen doit se faire en vertu de la compétence tarifaire de la Régie telle qu'elle existait à la date du dépôt de la demande du Distributeur;

- 6° Ainsi, la Régie, en vertu du principe de la survie de la loi ancienne, pourra exercer sa compétence sous le régime antérieur dans la poursuite du dossier jusqu'à ce qu'elle ait complété l'examen découlant des ordonnances rendues dans sa décision D-2019-164;
- 7° Bien que le présent dossier ne soit pas expressément visé par les exceptions prévues aux articles 19 et 20 de la *Loi sur la simplification*, la Régie ne contreviendrait pas à ces dispositions dont la portée temporelle s'éteignait au 31 mars 2020 et qui sont maintenant caduques depuis l'entrée en vigueur complète des dispositions de la *Loi sur la simplification*, en continuant à exercer sa compétence dans ce dossier;
- 8° Le législateur n'ayant pas prévu expressément le régime transitoire applicable au présent dossier, il appartient à la Régie d'interpréter l'intention du législateur et de déterminer la manière dont elle doit exercer sa compétence en appliquant les autres dispositions transitoires, et de façon supplétive, les règles générales d'interprétation;
- 9° Ni les dispositions transitoires de la *Loi sur la simplification*, ni les modifications apportées par les autres dispositions de cette loi n'ont pour effet d'empêcher la poursuite de dossiers déjà en cours et par lesquels la Régie exerce déjà valablement sa compétence tarifaire, afin que ces dossiers viennent éventuellement modifier l'annexe 1, après son entrée en vigueur au 1^{er} avril 2020;
- 10° Toute autre interprétation altérerait la compétence de la Régie pour fixer les tarifs du Distributeur, d'une façon incompatible et irréconciliable avec l'intention exprimée par le législateur dans le cadre de l'adoption de cette loi;
- 11° De plus, la poursuite de la phase 2 du présent dossier sous l'ancien régime de la loi est justifiée par l'intérêt supérieur de maintenir la compétence tarifaire identique de la Régie tout au long du dossier;
- 12° La *Loi sur la simplification* n'a pas altéré la compétence de la Régie pour fixer les tarifs du Distributeur, compétence qui demeure enchâssée à l'article 31 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* mais a plutôt modifié le processus par lequel elle peut exercer cette compétence à partir du 1^{er} avril 2020;
- 13° Considérant que les règles d'interprétation sont généralement comprises de manière à prévoir une application rétrospective en matière procédurale, la Régie juge qu'il est opportun, dans le cadre de la poursuite du dossier, d'exercer sa discrétion en matière procédurale et de respecter l'esprit des nouvelles exigences procédurales, notamment en lien avec la publication des décisions et la modification de l'annexe 1 de la *Loi sur Hydro-Québec*;
- 14° La décision D-2019-164 a produit les effets juridiques suivants : 1) déterminer que le programme *GDP Affaires* est une offre tarifaire optionnelle; 2) requérir du Distributeur qu'il respecte les caractéristiques inhérentes à ce type de catégorie réglementaire, incluant le traitement des coûts en respect avec la détermination de tarifs; 3) édicter les principes à respecter dans l'élaboration de la structure tarifaire et les textes de tarifs; et 4) créer une phase 2, pour examiner ces éléments.
- 15° La conclusion déclarant la nature tarifaire du programme emporte des conséquences juridiques telle que l'application des articles 53 et 54 de la *Loi sur la Régie de*

l'énergie qui interdisent à un distributeur d'électricité de convenir avec un consommateur ou d'exiger de celui-ci un tarif ou des conditions autres que celles fixées par la Régie ou par le gouvernement ou prévues à l'annexe 1 de la *Loi sur Hydro-Québec*;

- 16° Il n'est plus loisible au Distributeur de poursuivre l'opération du programme *GDP Affaires* sans que la Régie ait d'abord approuvé une offre tarifaire applicable à ce programme;
- 17° Par ailleurs, l'ordonnance de sauvegarde contenue dans la décision D-2019-092 du 1^{er} août 2019 a prolongé l'autorisation du programme pour le seul hiver 2019-2020 et n'a pas autorisé sa poursuite au-delà de cette période;
- 18° Si le Distributeur souhaite offrir le tarif *GDP Affaires* au cours de l'hiver 2020-2021, il devra se conformer aux prescriptions d'ordre public de la loi et déposer une preuve pour permettre la poursuite du dossier dans le cadre de sa phase 2;
- 19° Toutefois, la Régie étant favorable aux objectifs visés par le programme *GDP Affaires*, peut en vertu de l'article 34 de sa loi constitutive autoriser un tarif provisoire pour l'option tarifaire *GDP Affaires* et elle est disposée, si le Distributeur souhaite poursuivre ce programme, à autoriser un tel tarif provisoire.

Une copie de la décision D-2020-095 constitue la **pièce P-14**.

42. Le 30 juillet 2020, le Distributeur a soumis à la Régie une demande de révision de la décision D-2020-095 ainsi qu'une demande d'urgence de sursis d'exécution de certaines conclusions de cette décision. Une copie de la demande de révision de la décision D-2020-095 et de la demande d'urgence de sursis constitue la **pièce P-15**.
43. Le 4 août 2020, la Régie (formation en révision) a tenu une audience sur la demande de sursis en présence du Distributeur ainsi que de certains intervenants.
44. Le 7 août 2020, par sa décision D-2020-105, la Régie a rejeté la demande de sursis du Distributeur au motif que ce dernier n'avait pas démontré l'existence d'un préjudice sérieux ou irréparable.
45. Par contre, cette décision D-2020-105 conclut qu'en dépit du fait que le Distributeur ne dispose pas d'un droit clair à la révision, les arguments soulevés à l'encontre de la décision D-2020-095 du 23 juillet 2020 démontrent que les questions soulevées sont sérieuses et que sa demande n'est pas vouée à l'échec.
46. Au soutien de son rejet de la demande de sursis, la Régie invoque les motifs suivants :
 - 1° Puisque le Distributeur reconnaît qu'il devra préparer un dossier tarifaire lié à la *GDP Affaires* afin de faire éventuellement adopter un tarif provisoire et éventuellement, un tarif, son préjudice en termes d'utilisation des ressources humaines et financières est limité;
 - 2° L'argument du Distributeur voulant que l'adoption d'un tarif provisoire pose problème puisqu'il amène une incertitude quant aux conditions qui seront applicables aux participants - étant entendu qu'un tel tarif provisoire peut être

révisé et peut donner lieu à d'éventuels remboursements de la part des participants – ne soulève pas un préjudice sérieux ou irréparable puisque ces problèmes qui concernent la rétroactivité d'un tarif provisoire pourront faire l'objet de représentations dans le dossier R-4041-2018;

- 3° La première formation a déjà indiqué clairement qu'elle était favorable aux objectifs visés par le programme *GDP Affaires* en tant qu'outil de gestion des besoins de puissance à la pointe;
- 4° Le Distributeur n'a pas démontré de façon convaincante que l'atteinte des cibles d'effacement est mise à risque en l'absence d'un sursis ni que l'incertitude temporaire quant aux modalités de la *GDP Affaires* pourrait compromettre l'équilibre énergétique du Québec.

Une copie de la décision D-2020-105 constitue la **pièce P-16**.

IV. LES MOTIFS JUSTIFIANT L'ANNULATION DE LA DÉCISION D-2020-095

47. La demanderesse soumet que la décision D-2020-095 de la Régie par laquelle elle conclut qu'elle a compétence pour fixer un tarif optionnel applicable au programme *GDP Affaires* malgré l'adoption de la *Loi sur la simplification* est mal fondée en droit, a été rendue en l'absence totale de compétence et doit être annulée par cette Cour, principalement pour les motifs suivants :
 - 1° Depuis l'entrée en vigueur des articles 1 et 8 de la *Loi sur la simplification* qui a modifié l'article 48 de la *Loi sur la Régie* et y a ajouté les articles 48.2 à 48.4, la Régie n'a plus compétence pour fixer quelque tarif que ce soit jusqu'au 1^{er} avril 2025, sauf dans les cas exceptionnels visés par les articles 48.3 et 48.4 qui ne sont pas applicables en l'espèce;
 - 2° Dès lors, depuis le 1^{er} avril 2020, la Régie n'a aucune compétence pour fixer un tarif applicable à la *GDP Affaires* et ce, jusqu'au 1^{er} avril 2025, cette compétence ayant été dévolue par l'effet de la loi au législateur lui-même qui a adopté statutairement l'annexe 1 de la *Loi sur Hydro-Québec* et ainsi prescrit tous les tarifs applicables pendant cette période ainsi que leur mode d'indexation;
 - 3° La règle cardinale d'interprétation voulant que la loi soit d'application immédiate et s'applique aux situations en cours lors de son adoption fait en sorte que, depuis le 1^{er} avril 2020, la Régie ne peut poursuivre le processus de fixation d'un tarif pour la *GDP Affaires* car elle a perdu toute compétence à ce sujet;
 - 4° À cet égard, la Régie confond les principes de non rétroactivité, d'application immédiate et de rétrospectivité des lois pour conclure à la survie de sa compétence tarifaire. Or, la règle de l'application immédiate de la loi aux situations en cours a pour effet que la nouvelle loi régit les conséquences futures de faits accomplis avant son entrée en vigueur. La nouvelle loi ne permet donc pas en l'espèce à la Régie de fixer un tarif pour la *GDP Affaires* jusqu'en avril 2025;
 - 5° Qui plus est, il est juridiquement bien établi que l'attribution de compétence ou son retrait par la loi ne sont pas des questions de procédure ou de modalités

d'exercice d'un pouvoir et qu'ils s'appliquent dès leur entrée en vigueur aux situations en cours;

- 6° La volonté du législateur de ne pas permettre à la Régie de poursuivre l'exercice de sa compétence antérieure à l'égard de l'établissement d'un tarif applicable au programme *GDP Affaires* est confirmée de manière indubitable par l'article 19 de la *Loi sur la simplification* qui mentionne les seuls dossiers en cours de la Régie qui pouvaient être complétés et décidés en application des dispositions législatives antérieures et qui pourraient éventuellement donner lieu à une modification de l'annexe 1 de la *Loi sur Hydro-Québec*, à savoir les dossiers R-4045-2018 et R-4091-2019. Le dossier R-4041-2018 qui concerne le programme *GDP Affaires* n'a pas été mentionné dans ces exceptions;
- 7° L'interprétation que donne la Régie à la portée de sa compétence contrevient clairement à certaines dispositions de la *Loi sur la simplification*, notamment à ses articles 1, 8, 19 et 20;
- 8° Il est inexact juridiquement de soutenir, comme le fait la Régie, que les dispositions transitoires des articles 19 et 20 de la *Loi sur la simplification* ont une portée limitée dans le temps et qu'elles doivent recevoir une interprétation restrictive. Ces dispositions sont de nature substantielle car elles délimitent la portée et l'étendue de la compétence de la Régie et ce, depuis le 8 décembre 2019;
- 9° Il est également insoutenable en droit d'affirmer comme le fait la Régie dans sa décision D-2020-095 que le « *cadre législatif de référence applicable à la fixation d'un tarif pour la GDP Affaires a été cristallisé au moment de la demande introductive d'instance et qu'il est maintenu pour tout le traitement lié à cette compétence* » car, en l'espèce : 1) c'est suite à une ordonnance de la Régie que le Distributeur a déposé un dossier visant l'examen du programme *GDP Affaires* alors qu'elle avait toujours reconnu que ce programme constituait une mesure d'économie d'énergie et en avait approuvé les budgets à ce titre; 2) la loi a retiré à la Régie sa compétence sur cette matière; et 3) les dispositions transitoires indiquent clairement que ce processus d'adjudication ne peut se poursuivre et encore moins donner lieu à une modification du tarif statutaire en fonction de l'ancien régime législatif;
- 10° Étant donné que le législateur est présumé connaître l'état du droit, incluant la décision D-2019-164 de la Régie dans le dossier R-4041-2018 qui traite du caractère tarifaire du programme *GDP Affaires*, en ne permettant pas la poursuite de ce dossier dans les dispositions transitoires de la *Loi sur la simplification*, le législateur a rendu caduque cette décision et les déterminations juridiques que l'on y trouve et, de manière implicite, n'a pas retenu le caractère tarifaire de ce programme;
- 11° La Régie se trompe également lorsqu'elle affirme que de poursuivre l'étude du présent dossier en fonction de l'ancien régime législatif ne contrevient pas aux articles 19 et 20 de la *Loi sur la simplification* car ces articles lui nient clairement toute compétence à cet égard;

- 12° La compétence d'un tribunal ne survit pas en l'absence d'une mention législative expresse à cet effet, contrairement à ce qu'affirme la Régie. La compétence n'existe que lorsque la loi la reconnaît, ce qui n'est pas le cas en l'espèce;
 - 13° L'affirmation de la Régie voulant que toute autre interprétation de la *Loi sur la simplification* (dont celle mise de l'avant par la demanderesse selon laquelle elle n'a plus compétence pour fixer un tarif optionnel applicable à la *GDP Affaires* jusqu'au 1^{er} avril 2025) serait incompatible avec l'intention exprimée par le législateur dans le cadre de l'adoption de cette loi n'est aucunement soutenue par quelque disposition de celle-ci. Au contraire, le législateur a clairement indiqué que la Régie n'avait plus de compétence à ce sujet jusqu'en avril 2025;
 - 14° Il n'existe aucun intérêt supérieur de maintenir la compétence tarifaire identique de la Régie tout au long du dossier, celui-ci étant devenu caduc par l'effet de la loi. La Régie semble ainsi confondre son désir de conserver à tout prix sa compétence et un quelconque « intérêt supérieur » que, du reste, elle n'identifie pas;
 - 15° Les dispositions de la *Loi sur la simplification* ne sont pas de nature procédurale. Elles sont substantielles et attributives (ou prohibitives) de compétence, contrairement à ce qu'affirme la Régie dans sa décision;
 - 16° La Régie ne peut recourir au pouvoir que lui confère l'article 31 de sa loi constitutive pour traiter d'un dossier tarifaire sur lequel elle n'a plus compétence. Cela équivaut à faire indirectement ce que la loi interdit spécifiquement, notamment de fixer un tarif applicable avant le 1^{er} avril 2025 de sa propre initiative ou à la demande d'une personne intéressée;
 - 17° Dans la même veine, n'ayant aucune compétence sur l'objet du dossier D-2020-095, la Régie ne peut s'appuyer sur les pouvoirs accessoires de l'article 34 de sa loi constitutive pour fixer un tarif provisoire ou émettre des ordonnances de sauvegarde. En ayant recours à cette disposition alors qu'elle n'a plus compétence sur l'objet du litige, elle s'octroie illégalement un pouvoir qu'elle n'a tout simplement pas;
 - 18° Tant et aussi longtemps que le processus amorcé par la décision D-2019-164 rendue le 2 décembre 2019 ne sera pas complété – ce que la Régie ne pourra faire qu'en vue d'une application au 1^{er} avril 2025 – cette décision ne peut être exécutoire et les articles 53 et 54 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* ne sont pas applicables à la *GDP Affaires*. Autrement, cela équivaldrait pour la Régie à appliquer ces dispositions à un tarif qui n'existe tout simplement pas;
 - 19° Contrairement à ce qu'écrit la Régie dans sa décision, l'ordonnance de sauvegarde contenue dans la décision D-2019-092 n'avait pas pour objet de maintenir le programme *GDP Affaires* mais uniquement d'approuver le budget qui lui était applicable en 2019-2020. Or, la Régie n'a plus ce pouvoir depuis l'entrée en vigueur de la *Loi sur la simplification*.
48. Dès lors, la demanderesse soumet que cette Cour, en l'absence de compétence de la Régie sur l'objet de la décision D-2020-095, doit nécessairement l'annuler.

49. La Cour supérieure peut intervenir en instance et ce, même en présence d'un pouvoir de révision administrative des décisions de la Régie, puisqu'il s'agit d'une situation de défaut de compétence, situation qui, aux termes de l'article 529, alinéa 2 du *Code de procédure civile*, donne ouverture au contrôle judiciaire même lorsque la décision est susceptible d'appel ou de contestation devant un autre organisme.

V. LES MOTIFS JUSTIFIANT L'ANNULATION DE LA DÉCISION D-2020-105

50. La demanderesse soumet par ailleurs que la décision D-2020-105 de la Régie par laquelle elle refuse à la demanderesse la suspension de sa décision D-2020-095 dans l'intervalle de la complétion du processus de révision administrative déjà initié par la demanderesse est mal fondée en droit et déraisonnable et doit en conséquence être annulée par cette Cour, principalement pour les motifs suivants;
- 1° Contrairement à ce qu'affirme la Régie, la demanderesse a un droit clair à faire casser la décision D-2020-095 puisque la *Loi sur la simplification* a eu pour effet de retirer à la Régie la compétence de fixer un tarif applicable au programme *GDP Affaires* et ce, jusqu'au 1^{er} avril 2025;
 - 2° En présence d'un droit clair comme celui invoqué par la demanderesse, la Régie n'avait pas à considérer le critère du préjudice sérieux ou irréparable;
 - 3° La Régie a cependant eu raison de ne pas tenir compte du troisième critère généralement applicable au sursis, celui de la prépondérance des inconvénients, puisqu'il s'agit d'un litige qui n'est pas *lis inter partes* et qu'il n'y a donc pas de partie intimée dont les inconvénients peuvent être considérés;
 - 4° La Régie devait cependant tenir compte de l'intérêt public – ce qu'elle n'a pas fait - puisqu'il s'agit d'une demande de sursis d'application d'une décision dans un contexte de droit administratif. Or, la Régie a reconnu elle-même dans ses décisions antérieures que le programme *GDP Affaires* est d'intérêt public et qu'il doit être maintenu;
 - 5° La Régie a omis de tenir compte du fait que d'imposer à une partie de devoir appliquer une décision qui fait l'objet d'un processus de révision administrative constitue en soi un préjudice irréparable car il n'est pas susceptible d'être remédié par des dommages-intérêts ou qu'il peut difficilement l'être;
 - 6° La Régie a également omis de prendre en considération que constitue un préjudice irrémédiable le fait que le remède recherché par le processus de révision ne peut être obtenu à court terme en raison des réalités administratives des tribunaux et qu'il est logique que si une partie a le droit de demander la révision d'une décision, celle-ci a toute son importance pour elle et qu'il n'est pas raisonnable de lui imposer immédiatement les conséquences de la décision attaquée;
 - 7° La Régie a erré en ne prenant pas en compte le fait que l'adoption d'un tarif provisoire – si un tel tarif provisoire peut être fixé par la Régie, ce que conteste la demanderesse – est susceptible de compromettre la mise en œuvre du programme *GDP Affaires* dans le contexte où les entreprises susceptibles d'être intéressées à participer à ce programme n'y trouveront qu'un intérêt relatif voire même un risque financier puisqu'un tarif provisoire peut être éventuellement révisé lors de l'adoption

d'un tarif définitif, ce qui emporte une obligation de remboursement des compensations financières du programme déjà versées aux participants;

- 8° À ce sujet, la preuve non contredite administrée par le Distributeur devant la Régie démontre clairement le caractère sérieux et irréparable du préjudice subi par lui et les participants au programme *GDP Affaires* car ce programme ne peut être interrompu ou rendu aléatoire sans que sa survie ne soit compromise, notamment parce qu'il repose sur la confiance des participants et requiert des investissements de leur part pour modifier leurs équipements. Une copie des notes sténographiques de la preuve administrée par la Demanderesse devant la Régie au soutien de la demande de sursis de la décision D-2020-095 constitue la **pièce P-17**;
- 9° Le fait que la Régie ait mentionné antérieurement qu'elle était favorable aux objectifs visés par le programme *GDP Affaires* ne saurait constituer un argument valable pour nier l'existence d'un préjudice irréparable étant donné qu'une formation de la Régie qui entendrait le fond du litige (phase 2) ne serait pas liée par les décisions antérieures d'une autre formation de ce tribunal;
- 10° La Régie s'est trompée de manière déraisonnable en affirmant que le Distributeur n'a pas démontré de façon convaincante que l'atteinte des cibles d'effacement est mise à risque en l'absence d'un sursis ni que l'incertitude temporaire quant aux modalités de la *GDP Affaires* pourrait compromettre l'équilibre énergétique du Québec alors que la preuve administrée devant elle qui est non contredite est à l'effet contraire et que la Régie a admis elle-même que ce programme a pour effet d'éviter le lancement d'appels d'offres visant à acquérir de la puissance sur les marchés (notamment les marchés externes) pour assurer un approvisionnement électrique en période de pointe, notamment en hiver;
- 11° En l'absence de compétence sur la fixation d'un tarif applicable à la *GDP Affaires* jusqu'au 1^{er} avril 2025, la Régie ne peut recourir aux pouvoirs accessoires de l'article 34 de sa loi constitutive pour adopter un tarif provisoire ou émettre des ordonnances de sauvegarde visant à maintenir le programme *GDP Affaires*, étant entendu que la Régie ne peut suppléer à une absence de compétence par l'exercice de pouvoirs accessoires.
51. Dans les circonstances, il s'avère que la décision de la Régie de refuser le sursis demandé est déraisonnable et que cette Cour doit en conséquence l'annuler.

VI. LA NÉCESSITÉ D'ORDONNER LE SURSIS DES DÉCISIONS D-2020-095 ET D-2020-105

52. Dans l'intervalle d'une décision de cette Cour dans le cadre du présent pourvoi en contrôle judiciaire, la demanderesse est bien fondée de lui demander d'ordonner le sursis des décisions D-2020-095 et D-2020-105 de la Régie, notamment pour les motifs suivants :
- 1° La demanderesse a un droit clair à faire annuler ces décisions puisque la *Loi sur la simplification* a retiré à la Régie la compétence de fixer un tarif applicable à la *GDP Affaires* et ce, jusqu'en avril 2025;

- 2° Si cette Cour en venait à la conclusion que le droit invoqué par la demanderesse n'est pas clair, il y a néanmoins lieu de surseoir à l'application de ces décisions puisqu'il y a des motifs sérieux de contestation de celles-ci ou une apparence de droit, ce que du reste la Régie a reconnu dans sa décision D-2020-0105;
 - 3° De plus, la jurisprudence reconnaît qu'existe un préjudice sérieux du simple fait d'obliger une partie à se soumettre à une décision dont elle conteste la validité par le biais d'un processus de révision administrative. En l'espèce, le refus d'octroyer un sursis a pour conséquence d'empêcher la demanderesse de mettre en oeuvre le programme *GDP Affaires* à temps pour l'hiver 2020-2021 alors que ce programme existe depuis 2015;
 - 4° Les décisions de la Régie D-2020-095 et D-2020-105 ont également pour conséquence de compromettre la poursuite du programme pour l'hiver 2020-2021 car d'une part, les adhésions au programme doivent être complétées au plus tard le 15 septembre 2020 et que d'autre part, l'adoption d'un tarif provisoire rend ce programme trop aléatoire pour permettre sa mise en œuvre durant cette période. La preuve de ces conséquences a d'ailleurs été soumise à la Régie. Cela constitue également un préjudice sérieux et irréparable;
 - 5° L'intérêt public qu'il y a lieu de prendre en considération commande aussi que ces décisions soient suspendues, la Régie ayant d'ailleurs reconnu que le programme *GDP Affaires* est une mesure d'intérêt public. Il n'y a pas de doute non plus que d'assurer la sécurité énergétique du Québec, tout particulièrement en période hivernale, est dans l'intérêt public de la collectivité alors que le maintien à tout prix de la compétence de la Régie, malgré la *Loi sur la simplification* qui lui a retiré cette compétence, n'est manifestement pas dans l'intérêt public, sans compter qu'il s'agit d'un programme qui est en vigueur depuis 2015;
 - 6° Enfin, il n'est pas sans pertinence de souligner que les clients de la Demanderesse ne subiront aucun préjudice si le sursis est accordé puisqu'en raison du nouveau régime juridique instauré par la *Loi sur la simplification*, les coûts du programme *GDP Affaires* ne peuvent modifier les tarifs prescrits par cette loi.
53. En terminant, la Demanderesse demande à cette Cour d'ordonner à la Régie de surseoir à l'émission de toute ordonnance ou décision relative au dossier R-4041-2018 dans l'intervalle du jugement final sur la présente demande en contrôle judiciaire puisque cet organisme n'a aucune compétence à ce sujet depuis l'entrée en vigueur de la *Loi sur la simplification*.
54. Les présents recours sont bien fondés en fait et en droit et ont été signifiés et produits dans un délai raisonnable, compte tenu de la réception des décisions D-2020-095 et D-2020-105 par la Demanderesse respectivement les 23 juillet et 7 août 2020, en pleine période de vacances estivales et en situation de pandémie.

POUR CES MOTIFS, PLAISE À CETTE COUR :

En ce qui concerne la demande de sursis des décisions D-2020-095 et D-2020-105 :

ACCUEILLIR la demande de sursis des décisions D-2020-095 et D-2020-105 et ce, jusqu'à jugement final sur le présent pourvoi en contrôle judiciaire;

ACCUEILLIR la demande de sursis de toute décision ou ordonnance dans le dossier R-4041-2018 et ce, jusqu'à jugement final sur le présent pourvoi en contrôle judiciaire;

ORDONNER le sursis des décisions D-2020-095 et D-2020-105 de la Régie de l'énergie;

ORDONNER le sursis des procédures pendantes devant la Régie de l'énergie dans le dossier R-4041-2018;

ORDONNER à la Régie de l'énergie de surseoir à l'émission de toute ordonnance ou décision dans le dossier R-4041-2018;

AU BESOIN, ABRÉGER les délais de notification et de présentation de la présente demande de sursis;

En ce qui concerne la demande de pourvoi en contrôle judiciaire :

ACCUEILLIR la présente demande de pourvoi en contrôle judiciaire;

CASSER ET ANNULER les décisions D-2020-095 et D-2020-105 de la Régie de l'énergie;

DÉCLARER que la Régie de l'énergie ne jouit d'aucune compétence pour statuer sur un tarif applicable au programme *GDP Affaires* de la demanderesse jusqu'au 1^{er} avril 2025, sauf sans les cas d'exception prévus par les articles 48.3 et 48.4 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* qui sont inapplicables en l'espèce;

ORDONNER à la Régie de l'énergie de surseoir à toute procédure et à l'émission de toute ordonnance ou décision dans le dossier R-4041-2018 et ce, jusqu'à ce que soit entrepris le processus de fixation des tarifs devant s'appliquer à partir du 1^{er} avril 2025;

LE TOUT sans frais sauf en cas de contestation.

Montréal, le 25 août 2020

(S) *Lavery, de Billy, S.E.N.C.R.L.*

LAVERY, DE BILLY, S.E.N.C.R.L.

(Me Raymond Doray, Ad.E.)

Avocats de la demanderesse
1, Place Ville Marie, bureau 4000

Montréal (Québec) H3B 4M4

Courriel : rdoray@lavery.ca

Téléphone : 514 877-2913

Télécopieur : 514 871-8977

Notre dossier : 041198-00559

COPIE CERTIFIÉE CONFORME

(S) *Lavery, de Billy, S.E.N.C.R.L.*

Lavery, de Billy, S.E.N.C.R.L.

DÉCLARATION SOUS SERMENT

Je, soussignée, Julie Sbeghen, ayant sa place d'affaires au 75, boul. René-Lévesque Ouest, dans les ville et district de Montréal, province de Québec, déclare solennellement ce qui suit :

1. Je suis Directrice principale, Affaires réglementaires & approvisionnement en électricité chez Hydro-Québec;
2. Tous les faits mentionnés dans la présente *Demande introductive d'instance en contrôle judiciaire de deux décisions rendues par la Régie de l'énergie et demande de sursis d'application de ces décisions* sont vrais, à ma connaissance.

ET J'AI SIGNÉ



Julie Sbeghen

DÉCLARÉ SOLENNELLEMENT devant moi, à
Montréal, ce 25 août 2020



Commissaire à l'assermentation pour le
Québec

AVIS DE PRÉSENTATION

À :

RÉGIE DE L'ÉNERGIE
800, rue du Square-Victoria
Montréal (Québec) H4Z 1A1

Défenderesse

**ASSOCIATION COOPÉRATIVE
D'ÉCONOMIE FAMILIALE DE QUÉBEC
(ACEFQ)**
265, rue de la Couronne, bureau 210
Québec (Québec) G1K 6E1

Mise en cause

**ASSOCIATION HÔTELLERIE QUÉBEC ET
ASSOCIATION DES RESTAURATEURS
DU QUÉBEC (AHQ-ARQ)**
450 Chemin de Chambly
Longueuil (Québec) J4H 3L7

Mise en cause

**FÉDÉRATION CANADIENNE DE
L'ENTREPRISE INDÉPENDANTE
(SECTION QUÉBEC) (FCEI)**
630, boul. René-Lévesque Ouest, # 2880
Montréal (Québec) H3B 1S6

Mise en cause

**REGROUPEMENT DES ORGANISMES
ENVIRONNEMENTAUX EN ÉNERGIE
(ROÉÉ)**
4416, rue Fabre
Montréal (Québec) H2J 3V3;

Mis en cause

**ASSOCIATION COOPÉRATIVE D'ÉCONOMIE
FAMILIALE DE L'OUTAOUAIS (ACEFO)**
109, rue Wright
Gatineau (Québec) J8X 2G7

Mise en cause

**ASSOCIATION DES STATIONS DE SKI DU
QUÉBEC (ASSQ)**
1347, rue Nationale
Terrebonne (Québec) J6W 6H8

Mise en cause

**ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES
CONSOMMATEURS INDUSTRIELS
D'ÉLECTRICITÉ ET CONSEIL DE
L'INDUSTRIE FORESTIÈRE DU QUÉBEC
(AQCIE-CIFQ)**
1010, rue Sherbrooke Ouest, bureau 1600
Montréal (Québec) H3A 2R7

Mise en cause

**GROUPE DE RECOMMANDATIONS ET
D' ACTIONS POUR UN MEILLEUR
ENVIRONNEMENT (GRAMÉ)**
735, rue Notre-Dame
Montréal (Québec) H8S 2B5

Mis en cause

**REGROUPEMENT NATIONAL DES
CONSEILS RÉGIONAUX DE
L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC
(RNCREQ)**
50, rue Sainte-Catherine Ouest, bureau 380
Montréal (Québec) H2X 3V4;

Mis en cause

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (SÉ)

1535, rue Sherbrooke Ouest
Rez-de-chaussée, Local K
Montréal (Québec) H3G 1L7

Mise en cause

UNION DES CONSOMMATEURS (UC)

7000, avenue du Parc, bureau 201
Montréal (Québec) H3N 1X1

Mise en cause

PRENEZ AVIS que la présente *Demande introductive d'instance en contrôle judiciaire de deux décisions rendues par la Régie de l'énergie et demande de sursis d'application de ces décisions* sera présentée au Palais de justice de Montréal, situé au 1, rue Notre-Dame Est, à Montréal, le **4 septembre 2020, à 9h00, devant un juge en chambre, en salle 2.13.**

VEUILLEZ AGIR EN CONSÉQUENCE.

Montréal, le 25 août 2020

(S) Lavery, de Billy, S.E.N.C.R.L.

LAVERY, DE BILLY, S.E.N.C.R.L.

(Me Raymond Doray, Ad.E.)
Avocats de la demanderesse
1, Place Ville Marie, bureau 4000
Montréal (Québec) H3B 4M4
Courriel : rdoray@lavery.ca
Téléphone : 514 877-2913
Télécopieur : 514 871-8977
Notre dossier : 041198-00559

COPIE CERTIFIÉE CONFORME

(S) Lavery, de Billy, S.E.N.C.R.L.

Lavery, de Billy, S.E.N.C.R.L.

AVIS D'ASSIGNATION
(articles 145 et suivants C.p.c.)

Dépôt d'une demande en justice

Prenez avis que la partie demanderesse a déposé au greffe de la Cour supérieure du district judiciaire de Montréal la présente demande introductive d'instance.

Réponse à cette demande

Vous devez répondre à cette demande par écrit, personnellement ou par avocat dans les 15 jours de la signification de la présente demande ou, si vous n'avez ni domicile, ni résidence, ni établissement au Québec, dans les 30 jours de celle-ci. Cette réponse doit être notifiée à l'avocat de la demanderesse ou, si cette dernière n'est pas représentée, à la demanderesse elle-même.

Défaut de répondre

Si vous ne répondez pas dans le délai prévu, de 15 ou 30 jours, selon le cas, un jugement par défaut pourra être rendu contre vous sans autre avis dès l'expiration de ce délai et vous pourriez, selon les circonstances, être tenu au paiement des frais de justice.

Contenu de la réponse

Dans votre réponse, vous devez indiquer votre intention, soit

- de convenir du règlement de l'affaire;
- de proposer une médiation pour résoudre le différend;
- de contester cette demande et, dans les cas requis par le Code, d'établir à cette fin, en coopération avec la demanderesse, le protocole qui régira le déroulement de l'instance. Ce protocole devra être déposé au greffe de la Cour du district mentionné plus haut dans les 45 jours de la signification du présent avis ou, en matière familiale, ou si vous n'avez ni domicile, ni résidence, ni établissement au Québec, dans les trois mois de cette signification;
- de proposer la tenue d'une conférence de règlement à l'amiable.

Cette réponse doit mentionner vos coordonnées et, si vous êtes représenté par un avocat, le nom de celui-ci et ses coordonnées.

Changement de district judiciaire

Vous pouvez demander au tribunal le renvoi de cette demande introductive d'instance dans le district où est situé votre domicile ou, à défaut, votre résidence ou, le domicile que vous avez élu ou convenu avec le demandeur.

Si la demande porte sur un contrat de travail, de consommation ou d'assurance ou sur l'exercice d'un droit hypothécaire sur l'immeuble vous servant de résidence principale et que vous êtes le consommateur, le salarié, l'assuré, le bénéficiaire du contrat d'assurance ou le débiteur hypothécaire, vous pouvez demander ce renvoi dans le district où est situé votre domicile ou votre résidence ou cet immeuble ou encore le lieu du sinistre. Vous présentez

cette demande au greffier spécial du district territorialement compétent après l'avoir notifiée aux autres parties et au greffe du tribunal qui en était déjà saisi.

Transfert de la demande à la Division des petites créances

Si vous avez la capacité d'agir comme demandeur suivant les règles relatives au recouvrement des petites créances, vous pouvez également communiquer avec le greffier du tribunal pour que cette demande soit traitée selon les règles. Si vous faites cette demande, les frais de justice du demandeur ne pourront alors excéder le montant des frais prévus pour le recouvrement des petites créances.

Convocation à une conférence de gestion

Dans les 20 jours suivant le dépôt du protocole mentionné plus haut, le tribunal pourra vous convoquer à une conférence de gestion en vue d'assurer le bon déroulement de l'instance. À défaut, ce protocole sera présumé accepté.

Pièces au soutien de la demande

Au soutien de sa demande introductive d'instance, la partie demanderesse invoque les pièces suivantes :

- PIÈCE P-1 :** Pièce HQD-10, document 1, section 3.2 soumise par le Distributeur à l'appui de sa demande tarifaire 2015-2016;
- PIÈCE P-2 :** Décision de la Régie D-2016-033 du 7 mars 2016;
- PIÈCE P-3 :** Pièce HQD-10, document 1 (B-0043), section 3.2;
- PIÈCE P-4 :** Décision tarifaire D-2017-022 du 1^{er} mars 2017;
- PIÈCE P-5 :** Pièce HQD-10, document 1, section 4.2;
- PIÈCE P-6 :** Décision de la Régie D-2018-025 du 7 mars 2018;
- PIÈCE P-7 :** Décision D-2018-113 du 22 août 2018 émettant une ordonnance de sauvegarde pour maintenir en vigueur le programme *GDP Affaires*;
- PIÈCE P-8 :** Décision de la Régie du 1^{er} août 2019;
- PIÈCE P-9 :** Décision de la Régie D-2019-164 datée du 2 décembre 2019;
- PIÈCE P-10 :** *Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité*, L.Q., 2019, ch. 27;
- PIÈCE P-11 :** Correspondance du procureur du Distributeur à la secrétaire de la Régie, en date du 26 février 2020;
- PIÈCE P-12 :** Correspondance du 11 mars 2020 adressée par la Régie au procureur de la demanderesse;

- PIÈCE P-13 :** Correspondance du 16 avril 2020 adressée par les procureurs de la demanderesse à la secrétaire de la Régie;
- PIÈCE P-14 :** Décision D-2020-095 du 23 juillet 2020;
- PIÈCE P-15 :** Demande de révision de la décision D-2020-095 et de la demande d'urgence de sursis du 30 juillet 2020;
- PIÈCE P-16 :** Décision D-2020-105 du 7 août 2020;
- PIÈCE P-17 :** Notes sténographiques de la preuve administrée par la Demanderesse devant la Régie le 4 août 2020.

Ces pièces sont disponibles sur demande.

Demande accompagnée d'un avis de présentation

S'il s'agit d'une demande présentée en cours d'instance ou d'une demande visée par les Livres II, V, à l'exception de celles portant sur les matières familiales mentionnées à l'article 409, ou VI du Code, la préparation d'un protocole de l'instance n'est pas requise; toutefois, une telle demande doit être accompagnée d'un avis indiquant la date et l'heure de sa présentation.

Montréal, le 25 août 2020

(S) Lavery, de Billy, S.E.N.C.R.L.

LAVERY, DE BILLY, S.E.N.C.R.L.

(Me Raymond Doray, Ad.E.)

Avocats de la demanderesse

1, Place Ville Marie, bureau 4000

Montréal (Québec) H3B 4M4

Courriel : rdoray@lavery.ca

Téléphone : 514 877-2913

Télécopieur : 514 871-8977

Notre dossier : 041198-00559

COPIE CERTIFIÉE CONFORME

(S) Lavery, de Billy, S.E.N.C.R.L.

Lavery, de Billy, S.E.N.C.R.L.

Pièce P-1

INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

TABLE DES MATIÈRES

1. CONTEXTE D’AFFAIRES	5
2. PGEÉ 2003-2015 ET APERÇU 2015.....	6
3. INTERVENTIONS DE 2016	9
3.1. Économie d’énergie	9
3.1.1. <i>Marché Résidentiel</i>	11
3.1.2. <i>Marché Affaires</i>	14
3.1.3. <i>Impact en puissance des interventions en économie d’énergie</i>	16
3.2. Gestion de la demande en puissance.....	16
3.3. Innovations technologiques et commerciales	19
3.4. Réseaux autonomes	20
4. ANALYSES ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRE	23
4.1. Analyses économiques	23
4.1.1. <i>Analyse de sensibilité</i>	25
4.2. Analyse financière.....	26
4.2.1. <i>Impact sur le coût de service</i>	27
ANNEXE A : TABLEAUX DÉTAILLÉS BUDGET ET IMPACT ÉNERGÉTIQUE.....	29
ANNEXE B : HYPOTHÈSES DE CALCUL 2016.....	35
ANNEXE C : ANALYSES ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRE TABLEAUX SUPPLÉMENTAIRES	39
ANNEXE D : SUIVI DES DEMANDES DE LA RÉGIE	45

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : PGEEÉ 2003-2015 Économies d'énergie et dépenses.....	7
Tableau 2 : Résultats anticipés pour 2015.....	8
Tableau 3 : Répartition du budget 2016.....	9
Tableau 4 : Interventions en économie d'énergie	10
Tableau 5 : Budgets et objectifs 2016 - Marché Résidentiel.....	11
Tableau 6 : Budgets et objectifs 2016 - Marché Affaires	14
Tableau 7 : Résultats des analyses économiques.....	24
Tableau 8 : Résultats des analyses économiques – Gestion de la demande en puissance.....	24
Tableau 9 : Résultats des analyses de sensibilité	26
Tableau 10 : Analyse financière Impact net du budget 2016 sur les tarifs du Distributeur par marchés	27
Tableau 11 : Impact en 2016 des dépenses de mise en œuvre ¹ sur le coût de service du Distributeur.....	27
Tableau A-1 : Budgets annuels.....	31
Tableau A-2 : Budgets totaux 2003-2016	32
Tableau A-3 : Impacts énergétiques 2003-2016.....	33
Tableau B-1 : Hypothèses de calcul 2016	37
Tableau C-1 : Analyses économiques (M\$ actualisés de 2016).....	41
Tableau C-2 : Analyses économiques (¢/kWh actualisés de 2016).....	42
Tableau C-3 : Analyses économiques – Gestion de la demande en puissance.....	42
Tableau C-4 : Impact net sur les tarifs du Distributeur.....	43
Tableau D-1 : Prévission du nombre d'abonnés au tarif DT.....	52
Tableau D-2 : Potentiel de conversion de la biénergie mazout à la biénergie propane.....	53
Tableau D-3 : Potentiel de conversion de la biénergie mazout à la biénergie biomasse.....	53

FIGURE

Figure 1 : Évolution du PGEEÉ, 2003-2015.....	6
---	---

1. CONTEXTE D'AFFAIRES

1 Plusieurs périodes ont marqué la vision commerciale du Distributeur en matière d'efficacité
2 énergétique, chacune témoignant du contexte d'affaires du secteur énergétique, mais
3 également des cibles établies par le gouvernement du Québec. L'année 2015 marque la fin
4 du PGEÉ 2003-2015 dont l'objectif consistait en l'atteinte de la cible de 8 TWh d'économies
5 d'énergie pour le Distributeur. Ce dernier a honoré ses engagements puisque la cible a été
6 dépassée par près de 10 %.

7 La section 2 dresse un bref bilan de ce PGEÉ et présente un aperçu des résultats anticipés
8 de 2015.

9 L'année 2016 marque le début de la période post PGEÉ. Le Distributeur assurera la stabilité
10 des interventions et poursuivra ses efforts dans tous les marchés selon les trois axes :
11 *Économie d'énergie, Gestion de la demande en puissance*, auxquelles s'ajoute, pour les
12 réseaux autonomes, l'*Utilisation efficace de l'énergie*¹.

13 Les stratégies d'intervention, énoncées dans le *Plan d'approvisionnement 2014-2023* et son
14 état d'avancement 2014, constituent les fondements sur lesquels s'appuie le Distributeur
15 pour mener à bien la réalisation de gains durables et la transformation du marché de
16 l'efficacité énergétique. En bref, ces stratégies sont :

- 17 • l'optimisation des programmes existants dans tous les segments par une approche
18 intégrée par marché ;
- 19 • des initiatives promotionnelles, dynamiques et innovatrices, liées à la sensibilisation
20 et aux changements de comportements en efficacité énergétique ;
- 21 • la mise en œuvre de nouvelles interventions en gestion de la demande en
22 puissance ;
- 23 • la bonification, pour les grands clients Industriels, du volet Gestion de l'énergie, soit
24 un processus d'amélioration continue de la performance énergétique ;
- 25 • l'optimisation de l'offre destinée à la clientèle des ménages à faible revenu (MFR),
26 répondant aux préoccupations de la Régie et du gouvernement du Québec² ;
- 27 • une approche intégrée spécifique à chaque réseau autonome ;
- 28 • le recours à des prestataires externes pour l'exploitation des programmes,
29 généralement de type clés en main, qui favorise l'implantation d'un ensemble de
30 mesures chez le client-participant plutôt qu'une approche par produit.

31 En 2016, le Distributeur maintient ses efforts et prévoit allouer 135 M\$ à la réalisation de ses
32 activités en efficacité énergétique. Ces efforts se traduiront par l'ajout d'environ 460 GWh

¹ L'*Utilisation efficace de l'énergie* consiste à promouvoir la source d'énergie la plus appropriée pour satisfaire un besoin particulier.

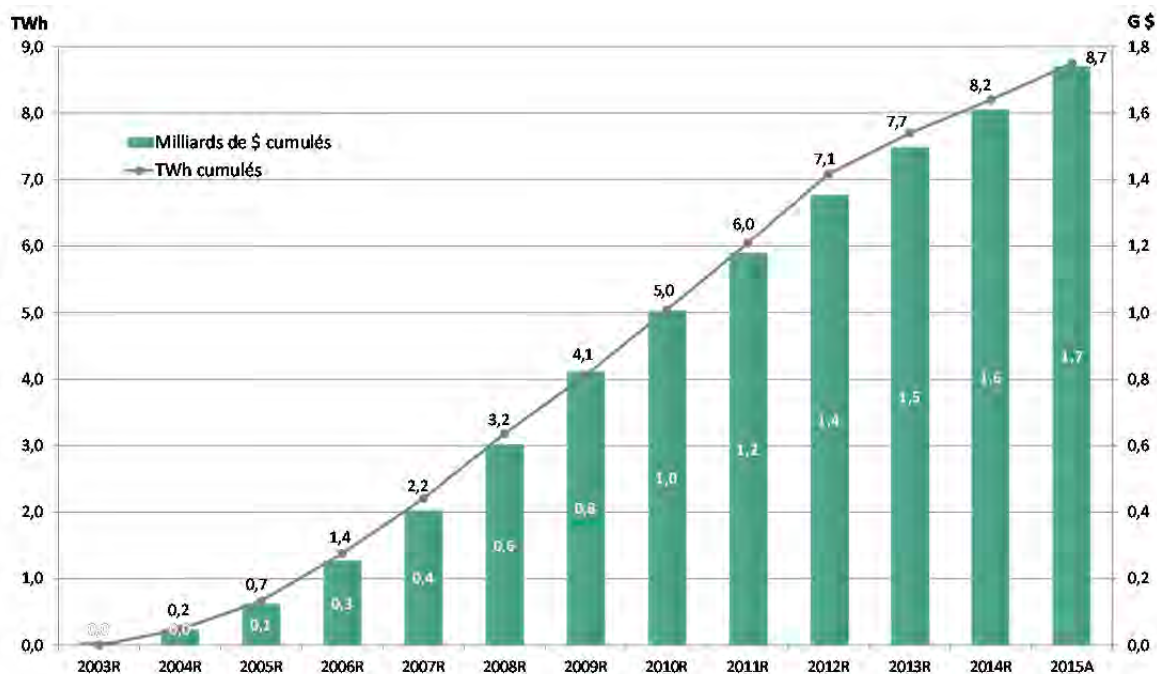
² Décret 841-2014 émis le 24 septembre 2014 par le gouvernement du Québec.

1 d'économies d'énergie et de près de 115 MW d'interventions en gestion de la demande en
2 puissance.

2. PGEÉ 2003-2015 ET APERÇU 2015

3 Le PGEÉ aura permis de réaliser, entre les années 2003 et 2015³, des économies d'énergie
4 de 8,7 TWh avec des dépenses du Distributeur totalisant 1,7 milliard de dollars. Ces résultats
5 témoignent de la robustesse de l'influence du Distributeur et constituent des assises solides
6 sur lesquelles s'appuyer pour l'avenir.

**FIGURE 1 :
ÉVOLUTION DU PGEÉ, 2003-2015 (G\$ ET TWH CUMULÉS)**



7 Des principes directeurs ont guidé le Distributeur dans la réalisation du PGEÉ tout au long
8 des années. Parmi ceux-ci, il faut mentionner :

- 9 • un impact sur les revenus requis acceptable pour les clients ;
- 10 • des critères de rentabilité reconnus ;
- 11 • la collaboration avec les autres intervenants du marché, en synergie et en
12 complémentarité ;

³ Les résultats de l'année 2015 sont estimés en date du 20 mai 2015.

- 1 • des interventions dans tous les marchés, par souci d'équité. À cet égard, le tableau 1
2 présente la répartition des économies réalisées par marchés ainsi que les sommes
3 qui y ont été consacrées par le Distributeur⁴.

TABLEAU 1 :
PGÉE 2003-2015
ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ET DÉPENSES

Par marchés	TWh	M\$
Marché Résidentiel	3,4	500
Marché Affaires - Commercial et institutionnel	2,2	600
Marché Affaires - Industriel	3,1	300

- 4 En 2015, le Distributeur prévoit réaliser 546 GWh d'économies d'énergie, soit la prévision
5 présentée au dossier R-3905-2014. De plus, les interventions en gestion de la demande en
6 puissance permettront de la réduire de plus de 50 MW. Les efforts d'optimisation des
7 activités permettront d'atteindre ces objectifs avec un budget évalué à 130 M\$, soit 5 M\$ de
8 moins que celui approuvé par la Régie⁵. Le tableau 2 présente les résultats anticipés pour
9 2015.

⁴ Les résultats excluent les postes suivants : Réseaux autonomes, Innovations technologiques et commerciales, Gestion de la demande en puissance ainsi que les Activités communes.

⁵ Décision D-2015-018, paragraphe 746.

**TABLEAU 2 :
RÉSULTATS ANTICIPÉS POUR 2015**

Programmes et activités du Distributeur	D-2015-018		Résultats anticipés		Écart	
	Budget TOTAL (M\$)	Économies d'énergie (GWh)	Budget TOTAL (M\$)	Économies d'énergie (GWh)	Budget TOTAL (M\$)	Économies d'énergie (GWh)
Marché Résidentiel	32	185	28	176	(4)	(8)
Marché Affaires - Commercial et institutionnel	39	172	32	196	(7)	25
Marché Affaires - Industriel	27	187	26	163	(1)	(24)
Réseaux autonomes	3	2	6	10	3	7
Innovations technologiques et commerciales	10	1	10	1	0	(0)
Activités communes	12	-	11	-	(2)	-
Sous total - M\$ et GWh	123	546	113	546	(10)	0
Gestion de la demande en puissance - M\$ et MW	12	62	17	54	5	(8)
TOTAL - Interventions du Distributeur	135		130		(5)	

1 En ce qui a trait aux budgets de 2015, les ajustements à la baisse s'expliquent de la manière
 2 suivante : au marché Résidentiel, la fin de l'appui financier aux ampoules DEL et les autres
 3 ajustements au rythme de déploiement de quelques initiatives justifient l'écart de 4 M\$; au
 4 marché Affaires, l'écart de 8 M\$ est essentiellement attribuable aux programmes *Offre*
 5 *intégrée en efficacité énergétique pour les bâtiments – OIEÉB* et *Offre intégrée en efficacité*
 6 *énergétique systèmes industriels – OIEÉSI* et s'explique principalement par la conjoncture
 7 économique difficile qui entraîne le retard ou l'annulation de projets. Ces réductions de
 8 dépenses ont toutefois été en partie compensées par la hausse des budgets destinés aux
 9 programmes de gestion de la demande en puissance.

10 Au chapitre des GWh, le Distributeur maintient son objectif initial global. Pour les secteurs
 11 Commercial et institutionnel, l'écart favorable provient de la prise en compte des paramètres
 12 de calcul d'impact énergétique établis selon l'évaluation externe déposée à la Régie⁶.
 13 Celui-ci compense la diminution des projets réalisés (taille ou nombre) du programme. Du
 14 côté du marché Résidentiel, le Distributeur a maintenu quasiment les mêmes économies
 15 d'énergie puisqu'il entend revoir sa stratégie pour l'éclairage efficace et qu'il poursuit
 16 l'évaluation de sa contribution à la transformation de ce marché, mise en évidence dans le
 17 dernier rapport d'évaluation de ce programme qui a été déposé à la Régie en février 2015⁷.

⁶ Voir les explications fournies au *Rapport annuel 2014 du Distributeur*, à la pièce HQD-7, document 3, page 8.

⁷ Pour consulter ce rapport, voir : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_PGEE_2015.html.

3. INTERVENTIONS DE 2016

En 2016, le Distributeur prévoit consacrer aux interventions en efficacité énergétique des efforts comparables à ceux des années antérieures. Dans l'ensemble, les programmes et activités sont maintenus, assurant ainsi la continuité de l'offre commerciale du Distributeur dans les marchés. Les priorités pour l'année 2016 sont :

- le développement de nouvelles opportunités en gestion de la demande en puissance ;
- la poursuite des efforts en sensibilisation et en transformation des marchés. Considérant les nombreux programmes déployés au cours des dix dernières années, le Distributeur poursuivra ses études pour évaluer les potentiels de transformation de marché attribuables à ses activités (mesures reliées à l'éclairage et aux thermostats électroniques, autres.) ;
- la mise en place d'une approche intégrée pour les MFR.

Le Distributeur poursuivra sa participation auprès des organismes de réglementation, notamment pour les thermopompes pour climat froid. Il effectuera également les analyses de marché afin de déterminer les potentiels d'économies d'énergie futurs. Les autres activités de planification et de suivi des programmes se poursuivront sans modifications majeures.

Le tableau 3 présente la répartition du budget 2016.

**TABLEAU 3 :
RÉPARTITION DU BUDGET 2016**

	M\$
Marché Résidentiel	25
Marché Affaires - Commercial et institutionnel	28
Marché Affaires - Industriel	24
Gestion de la demande en puissance	31
Réseaux autonomes	5
Innovations technologiques et commerciales	10
Activités communes	11
TOTAL	135

3.1. Économie d'énergie

Les programmes et activités au marché Résidentiel sont répartis en fonction de trois grands volets : *Sensibilisation Mieux consommer* visant les changements de comportement, *Programmes spécifiques Mieux consommer* pour la promotion des produits efficaces et le volet particulier pour les MFR. Pour le marché Affaires, la nomenclature des programmes est maintenue. Le tableau 4 présente le portefeuille des interventions en économie d'énergie prévues pour les marchés Résidentiel et Affaires.

**TABLEAU 4 :
INTERVENTIONS EN ÉCONOMIE D'ÉNERGIE**

Programmes et activités marché Résidentiel		2016
Sensibilisation Mieux consommer		✓
Programmes spécifiques Mieux consommer	Piscines efficaces	✓
	Éclairage	✓
	Fenêtres et portes-fenêtres	✓
	Fenestration écoénergétique - multilogement	✓
	Produits économiseurs d'eau et d'énergie	✓
	Offre intégrée en nouvelle construction	✓
	Soutien aux projets DUD	✓
Offre Ménages à faible revenu (MFR)*		✓
Programmes et activités marché Affaires		2016
Produits efficaces	Produits agricoles	✓
	Commercial	✓
OIEÉB	Institutionnel	✓
	Nouvelle construction	✓
Bâtiments HQD		✓
OIEÉSI	PMI	✓
	GI	✓

* Inclut les volets Social, Communautaires et Privé.

3.1.1. Marché Résidentiel

1 Le tableau 5 présente les budgets et les économies d'énergie prévus en 2016 pour le
2 marché Résidentiel.

**TABLEAU 5 :
BUDGETS ET OBJECTIFS 2016 - MARCHÉ RÉSIDENTIEL**

	2016	
	M\$	GWh
Marché Résidentiel	25	156
Sensibilisation Mieux consommer	7	88
Programmes spécifiques Mieux consommer	9	62
- dont OINC (Maisons efficaces)	2	2
Offre Ménages à faible revenu	10	6

a) Sensibilisation Mieux consommer

3 La signature *Mieux consommer* servira de porte étendard à l'ensemble des initiatives du
4 Distributeur en efficacité énergétique, que ce soit pour la sensibilisation ou pour la promotion
5 de produits efficaces. Elle facilitera le mesurage de la notoriété des campagnes publicitaires
6 et de l'influence du Distributeur sur les changements escomptés.

7 Pour sensibiliser l'ensemble de la population et ses clients, le Distributeur a élaboré une
8 approche commerciale axée sur l'amélioration des connaissances et sur les bénéfiques, tant
9 individuels que collectifs, découlant des changements de comportements en efficacité
10 énergétique.

11 La campagne de sensibilisation 2015 se fera sur le thème *Les bons réflexes*. Cette
12 campagne se veut ludique et interactive et elle comprendra les éléments suivants :

- 13 • des outils interactifs (par exemple, un questionnaire qui permet de tester ses
14 connaissances en efficacité énergétique) ;
- 15 • une liste de bons réflexes à adopter ;
- 16 • une série Web ;
- 17 • des concours.

18 En 2016, poursuivant le virage numérique de l'expérience client, le Distributeur déploiera
19 progressivement la nouvelle section Web *Mieux consommer*. Cette section agira comme
20 carrefour de l'information en efficacité énergétique.

21 Afin d'assurer l'efficacité de ces initiatives, un sondage permettant d'évaluer les économies
22 d'énergie réalisées est prévu.

1 Depuis sa création en 2007, en partenariat avec le Centre des sciences de Montréal, les
2 53 valises pédagogiques *00Watt* prêtées dans les écoles connaissent un grand succès. Près
3 de 120 000 élèves du 3^e cycle du primaire ont été conscientisés à l'économie d'énergie.

4 En 2015, une nouvelle édition de la trousse éducative *00Watt* sera offerte aux élèves du
5 3^e cycle du primaire. Le nombre de valises disponibles sera doublé et le contenu ainsi que
6 les approches d'enseignement seront entièrement revus, bonifiés et modernisés. En 2016,
7 les outils jeunesse seront étendus aux étudiants des niveaux secondaires et
8 postsecondaires.

b) Programmes spécifiques Mieux consommer

Éclairage

9 Le Distributeur maintiendra jusqu'au 31 décembre 2015 l'appui financier destiné aux
10 luminaires à DEL et poursuivra en 2016 ses activités de sensibilisation à l'éclairage efficace.

Produits économiseurs d'eau et d'énergie

11 Au 30 avril 2015, près de 20 000 troussees ont été achetées depuis le début du programme
12 dont environ 5 000 depuis le début de l'année. Près de la moitié des commandes
13 proviennent des municipalités témoignant des efforts supplémentaires déployés pour le
14 soutien et l'augmentation de la notoriété du programme auprès de ce segment de clientèle.
15 Par ailleurs, pour les deux autres segments visés par le programme, soit la clientèle
16 résidentielle et les représentants des habitations à caractère social (SHQ, OMQ, COOP et
17 OBNL), des activités de promotion ciblées sont également déployées en 2015. À la lumière
18 des résultats de ces efforts supplémentaires, le Distributeur ajustera sa stratégie
19 commerciale.

Piscines efficaces

20 Ce programme se poursuit en 2016. Le Distributeur effectue actuellement une évaluation
21 pour ajouter d'autres produits à l'offre commerciale afin d'en augmenter la portée.

Offre intégrée en nouvelle construction (Maisons efficaces)

22 Le Distributeur anticipe désormais la vente de 900 maisons efficaces d'ici la fin de 2015. Un
23 démarrage plus lent que prévu et un cycle de réalisation de projets domiciliaires plus long
24 qu'anticipé expliquent la baisse de l'objectif prévu initialement à 1 460 habitations. Il est à
25 noter que les maisons usinées sont dorénavant éligibles à ce programme. Afin d'augmenter
26 la notoriété du programme, plusieurs activités de commercialisation sont prévues,
27 particulièrement lors des périodes d'achat et de construction de maisons neuves. La
28 promotion du programme lors de congrès et événements des acteurs clés (constructeurs,
29 installateurs, municipalités), des activités de reconnaissance des leaders ainsi qu'un

1 concours s'adressant aux acheteurs de maisons efficaces⁸ figurent parmi les activités
2 promotionnelles. En 2016, le Distributeur poursuivra le déploiement du programme et
3 continuera de suivre son évolution afin d'ajuster sa stratégie commerciale au besoin.

4 Tel qu'il l'a annoncé dans le dossier R3905-2014⁹, le Distributeur a évalué la possibilité
5 d'ajouter les pompes à chaleur à haut rendement et pour climat froid à son offre. Les pompes
6 à chaleur pour climat froid offrent un potentiel intéressant de gains énergétiques. C'est
7 pourquoi le Distributeur continue à travailler avec l'ensemble des intervenants du marché
8 (Ressources naturelles Canada, CSA, entreprises de services publiques canadiennes et
9 américaines) afin d'accélérer l'entrée en vigueur des normes et critères de performance pour
10 ces appareils. Quant aux pompes à chaleur à haut rendement, la période de retour sur
11 investissement demeure encore longue. En conséquence, le Distributeur estime qu'une
12 sensibilisation générale pour les pompes à chaleur efficaces demeure la stratégie
13 commerciale la plus appropriée.

Autres programmes spécifiques Mieux consommer

14 Les programmes *Fenêtres et portes-fenêtres*, *Fenestration écoénergétique - multilogements*
15 et *Soutien aux projets DUD* se poursuivent sans modifications.

c) Offre aux ménages à faible revenu

16 En 2015, les programmes destinés aux MFR se sont poursuivis. Un budget de 9 M\$ a été
17 consacré à cette clientèle afin de l'aider à consommer efficacement et à réduire sa facture
18 d'électricité.

19 Le budget 2016 octroyé aux activités destinées spécifiquement aux MFR s'élève à 10 M\$.

20 Lors du dossier R-3905-2014, le Distributeur a déposé le complément de preuve Mesures
21 visant à soutenir les ménages à faible revenu¹⁰, dans lequel il proposait une bonification de
22 son offre de services visant à aider les MFR, y compris les mesures en efficacité
23 énergétique.

24 Une des stratégies énoncées consiste à offrir un meilleur arrimage des interventions auprès
25 de cette clientèle afin de faciliter l'accès à une gamme de services intégrés, par
26 l'intermédiaire d'un guichet de service unique et dédié. Le Distributeur, le Bureau de
27 l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIÉ) et les intervenants du milieu ont donc
28 entamé, en cours d'année, une réflexion conjointe afin de mieux coordonner leurs actions et
29 pour mettre sur pied un centre d'accompagnement dédié à cette clientèle.

30 En 2016, le Distributeur, le BEIÉ et les intervenants du milieu mettront en place la structure
31 opérationnelle. Le Distributeur et ses partenaires comptent utiliser les services d'un
32 prestataire intégrateur qui proposera au client les mesures de recouvrement et les mesures

⁸ Entre le 15 mai 2015 et le 20 mars 2016, possibilité pour les acheteurs gagnants du concours de recevoir jusqu'à 8 000 \$ de remboursement à l'achat d'électroménagers certifiés ENERGY STAR.

⁹ Pièce HQD-10, document 1 (B-0038), page 11, lignes 7 à 8.

¹⁰ HQD-1, document 5 (B-0125).

1 en efficacité énergétique qui lui permettront de réduire sa facture d'électricité, d'augmenter
2 son confort et d'obtenir toute la gamme de services adaptés à sa situation financière.

3 Les principales mesures en efficacité énergétique envisagées dans le cadre de cette
4 approche sont : un diagnostic de la consommation, le calfeutrage, l'installation de
5 thermostats électroniques, l'installation de produits économiseurs d'eau et d'énergie,
6 l'installation d'ampoules DEL, le remplacement de réfrigérateurs énergivores ainsi qu'un
7 volet éducatif en matière de comportements efficaces énergétiquement. Les propriétaires
8 occupants bénéficieront également de mesures structurantes touchant l'enveloppe du
9 bâtiment.

10 Afin de s'assurer du succès de cette approche, le Distributeur, en collaboration avec le BEIÉ,
11 la mettra en œuvre à petite échelle en 2016.

12 L'ensemble des volets des programmes actuels se poursuivront en 2016.

3.1.2. **Marché Affaires**

13 Le marché Affaires constitue, depuis de nombreuses années, un contributeur important à
14 l'ensemble du portefeuille d'interventions en efficacité énergétique. Pour 2016, malgré une
15 baisse anticipée de participation, le Distributeur prévoit réaliser les deux-tiers de son objectif
16 total d'environ 460 GWh par des interventions au marché Affaires et y consacrer 52 M\$.

17 Le tableau 6 présente les budgets et les économies d'énergie prévus en 2016 pour ce
18 marché.

**TABLEAU 6 :
BUDGETS ET OBJECTIFS 2016 - MARCHÉ AFFAIRES**

	2016	
	M\$	GWh
Marché Affaires	52	302
Commercial et institutionnel	28	166
OIEÉB	25	157
Autres programmes	3	8
Industriel	24	136
OIEÉSI - Petites et moyennes industries	9	47
OIEÉSI - Grandes industries	15	90

19 Au cours des dernières années, le Distributeur a effectué une révision en profondeur du
20 portefeuille d'interventions au marché Affaires. Cette révision visait à mettre en place une
21 offre intégrée et simplifiée pour chacun des secteurs Commercial et institutionnel et
22 Industriel. Ainsi, au cours des prochaines années, l'offre du Distributeur devrait demeurer

1 relativement stable pour supporter la mise en œuvre de projets en économie d'énergie, ce
2 qui est généralement apprécié par les partenaires et clients du marché Affaires.

a) Produits efficaces

3 En novembre 2014, le Distributeur a annoncé la fin du volet *Éclairage public* au 31 mars
4 2015 (à l'exception des réseaux autonomes), la baisse importante du prix des luminaires ne
5 justifiant plus l'octroi d'une aide financière (surcoût nul) et l'installation de DEL dans ce
6 segment de marché étant devenue une pratique courante. Des règles de transition sont
7 toutefois offertes et un délai de 24 mois est accordé aux clients qui n'auraient pas terminé
8 leur projet à cette date.

9 Le volet *Produits agricoles* du programme *Produits efficaces* se poursuit en 2015 avec
10 quelques nouveautés. En effet, à compter du 1^{er} avril 2015, la liste des mesures d'éclairage
11 admissibles a été mise à jour¹¹ et il est à noter que tous les produits d'éclairage à DEL,
12 approuvés par le *DesignLights Consortium*, sont maintenant admissibles à un appui
13 financier.

14 En 2016, le programme se poursuivra sans modifications majeures.

**b) Offres intégrées en efficacité énergétique pour les bâtiments et les systèmes
industriels (OIEÉB et OIEÉSI)**

15 En avril 2015, des améliorations ont été apportées au programme *OIEÉB*. D'une part,
16 l'option *Conception intégrée* a été ajoutée au volet *Sur mesure* pour les nouveaux bâtiments.
17 Ainsi, un appui financier est dorénavant accordé aux projets pour lesquels un processus de
18 conception intégrée est adopté. Ce processus s'amorce dès l'analyse préliminaire du projet,
19 avant l'établissement des plans et des devis du bâtiment. Cette pratique d'affaires est
20 essentielle à la réussite et au respect des principes du développement durable et à la
21 maximisation des économies d'énergie. D'autre part, afin de simplifier l'expérience client,
22 l'admissibilité au volet *Prescriptif* a été élargie aux bâtiments jusqu'à 10 000 m² en
23 remplacement de la limite précédente de 5 000 m².

24 Le programme *OIEÉSI* a également fait l'objet d'améliorations afin d'ajuster l'offre par rapport
25 à l'évolution du marché et de simplifier les démarches des clients désirant y participer.

26 Parmi les nouveautés, le lancement, le 1^{er} mai 2015, du volet *Système de gestion de*
27 *l'énergie électrique* en remplacement du volet *Mesurage en continu et gestion de l'énergie*
28 *électrique* est à mentionner. La gestion de l'énergie en continu, comme proposée à titre
29 d'exemple par la norme ISO 50001, représente un changement de paradigme pour les
30 entreprises. Elle devra s'échelonner sur plusieurs années avant que les entreprises
31 n'obtiennent des bénéfices tangibles au chapitre des GWh économisés. En ce sens, le
32 Distributeur entreprend une transformation de marché de long terme en accompagnant les
33 entreprises dans ce changement de culture. Concrètement, la bonification de ce volet offrira

¹¹ Voir la liste complète sur le site Web d'Hydro-Québec à l'adresse suivante :
[http://www.hydroquebec.com/affaires/efficacite-energetique/programmes/programme-produits-agricoles-
efficaces/](http://www.hydroquebec.com/affaires/efficacite-energetique/programmes/programme-produits-agricoles-efficaces/).

1 aux participants autant des appuis financiers que divers services complémentaires, tel un
2 accompagnement technique aux différentes étapes de mise en place d'un système de
3 gestion de l'énergie électrique.

En 2016, les deux programmes se poursuivront sans modifications majeures.

3.1.3. Impact en puissance des interventions en économie d'énergie

4 En 2016, bien que le Distributeur fasse toujours face à des surplus en énergie, son bilan
5 offre - demande présente des besoins en puissance. Une des stratégies énoncées dans le
6 *Plan d'approvisionnement 2014-2023* stipulait :

7 [...] compte tenu de l'évolution des bilans en énergie et en puissance, le
8 Distributeur priorisera les interventions en économie d'énergie ayant un
9 impact important sur la réduction des besoins en puissance¹².

10 Les interventions en économie d'énergie ont un impact sur les besoins en puissance, mais
11 cet impact diffère selon la nature de la mesure. Par exemple, un GWh économisé grâce à
12 une mesure comme l'installation de fenêtres efficaces ou l'isolation des habitations apporte
13 une réduction de la demande en puissance plus élevée qu'un GWh économisé découlant
14 d'une mesure d'éclairage ou d'une mesure comme les minuteriers de piscine. Les
15 interventions en économie d'énergie de 2016 se traduiront par une réduction de 60 MW des
16 besoins de puissance à l'hiver 2016-2017, et ce, en sus des interventions directes en gestion
17 de la demande en puissance.

18 Compte tenu du fait que certaines mesures d'économie d'énergie offrent l'opportunité de
19 réduire les besoins de puissance au même titre que les interventions directes en gestion de
20 la demande en puissance, le Distributeur travaillera en 2016 à une priorisation des
21 interventions en fonction de leur contribution à la pointe.

3.2. Gestion de la demande en puissance

22 Le budget anticipé de 2015 s'élève à 17 M\$. Au total, 54 MW seront ajoutés à l'hiver
23 2015-2016¹³.

24 Pour 2016, le budget prévu s'élève à 31 M\$¹⁴, soit une augmentation de plus de 14 M\$ par
25 rapport aux résultats anticipés de 2015. Le déploiement de deux nouvelles interventions en
26 gestion de charges interruptibles, l'une au marché Résidentiel et l'autre dans les bâtiments
27 commerciaux et institutionnels (CI), explique cette majoration importante. Au total, les
28 interventions en gestion de la demande en puissance réduiront de près de 115 MW la

¹² Dossier R-3864-2013, pièce HQD-1, document 1 (B-0005), page 17.

¹³ Ce nombre exclut les interventions en gestion de la demande en puissance, hors budget du PGEÉ, comme la réduction de puissance découlant des options tarifaires.

¹⁴ Au même titre que l'aide financière accordée aux clients Grande puissance et Affaires qui adhèrent aux options d'électricité interruptible, l'aide financière allouée aux programmes *Charges interruptibles résidentielles* et *Charges interruptibles Bâtiments* n'est pas incluse dans le budget des interventions en efficacité énergétique. Elle est plutôt comptabilisée dans les coûts d'approvisionnement (voir la pièce HQD-6, document 1).

1 demande en puissance de l'hiver 2016-2017, dont environ 75 MW au marché Résidentiel et
2 40 MW au marché Affaires.

3 Au cours des dernières années, la part relative de la gestion de la demande en puissance
4 dans le budget total est passée de 0,3 % en 2012 à 23 % en 2016. Cette augmentation
5 témoigne des efforts accrus du Distributeur pour déployer de nouvelles interventions en
6 gestion de la demande en puissance.

Charges interruptibles résidentielles

7 Le projet pilote de chauffe-eau interruptibles a été déployé à l'hiver 2014-2015. Ce projet,
8 réalisé auprès de 400 employés d'Hydro-Québec, interrompait l'alimentation électrique de
9 leur chauffe-eau pendant les périodes de pointe hivernale. Deux technologies d'interruption à
10 distance des chauffe-eau ont été testées, soit l'utilisation du réseau internet du client et
11 l'utilisation du réseau maillé de l'infrastructure de mesurage avancé. Les résultats ont été
12 concluants, particulièrement ceux relatifs aux aspects techniques et au maintien du confort
13 des occupants. Les résultats du sondage auprès des participants indiquent :

- 14 • qu'aucun participant n'a observé de manque d'eau chaude ;
- 15 • qu'après trois ou quatre interruptions, l'inquiétude de manquer d'eau chaude tend à
16 disparaître ;
- 17 • que l'option de retrait volontaire amène une sécurité pour les participants (besoin de
18 contrôle) ;
- 19 • que l'aide financière constitue un facteur important dans la décision de participer ou
20 non au programme.

21 À la lumière des résultats du projet pilote, le Distributeur poursuit la mise en œuvre de cette
22 initiative et proposera à tous les clients résidentiels une adhésion volontaire à un nouveau
23 programme de charges interruptibles résidentielles. Une aide financière sera octroyée aux
24 clients qui adhéreront au programme. Le Distributeur assumera la totalité des coûts des
25 équipements et de leur installation. Un prestataire sera choisi par appel de propositions pour
26 assurer la livraison clés en main du programme.

27 Un déploiement progressif débutant par les régions les plus densément peuplées permettra
28 l'obtention plus rapide de réduction de MW de puissance à un moindre coût. Au cours de
29 l'hiver 2015-2016, la réduction de la puissance est estimée à 28 MW avec une participation
30 de 40 000 clients. Le déploiement de ce nouveau programme se poursuivra pour l'hiver
31 2016-2017. L'objectif est fixé à 100 000 participants et représente une réduction de 70 MW
32 de la demande en puissance. Les principaux paramètres du programme sont présentés à
33 l'annexe B-1.

Promotion de la biénergie au tarif DT

34 Malgré tous les efforts déployés par le Distributeur au cours des dernières années, l'érosion
35 du parc biénergie est inévitable sachant qu'il repose à près de 85 % sur des systèmes de
36 chauffage biénergie électricité-mazout et que le chauffage au mazout subit actuellement un

1 changement structurel important hors du contrôle du Distributeur¹⁵. Compte tenu des enjeux
2 mentionnés à l'annexe D, aucune autre source d'appoint que le mazout ne peut être viable
3 économiquement et commercialement à grande échelle et à long terme. Dans ce contexte, le
4 Distributeur conserve son approche et il poursuivra en 2016, les efforts promotionnels mis en
5 place depuis quelques années afin de ralentir l'effritement du parc biénergie.

Sensibilisation à la pointe hivernale

6 Au cours de l'hiver 2014-2015, pour une troisième année consécutive, le Distributeur a
7 réalisé une campagne de sensibilisation à la pointe hivernale sur le thème « *L'heure de*
8 *pointe ce n'est pas seulement sur la route* ». La campagne de l'hiver 2014-2015 incluait une
9 publicité sur le Web, la radio et les journaux ainsi que l'envoi d'une infolettre ciblant environ
10 1,2 million de clients. Le taux de notoriété de la campagne a été presque le double (33 %) de
11 celui de l'hiver précédent en raison notamment de l'allongement de la période de diffusion et
12 d'une meilleure utilisation des médias.

13 Le Distributeur a également réalisé une campagne d'info-courriels (en mars et avril 2015)
14 afin d'informer ses clients sur l'impact de l'hiver particulièrement rigoureux sur leur facture
15 d'électricité et de leur fournir des outils pour réduire leur facture grâce aux mesures en
16 efficacité énergétique.

17 Pour l'hiver 2015-2016, le Distributeur mettra en place une campagne pour préparer la
18 population à l'arrivée du nouveau programme de gestion de la demande en puissance. Il
19 développera un nouveau concept de sensibilisation en mettant l'emphase sur des
20 plateformes de communication plus variées et interactives (vidéo, Web série, etc.) et en
21 expliquant les notions de puissance et de pointes hivernales de façon plus ludique et
22 éducative. Ces stratégies de sensibilisation seront complémentaires à la campagne de
23 communication qui sera réalisée en support au déploiement du nouveau programme
24 *Charges interruptibles résidentielles*.

25 Parallèlement, plusieurs activités de sensibilisation à la consommation hivernale s'adressant
26 aux employés d'Hydro-Québec ont été réalisées. La mobilisation des employés à titre
27 d'ambassadeurs de l'efficacité énergétique constitue un atout pour diffuser l'information à
28 l'ensemble de la population.

29 En 2016, les activités de sensibilisation à la pointe hivernale se poursuivront sans
30 modifications majeures.

Chauffe-eau à 3 éléments

31 Malgré les efforts additionnels de promotion mis en œuvre en 2014, les ventes sont
32 demeurées stables. En 2015, le Distributeur modifiera son offre commerciale en implantant
33 de nouvelles modalités qui s'échelonneront du 1^{er} septembre 2015 au 31 décembre 2016.

34 Il offrira un soutien promotionnel et financier à l'installation des chauffe-eau à 3 éléments
35 (CE3É) dans les résidences du Québec par un entrepreneur plombier membre de la

¹⁵ Pour plus de détails, voir la pièce HQD-14, document 2.

1 *Corporation des maîtres mécaniciens en tuyauterie du Québec (CMMTQ)*. Ce programme
2 visera également *Hydro Solution*, de même que les détaillants vendant et installant le
3 chauffe-eau. Cette bonification au programme a pour objectif d'encourager les intervenants
4 du marché à installer des CE3É auprès de leur clientèle résidentielle et ainsi d'augmenter le
5 taux de participation.

6 Bien qu'il déploie un nouveau programme de gestion à distance impliquant les chauffe-eau,
7 le Distributeur maintient son programme *CE3É*. Ces deux moyens permettent de réduire les
8 besoins à la pointe, sont rentables et peuvent cohabiter harmonieusement.

9 En 2016, le programme se poursuivra et un suivi permettra au Distributeur de valider le
10 succès des nouvelles modalités déployées en 2015.

11 ***Charges interruptibles - Bâtiments d'Hydro-Québec***

12 Le projet d'automatisation des stratégies de contrôle des systèmes électromécaniques des
13 bâtiments d'Hydro-Québec en période de pointe se déroule comme prévu en 2015. Ce projet
14 permet aux gestionnaires du parc immobilier d'Hydro-Québec de réduire, de façon
15 automatisée, la demande en puissance des bâtiments lors des périodes de grand froid.
16 L'objectif de réduction de puissance est de 15 MW à l'hiver 2015-2016.

Programme Charges interruptibles - Bâtiments CI

17 À la suite des résultats des travaux du *Laboratoire des technologies de l'énergie (LTÉ)* et du
18 projet d'automatisation des stratégies de contrôle des systèmes électromécaniques des
19 bâtiments d'Hydro-Québec, le Distributeur effectuera en 2015 un projet pilote de réduction de
20 la demande en puissance dans les bâtiments du secteur CI. Ce projet permettra de valider
21 les paramètres techniques et commerciaux, notamment le confort des occupants, en vue
22 d'offrir pour 2016 un nouveau programme de charges interruptibles à ce marché. Sur avis du
23 Distributeur, pendant les heures de pointe hivernale, les clients participants auront la
24 possibilité de modifier temporairement les stratégies de contrôle des systèmes
25 électromécaniques pour réduire l'appel de puissance de leurs bâtiments.

26 Un appel de propositions a été lancé en mars 2015 pour retenir les services d'entreprises
27 afin de réaliser ce projet pilote. Ce projet pilote vise la réalisation d'environ 20 projets de
28 gestion de la demande en puissance dans des bâtiments représentatifs du secteur CI en ce
29 qui a trait à la taille et la vocation. L'objectif du projet pilote est d'environ 10 MW à l'hiver
30 2015-2016.

31 À la suite de l'analyse des résultats du projet pilote, le Distributeur déploiera la nouvelle offre
32 commerciale en gestion de la demande en puissance visant tous les bâtiments du secteur
33 CI. Une compensation financière sera versée aux clients sur la base de la puissance réduite.
34 L'objectif prévu à l'hiver 2016-2017 est d'environ 40 MW.

3.3. Innovations technologiques et commerciales

35 Le budget 2016 consacré à l'innovation s'élève à 10 M\$, soit une somme équivalente à celle
36 des années antérieures. Ce budget comprend d'abord les projets du LTÉ ainsi qu'une

1 activité intégrée visant à soutenir les projets des clients et partenaires en matière de
2 démonstration en efficacité énergétique intitulée *Démonstration technologique et*
3 *commerciale*. Cette activité intègre les éléments suivants :

- 4 • *IDÉE (Initiatives de démonstration technologique et d'expérimentation)* ;
- 5 • *PISTE (Projets d'initiatives structurantes en technologies efficaces)* ;
- 6 • *Volet Démonstration technologique* du programme *Systèmes industriels (SI)*.

7 Ce regroupement devrait faciliter la recherche d'information pour les clients et partenaires
8 désirant recevoir un appui financier pour tester des solutions innovatrices en efficacité
9 énergétique.

10 Par ailleurs, les travaux en gestion de la demande en puissance, tant au marché Résidentiel
11 qu'aux marchés Affaires, se poursuivront en 2015 et 2016. À titre d'exemple, l'expérience du
12 LTÉ, acquise au cours des dernières années particulièrement lors de la réalisation du projet
13 pilote des chauffe-eau interruptibles, permettra de soutenir le Distributeur dans l'élaboration
14 des exigences techniques relativement aux solutions technologiques pour la mise en œuvre
15 du programme de charges interruptibles résidentielles.

16 Le Distributeur met toujours au service de ses clients son expertise sur les procédés et les
17 technologies de pointe efficaces dans de nombreux domaines aussi diversifiés que le textile,
18 le bois, le verre, la cuisson à l'électricité, le chauffage, la ventilation et le conditionnement
19 d'air, autres.

20 À plus long terme, le LTÉ suivra avec attention les nouvelles opportunités technologiques
21 offertes par « l'approvisionnement auprès des clients » pour équilibrer le bilan en puissance
22 du Distributeur. Cette stratégie est en plein essor particulièrement aux États-Unis grâce aux
23 avancées en télécommunication et en informatique (*Big Data*).

3.4. Réseaux autonomes

24 Le budget prévu pour les interventions dans les réseaux autonomes en 2016 s'élève à 5 M\$
25 pour des économies d'énergie de 2 GWh. Le Distributeur continuera de favoriser toutes les
26 mesures rentables dans les réseaux autonomes. Des activités de sensibilisation et des offres
27 intégrées seront déployées afin de limiter la croissance de la demande d'électricité, et ce,
28 dans tous les territoires.

29 En plus de continuer à offrir des programmes en économie d'énergie, le Distributeur
30 poursuivra en 2016 ses campagnes de sensibilisation à la pointe hivernale auprès de
31 l'ensemble de la clientèle des réseaux autonomes. Ainsi, au cours de l'hiver 2015-2016, pour
32 une deuxième année consécutive, le Distributeur a mené une campagne de sensibilisation
33 afin d'encourager la clientèle des Îles-de-la-Madeleine ainsi que celle de Schefferville et ses
34 environs à consommer judicieusement l'électricité en période hivernale et particulièrement
35 lors des périodes de pointe.

36 L'objectif de la campagne a été atteint, puisque plus de 60 % des répondants parmi ceux
37 exposés à la campagne, mentionnent qu'elle les a (beaucoup ou assez) :

- 1 • sensibilisés à l'importance de mieux consommer l'électricité en période hivernale ;
2 • incités à modifier certains comportements afin de mieux consommer l'électricité cet
3 hiver (plus de la moitié mentionnent une utilisation plus judicieuse des
4 électroménagers et une réduction de l'utilisation de l'éclairage).

5 Également, pour la première fois, le Distributeur a effectué une campagne de sensibilisation
6 à la notion de pointe hivernale dans les 14 villages du Nunavik.

7 En 2016, ces campagnes seront offertes pour la première fois à la clientèle résidentielle des
8 territoires de la Basse-Côte-Nord, de la Haute Mauricie et de l'Île d'Anticosti.

Nunavik

9 Tel qu'il l'avait prévu, en collaboration avec les représentants des organismes concernés, le
10 Distributeur a réalisé, à l'automne 2014, une étude ainsi que des audits énergétiques pour
11 mieux comprendre la consommation d'électricité au nord du 53^e parallèle, notamment celle
12 facturée à la 2^e tranche du tarif D. Parmi les 14 villages du Nunavik, le Distributeur a retenu
13 six villages, soit trois du côté est (Kuujuuaq, Kangirsuk, Salluit) et trois du côté ouest
14 (Kuujuuarapik, Inukjuak, Puvirnituk).

15 Au total, 346 entrevues face-à-face, de porte à porte, ont été complétées.

16 Il appert de ces entrevues que la consommation de certains ménages en 2^e tranche du
17 tarif D serait liée à la présence du chauffage d'appoint électrique dans les maisons ou dans
18 les remises. L'ampleur de cette consommation varie en fonction des habitudes et des
19 caractéristiques des ménages.

20 Également, une cinquantaine d'audits énergétiques ont été effectués et révèlent :

- 21 • que l'isolation thermique et l'étanchéité à l'air ne présentent pas de faiblesses
22 significatives et ne peuvent être améliorées que si des travaux de rénovations
23 majeures sont envisagés ;
24 • qu'il y a peu de dommages importants aux propriétés et que de façon générale, peu
25 d'entretien est requis à l'extérieur comme à l'intérieur des bâtiments ;
26 • que 20 % des habitations sont ventilées au moyen de ventilateur récupérateur de
27 chaleur, mais que les utilisateurs auraient avantage à mieux connaître le mode
28 d'utilisation et d'entretien de ces équipements.

29 Les audits énergétiques ont permis au Distributeur de constater que, généralement, les
30 maisons ne nécessitent pas le recours à du chauffage électrique d'appoint.

31 Les discussions se poursuivent avec l'Administration régionale Kativik (ARK), la Société
32 Makivik et la Société d'habitation du Québec (SHQ)/Office municipale d'habitation Kativik
33 (OMHK) pour l'élaboration d'un plan d'action afin de cibler la réduction du chauffage
34 électrique d'appoint et d'encourager une meilleure utilisation de l'électricité.

35 Le plan d'action 2015-2016 et les mesures proposées consistent notamment à :

- 1 • communiquer des messages de sensibilisation auprès de la clientèle concernée qui
- 2 viseront à réduire l'utilisation du chauffage électrique d'appoint ;
- 3 • promouvoir l'utilisation d'une autre source d'énergie que l'électricité pour le chauffage
- 4 d'appoint ;
- 5 • déployer un programme de minuteriers pour les chauffe-moteurs.

6 Le Distributeur poursuivra également sa sensibilisation en efficacité énergétique auprès des
7 élèves des 5^e et 6^e années en déployant sa trousse éducative¹⁶.

8 De plus, un programme d'éclairage efficace sera déployé pour la clientèle commerciale et
9 institutionnelle.

10 Par ailleurs, afin de respecter le critère de fiabilité en puissance, le Distributeur prévoit mettre
11 en place un programme s'adressant aux clients institutionnels détenteurs de génératrices.
12 Des contacts ont déjà été effectués auprès de gestionnaires d'immeubles et d'équipements
13 du secteur public du Nunavik afin d'évaluer l'opportunité de réaliser un projet pilote dès
14 janvier 2016. Le projet pilote permettra de valider, notamment, le potentiel commercial du
15 programme, de même que la faisabilité technique pour les clients de gérer des charges à
16 l'aide de leurs génératrices.

Îles-de-la-Madeleine

17 Afin de quantifier le potentiel technico-économique réalisable, le Distributeur a réalisé une
18 évaluation de la résistance thermique des entretoits auprès d'un échantillon d'une
19 quarantaine de résidences situées aux Îles-de-la-Madeleine. Les résultats de l'évaluation ont
20 démontré un potentiel d'économies d'énergie. Le Distributeur lancera un appel de
21 propositions auprès des entrepreneurs généraux afin d'effectuer :

- 22 • les travaux d'isolation des entretoits ;
- 23 • les travaux de remplacement d'ampoules extérieures à DEL ;
- 24 • l'installation de la trousse de produits économiseurs d'eau et d'énergie.

25 Le programme sera déployé à l'automne 2015 et s'échelonnera sur une période de deux
26 ans.

27 Par ailleurs, aux Îles-de-la-Madeleine, comme dans les autres réseaux autonomes alimentés
28 par une centrale thermique, le programme *Utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ)* continue
29 d'être offert aux clients. Dès l'automne 2015, les aides financières et les modalités du *PUEÉ*
30 seront adaptées afin d'élargir le programme à l'usage du propane au marché Résidentiel. En
31 2016, ce volet *Propane* du *PUEÉ* sera également offert à la clientèle commerciale des
32 Îles-de-la-Madeleine¹⁷.

¹⁶ La trousse éducative « UUMMAQUTIIT NUNARJVALU ».

¹⁷ Budget non intégré au 135 M\$.

Schefferville

1 En 2015, le Distributeur a poursuivi le déploiement de l'éclairage efficace pour sa clientèle CI
2 et le programme éclairage public à DEL.

3 En 2016, le Distributeur complètera le programme d'isolation des entretoits amorcé en 2015
4 dans la municipalité de Schefferville.

Haute Mauricie

5 La distribution de trousse de produits économiseurs d'eau et d'énergie à la clientèle
6 résidentielle sera amorcée à l'automne 2015.

7 En 2016, le programme d'isolation des entretoits, déployé en 2015 auprès de la clientèle
8 résidentielle, se poursuivra pour une autre année et sera offert, si le potentiel commercial est
9 confirmé, à la clientèle commerciale et institutionnelle.

10 À l'automne 2016, le Distributeur déploiera une trousse éducative pour sensibiliser les jeunes
11 des 5e et 6e années à l'efficacité énergétique.

Basse-Côte-Nord

12 Le Distributeur et la communauté de La Romaine sont parvenus à une entente de
13 collaboration en vue d'implanter des mesures d'efficacité énergétique dans la communauté.
14 Ainsi, à l'automne 2015, le Distributeur remplacera les thermostats bimétalliques par des
15 thermostats électroniques et il procédera à l'installation de produits économiseurs d'eau
16 (pompes de douche, aérateurs à débit réduit). Le Distributeur offrira également son
17 programme d'éclairage efficace à la clientèle du marché Affaires.

18 Enfin, en octobre 2015, le Distributeur procédera à des audits énergétiques au marché
19 Résidentiel et Affaires afin d'évaluer la pertinence d'un programme d'isolation des entretoits.
20 Si l'analyse des résultats de ces audits confirme le potentiel commercial, le Distributeur
21 déploiera un programme à cet effet au printemps 2016.

4. ANALYSES ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRE

4.1. Analyses économiques

22 Les résultats des analyses économiques¹⁸ confirment la rentabilité des programmes et
23 activités du Distributeur pour la société et justifient leur poursuite en 2016. Le test du coût
24 total en ressources (*TCTR*) indique une valeur de 313 M\$ alors que le test du participant
25 (*TP*) atteint 402 M\$. Par ailleurs, le test de neutralité tarifaire (*TNT*) présente une valeur
26 négative de -29 M\$, ce qui indique que les interventions en efficacité énergétique exercent
27 une pression à la hausse sur les tarifs du Distributeur.

¹⁸ Les analyses économiques reposent sur les coûts évités détaillés à la pièce HQD-4, document 4. Elles ont été effectuées selon la méthode retenue par la Régie dans la décision D-2012-024, au paragraphe 489.

- 1 Le tableau 7 présente les résultats des analyses économiques par marchés et selon les
 2 principales activités¹⁹.

**TABLEAU 7 :
 RÉSULTATS DES ANALYSES ÉCONOMIQUES (M\$ ACTUALISÉS DE 2016)**

	TCTR	TP	TNT
Marché Résidentiel	92	133	-23
Marché Affaires - Commercial et institutionnel	133	170	-9
Marché Affaires - Industriel	64	69	9
Réseaux autonomes	1	3	-1
Innovations technologiques et commerciales	-9	0	-9
Gestion de la demande en puissance	41	27	14
Activités communes	-9	0	-9
TOTAL - Interventions du Distributeur	313	402	-29

- 3 À la demande de la Régie dans la décision D-2015-018²⁰, le Distributeur présente, au
 4 tableau 8, le détail des résultats des analyses économiques pour les programmes de gestion
 5 de la demande en puissance. Des explications relatives au test de neutralité tarifaire sont
 6 également présentées.

**TABLEAU 8 :
 RÉSULTATS DES ANALYSES ÉCONOMIQUES
 GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE (M\$ ACTUALISÉS DE 2016)**

	TCTR	TP	TNT
Chauffe-eau à trois éléments (CE3É)	2	0	2
Charges interruptibles résidentielles	9	14	-5
Charges interruptibles - Bâtiments CI	32	13	19
Sensibilisation et biénergie DT	-2	0	-2
TOTAL - Interventions en GDP	41	27	14

¹⁹ Les résultats détaillés des analyses économiques en M\$, en ¢/kWh et \$/kW-hiver sont présentés aux tableaux C-1, C-2 et C-3 de l'annexe C.

²⁰ Décision D-2015-018, paragraphe 751.

1 Les analyses économiques ont été réalisées en prenant en compte, dès l'année 2016,
2 l'indicateur de coût évité en puissance de long terme (106 \$/kW-an [\$ 2015]). Ce choix a été
3 fait en considérant le fait que les programmes de gestion de la demande en puissance
4 rendent un service équivalant à celui obtenu par l'appel d'offres A/O 2015-01.

5 Pour mieux rendre compte de la relation entre le TCTR, le TNT et le TP, le Distributeur
6 précise la notion de transfert entre les agents économiques. Du point de vue individuel, le
7 client accroît son gain en recevant l'incitatif financier pour sa participation au programme
8 (TP). En revanche, ce gain fait partie des coûts du Distributeur. Les coûts défrayés pour
9 l'octroi de l'incitatif financier, ajoutés aux autres coûts du programme, doivent être comparés
10 aux coûts évités afin de procéder au calcul du TNT. Du point de vue de la société, le transfert
11 est neutre puisque que le gain du client est égal au montant de l'incitatif monétaire du
12 Distributeur (TCTR). Le TCTR est, de ce fait, constitué de la différence entre les coûts évités
13 et le coût du programme. Les résultats montrent que les deux programmes de charges
14 interruptibles, résidentielles et Bâtiments CI, ont un TP positif.

15 Le TNT du programme *Charges interruptibles résidentielles*, est négatif, les coûts évités
16 étant inférieurs aux coûts totaux assumés par le Distributeur. En effet, alors que les coûts
17 évités sont de 35 M\$ (actualisés de 2016), le Distributeur prévoit déboursier sur la durée de
18 vie du programme 14 M\$ (actualisés de 2016) en incitatif financier et 26 M\$ (actualisés de
19 2016) en dépenses reliées à l'interruption à distance et autres dépenses. Il est important de
20 préciser que les dépenses de 26 M\$ sont estimées, le résultat de l'appel d'offres qui sera
21 lancé à l'automne en précisera le montant exact, rapprochant éventuellement le TNT de la
22 neutralité.

23 Les dispositifs de télécommunication et de gestion de la demande en puissance sont déjà
24 implantés par les clients CI pour optimiser leur facture. Les dépenses reliées à l'interruption à
25 distance sont donc moindres, avec comme résultat, que le TNT du programme est positif,
26 soit que les coûts évités de puissance sont supérieurs aux dépenses totales assumées par le
27 Distributeur.

28 Le TCTR est quant à lui positif pour les deux programmes, les coûts évités étant supérieurs
29 aux coûts totaux des programmes excluant l'appui financier.

30 Les résultats détaillés sont présentés aux tableaux C-1, C-2 et C-3 de l'annexe C.

4.1.1. Analyse de sensibilité

31 L'analyse de sensibilité a pour but de mesurer la robustesse de la rentabilité des
32 interventions en efficacité énergétique face au changement de certaines variables.

33 Conformément à la demande de la Régie²¹, le Distributeur présente deux scénarios
34 (favorable et défavorable) dans lesquels les économies d'énergie anticipées, les coûts des
35 programmes et les coûts évités varient simultanément. Les deux scénarios se fondent sur le

²¹ Décision D-2010-022, paragraphe 444.

- 1 taux de variation annuel moyen de chacune des variables. Ces taux sont revus chaque
2 année afin de refléter leur moyenne mobile sur 5 ans.
- 3 Dans le scénario « défavorable », les coûts des programmes pour le Distributeur sont
4 majorés de 24 %, tandis que les économies d'énergie et les coûts évités sont respectivement
5 réduits de 31 % et de 7 %. Les variations sont inversées dans le scénario « favorable ».
- 6 Les résultats de ces analyses sont présentés au tableau 9.

**TABLEAU 9 :
RÉSULTATS DES ANALYSES DE SENSIBILITÉ (M\$ ACTUALISÉS DE 2016)**

	TCTR	TP	TNT
Scénario de référence	313	402	-29
Scénario défavorable	84	258	-132
Scénario favorable	563	546	97

4.2. Analyse financière

- 7 Les interventions du Distributeur en efficacité énergétique exercent une pression sur les
8 revenus requis, donc sur les tarifs d'électricité. L'impact net s'explique principalement par le
9 fait que les économies d'énergie entraînent une perte de revenus pour le Distributeur qui
10 n'est pas compensée par les coûts évités.
- 11 L'analyse financière mesure l'impact net du budget 2016 de ces interventions sur les revenus
12 requis du Distributeur en supposant que tous les autres paramètres demeurent constants.
- 13 L'impact net des programmes et activités en efficacité énergétique par marchés est présenté
14 au tableau 10.

**TABLEAU 10 :
ANALYSE FINANCIÈRE
IMPACT NET DU BUDGET 2016 SUR LES TARIFS DU DISTRIBUTEUR PAR MARCHÉS (M\$)**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Résidentiel	13,5	5,4	5,5	3,2	2,9	3,0	3,0	3,0	-2,8	-2,7
Commercial et institutionnel	2,3	8,0	8,0	6,0	6,0	5,9	5,8	5,7	-2,4	-2,6
Industriel	1,7	4,6	4,5	2,7	2,6	2,4	2,2	2,1	-4,8	-5,1
Autres ¹	3,8	-14,9	-15,5	-3,2	-3,6	3,7	3,5	3,3	3,1	2,8
TOTAL - Interventions du Distributeur	21,3	3,1	2,5	8,8	7,9	15,0	14,6	14,2	-6,9	-7,6

¹ Incluant les réseaux autonomes

4.2.1. Impact sur le coût de service

1 Les coûts admissibles et déjà encourus pour les interventions en efficacité énergétique sont
 2 comptabilisés dans la base de tarification du Distributeur. Le tableau 11 présente le détail de
 3 l'impact des investissements à ce jour en efficacité énergétique sur le coût de service de
 4 2016.

**TABLEAU 11 :
IMPACT EN 2016 DES DÉPENSES DE MISE EN ŒUVRE¹ SUR LE COÛT DE SERVICE DU
DISTRIBUTEUR (M\$)**

Coûts du PGEÉ inclus dans la base de tarification (moyenne 13 mois)	HQD-09-01	693	(1)
Taux de rendement 2016 sur la base de tarification	HQD-04-3.1	7,037%	(2)
Rendement sur le compte de frais reportés (3) = (1)*(2)		49	(3)
Amortissement du PGEÉ pour 2016	HQD-08-06	155	(4)
Sous-total (5) = (3)+(4)		204	(5)
Portion non capitalisable du PGEÉ	HQD-08-01	35	(6)
Impact total sur le coût de service 2016 (5)+(6)		239	

¹ Excluant les dépenses du Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques.

**ANNEXE A :
TABLEAUX DÉTAILLÉS
BUDGET ET IMPACT ÉNERGÉTIQUE**

**TABLEAU A-1 :
BUDGETS ANNUELS (M\$)**

Programmes et activités du Distributeur	Budget Investissements		Budget Charges		Budget Total	
	2015A	2016	2015A	2016	2015A	2016
Marché Résidentiel						
Sensibilisation Mieux Consommer	4	1	3	5	7	7
Programmes spécifiques Mieux consommer	7	3	6	5	12	9
- dont OINC (Maisons efficaces)	1	0	2	2	2	2
Offre Ménages à faible revenu	8	9	1	1	9	10
Sous-total marché Résidentiel	18	14	10	12	28	25
Marché Affaires - Commercial et institutionnel						
Produits efficaces	2	1	0	0	2	1
OIEÉB	28	25	0	0	28	25
<i>Commercial</i>	13	12	0	0	13	12
<i>Institutionnel</i>	3	3	0	0	3	3
<i>Nouvelle construction</i>	12	9	0	0	12	10
Bâtiments HQD	2	1	-	-	2	1
Sous-total marché Commercial et institutionnel	31	28	0	0	32	28
Marché Affaires - Industriel						
OIEÉSI	25	24	1	1	26	24
Petites et moyennes industries	7	9	0	0	7	9
Grandes industries	18	15	0	0	18	15
Sous-total marché Industriel	25	24	1	1	26	24
Gestion de la demande en puissance						
Chauffe-eau à trois éléments	0	2	0	0	1	2
Sensibilisation et biénergie DT	0	0	3	2	3	2
Charges interruptibles résidentielles	10	24	2	2	12	26
Charges interruptibles - Bâtiments CI	1	0	0	0	1	0
Sous-total Gestion de la demande en puissance	12	27	6	5	17	31
Réseaux autonomes	6	5	1	1	6	5
Innovations technologiques et commerciales	1	1	10	9	10	10
Activités communes	3	3	8	8	11	11
TOTAL - INTERVENTIONS DU DISTRIBUTEUR	95	100	35	35	130	135

**TABLEAU A-2 :
BUDGETS TOTAUX 2003-2016 (M\$)**

Programmes et activités du Distributeur	Cumulatif 2003-2013	2014R	2015A	Cumulatif PGEÉ 2003-2015	2016
Marché Résidentiel					
Sensibilisation Mieux Consommer	97	2	7	106	7
Programmes spécifiques Mieux consommer	327	36	12	375	9
- dont OINC (Maisons efficaces)	0	0	2	3	2
Offre Ménages à faible revenu	39	7	9	55	10
Sous-total marché Résidentiel	463	45	28	536	25
Marché Affaires - Commercial et institutionnel					
Produits efficaces	95	1	2	98	1
Diagnostics - affaires	2	-	-	2	-
Approche clés en main	15	-	-	15	-
OIEÉB	178	29	28	235	25
<i>Petits clients affaires</i>	6	-	-	6	-
<i>Commercial</i>	88	14	13	115	12
<i>Institutionnel</i>	42	7	3	52	3
<i>Nouvelle construction</i>	43	7	12	62	10
Bâtiments HQD	10	1	2	14	1
Initiatives - bâtiments	210	-	-	210	-
PIBGE	21	-	-	21	-
Sous-total marché Commercial et institutionnel	532	31	32	595	28
Marché Affaires - Industriel					
OIEÉSI	79	14	26	119	24
Petites et moyennes industries	45	11	7	63	9
Grandes industries	34	3	18	56	15
Initiatives - systèmes industriels	86	-	-	86	-
PIIGE	91	-	-	91	-
PADIGE - Analyse	3	-	-	3	-
PAMUGE	3	-	-	3	-
Sous-total marché Industriel	262	14	26	302	24
Gestion de la demande en puissance					
Chauffe-eau à trois éléments	1	0	1	2	2
Sensibilisation et biénergie DT	1	1	3	5	2
Charges interruptibles résidentielles	-	1	12	13	26
Charges interruptibles - Bâtiments CI	-	-	1	1	0
Sous-total Gestion de la demande en puissance	2	2	17	21	31
Réseaux autonomes	9	3	6	18	5
Innovations technologiques et commerciales	54	10	10	74	10
Activités communes	175	8	11	194	11
TOTAL - INTERVENTIONS DU DISTRIBUTEUR	1 498	113	130	1 741	135

**TABLEAU A-3 :
IMPACTS ÉNERGÉTIQUES 2003-2016 (GWH ET MW AJOUTÉS)**

Programmes et activités du Distributeur	2003R	2004R	2005R	2006R	2007R	2008R	2009R	2010R	2011R	2012R	2013R	2014R	2015A	Cumulatif PGÉE 2003-2015	2016
Marché Résidentiel															
Sensibilisation Mieux Consommer	-	93	77	67	12	17	109	81	98	92	69	64	43	822	88
Programmes spécifiques Mieux consommer - dont OINC (Maisons efficaces)	1	101	146	280	268	285	317	263	241	172	140	154	129	2 496	62
Offre Ménages à faible revenu	-	-	0	4	20	22	10	11	6	6	7	5	91	2	6
Sous-total Marché résidentiel	1	194	224	347	284	322	447	353	350	269	215	225	176	3 409	156
Marché Affaires - Commercial et institutionnel															
Produits efficaces	-	1	11	19	27	35	111	106	48	14	36	8	8	423	7
Diagnostic - affaires	-	2	2	1	1	0	0	0	-	-	-	-	-	5	-
Approche clés en main	-	-	-	-	-	-	-	1	5	-	-	-	-	6	-
OIEÉB	-	-	-	-	-	-	-	-	158	255	198	187	186	983	157
<i>Petits clients affaires</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13	17	-	-	30	-
<i>Commercial</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	82	95	139	99	87	503	84
<i>Institutionnel</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	40	84	17	55	30	226	25
<i>Nouvelle construction</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	36	64	24	32	69	225	47
Bâtiments HQD	-	-	6	10	6	4	4	(1)	2	0	2	1	3	38	2
Initiatives - bâtiments	-	5	11	83	116	131	124	94	-	-	-	-	-	563	-
PIBGE	-	1	18	24	33	29	15	17	-	-	-	-	-	137	-
Sous-total Secteur commercial et institutionnel	-	9	48	136	182	199	253	217	213	269	236	195	196	2 155	166
Marché Affaires - Industriel															
OIEÉSI	-	-	-	-	-	-	-	-	443	497	160	81	163	1 344	136
Petites et moyennes industries	-	-	-	-	-	-	-	-	71	93	62	56	36	318	47
Grandes industries	-	-	-	-	-	-	-	-	371	404	98	25	128	1 026	90
Initiatives - systèmes industriels	-	10	27	65	48	52	65	122	-	-	-	-	-	390	-
PIIGE	-	20	112	152	162	192	109	114	-	-	-	-	-	861	-
PADIGE - Analyse	-	3	10	8	148	204	0	169	-	-	-	-	-	542	-
PAMUGE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sous-total Secteur industriel	-	34	150	225	357	447	175	405	443	497	160	81	163	3 136	136
Réseaux autonomes															
	-	-	-	-	0	2	2	2	1	4	2	2	10	24	2
Innovations technologiques et commerciales															
	-	-	7	5	3	4	1	1	-	0	0	1	1	23	1
TOTAL - INTERVENTIONS DU DISTRIBUTEUR (GWh)	1	237	428	713	827	974	878	980	1 007	1 040	613	504	546	8 748	461
Gestion de la demande en puissance (MW)															
Chauffage-eau à trois éléments	-	-	-	-	-	-	-	-	2	1	2	2	1	8	3
Sensibilisation et biénergie DT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Charges interruptibles résidentielles	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	28	70
Charges interruptibles - Bâtiments CI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25	25	40
Total Gestion de la demande en puissance	-	-	-	-	-	-	-	-	2	1	2	2	54	61	113

**ANNEXE B :
HYPOTHÈSES DE CALCUL 2016**

**TABLEAU B-1 :
HYPOTHÈSES DE CALCUL 2016**

Programmes et activités du Distributeur	Nombre * (unités/projets)	Gain unitaire moyen net ** (kW/h/an)	Impact énergétique (GWh ajoutés nets)	Effet d'entraînement Participants	Bénévolat	Opportunisme
Marché Résidentiel						
Sensibilisation Mieux consommer (excluant sensibilisation intégrée)	174 000	144	25	n/a	n/a	n/a
Programmes spécifiques Mieux consommer						
Produits Mieux consommer						
Piscines efficaces	23 300	1 200	30	n/a	n/a	n/a
Éclairage	146 700	27	4	0%	0%	0%
Fenêtres et portes-fenêtres (pi ca)	4 756 000	2	8	n/a	n/a	n/a
Fenestration écoénergétique multi-logements (pi ca)	45 400	6	0	0%	0%	4%
Produits économiseurs d'eau et d'énergie (trousses)	50 000	340	17	n/a	n/a	n/a
Offre intégrée en nouvelle construction	1 400	1 200	2	0%	0%	5%
Soutien aux projets DUD	1	1 500 000	2	0%	0%	0%
Offre Ménages à faible revenu						
Rénovation énergétique - MFR	2 700	1 000	3	7%	4%	28%
Offre intégrée - MFR	7 600	485	4	n/a	n/a	n/a
Marché Affaires - Commercial et institutionnel						
Produits efficaces - Agricoles	18 200	330	6	0%	0%	9%
OIEEB						
Commercial	650	130 000	84	2%	28%	17%
Institutionnel	200	121 000	25	2%	28%	17%
Nouvelle construction	175	275 000	47	2%	28%	17%
Bâtiments HQD	2	900 000	2	0%	0%	0%
Marché Affaires - Industriel						
OIEESI						
Petites et moyennes industries	200	237 000	47	8%	5%	16%
Grandes industries	50	1 900 000	90	32%	0%	11%
Gestion de la demande en puissance						
Chauffe-eau à trois éléments	25 000	0,1 kW	3 MW	0%	0%	0%
Charges interruptibles résidentielles	100 000	0,7 kW	70 MW	0%	0%	0%
Charges interruptibles - Bâtiments CI	80	500 kW	40 MW	0%	0%	0%

Notes : * Nombre d'unités ou de projets net des effets de distorsion, lorsqu'applicables
 ** Gain unitaire moyen net des effets de distorsion et des effets croisés, lorsqu'applicables

ANNEXE C :
ANALYSES ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRE
TABLEAUX SUPPLÉMENTAIRES

**TABLEAU C-1 :
ANALYSES ÉCONOMIQUES (M\$ ACTUALISÉS DE 2016)**

	TCTR	TP	TNT
Marché Résidentiel			
Sensibilisation Mieux consommer	68	81	-2
Programmes spécifiques Mieux consommer	26	45	-12
- dont OINC	0	2	-1
Offre Ménages à faible revenu	-2	8	-9
Sous-total marché Résidentiel	92	133	-23
Marché Affaires - Commercial et institutionnel			
Produits efficaces	0	2	-2
OIEÉB	132	168	-9
Bâtiments HQD	1	0	1
Sous-total marché Commercial et institutionnel	133	170	-9
Marché Affaires - Industriel			
OIEÉSI	64	69	9
Petites et moyennes industries	25	34	-2
Grandes industries	39	35	11
Sous-total marché Industriel	64	69	9
Réseaux autonomes	1	3	-1
Innovations technologiques et commerciales	-9	0	-9
Gestion de la demande en puissance	41	27	14
Activités communes	-9	0	-9
TOTAL - INTERVENTIONS DU DISTRIBUTEUR	313	402	-29

TABLEAU C-2 :
ANALYSES ÉCONOMIQUES (¢/KWH ACTUALISÉS DE 2016)
(ANNUITÉ CROISSANTE EN \$ 2016)

	TCTR	TP	TNT
Marché Résidentiel			
Sensibilisation Mieux consommer	8,26	9,84	-0,25
Programmes spécifiques Mieux consommer	5,01	8,65	-2,29
- dont OINC	0,02	5,54	-4,13
Offre Ménages à faible revenu	-2,59	10,36	-11,60
Sous-total marché Résidentiel	6,49	9,43	-1,60
Marché Affaires - Commercial et institutionnel			
Produits efficaces	-0,05	4,24	-2,98
OIEÉB	5,87	7,50	-0,40
Bâtiments HQD	5,30	0,00	5,30
Sous-total marché Commercial et institutionnel	5,73	7,34	-0,40
Marché Affaires - Industriel			
OIEÉSI	4,02	4,32	0,57
Petites et moyennes industries	4,61	6,20	-0,43
Grandes industries	3,71	3,34	1,09
Sous-total marché Industriel	4,02	4,32	0,57
Réseaux autonomes	3,75	7,59	-3,79
Innovations technologiques et commerciales	nil	nil	nil
Gestion de la demande en puissance	nil	nil	nil
Activités communes	nil	nil	nil
TOTAL - INTERVENTIONS DU DISTRIBUTEUR	5,84	7,51	-0,53

TABLEAU C-3 :
ANALYSES ÉCONOMIQUES (\$/KW-HIVER ACTUALISÉS DE 2016)
GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE
(ANNUITÉ CROISSANTE EN \$ 2016)

	TCTR	TP	TNT
Chauffe-eau à trois éléments (CE3É)	87	0	87
Charges interruptibles résidentielles	44	70	-26
Charges interruptibles - Bâtiments CI	171	67	104
TOTAL - INTERVENTIONS EN GDP	98	65	34

**TABLEAU C-4 :
IMPACT NET SUR LES TARIFS DU DISTRIBUTEUR (M\$)**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
GLOBAL RÉSIDENTIEL										
Coûts évités par le Distributeur	-4,9	-10,0	-10,1	-11,9	-11,6	-11,6	-11,5	-11,5	-17,3	-17,2
Pertes de revenu	6,5	13,3	13,6	13,2	12,7	12,8	12,9	12,9	13,0	13,0
Charges d'exploitation	11,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impact du compte de frais reportés	0,4	2,1	2,0	1,9	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,5
Impact net sur les tarifs du Distributeur	13,5	5,4	5,5	3,2	2,9	3,0	3,0	3,0	-2,8	-2,7
GLOBAL AFFAIRES										
Coûts évités par le Distributeur	-2,9	-9,5	-9,7	-11,9	-12,2	-12,4	-12,6	-12,9	-21,2	-21,6
Pertes de revenu	4,0	13,4	13,7	14,1	14,4	14,7	15,0	15,3	15,6	16,0
Charges d'exploitation	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impact du compte de frais reportés	0,7	4,2	4,1	3,9	3,8	3,6	3,4	3,3	3,1	3,0
Impact net sur les tarifs du Distributeur	2,3	8,0	8,0	6,0	6,0	5,9	5,8	5,7	-2,4	-2,6
GLOBAL INDUSTRIEL										
Coûts évités par le Distributeur	-3,6	-7,3	-7,4	-9,1	-9,3	-9,5	-9,7	-9,9	-16,7	-17,1
Pertes de revenu	4,0	8,2	8,3	8,5	8,6	8,8	8,9	9,1	9,2	9,4
Charges d'exploitation	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impact du compte de frais reportés	0,6	3,6	3,5	3,4	3,2	3,1	3,0	2,8	2,7	2,6
Impact net sur les tarifs du Distributeur	1,7	4,6	4,5	2,7	2,6	2,4	2,2	2,1	-4,8	-5,1
GLOBAL GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE										
Coûts évités par le Distributeur	-19,5	-19,9	-20,3	-7,8	-8,0	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5
Pertes de revenu	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charges d'exploitation	4,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impact du compte de frais reportés	0,7	4,1	3,9	3,8	3,6	3,5	3,3	3,2	3,0	2,9
Impact net sur les tarifs du Distributeur	-14,3	-15,8	-16,4	-4,0	-4,3	3,0	2,9	2,7	2,5	2,4
ACTIVITÉS COMMUNES ET AUTRES										
Coûts évités par le Distributeur	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2
Pertes de revenu	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Charges d'exploitation	17,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impact du compte de frais reportés	0,1	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Impact net sur les tarifs du Distributeur	17,2	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,2	0,2
GRAND TOTAL										
Coûts évités par le Distributeur	-30,9	-46,8	-47,6	-40,8	-41,2	-34,0	-34,4	-34,8	-55,9	-56,6
Pertes de revenu	14,5	35,0	35,7	35,8	35,7	36,3	36,8	37,4	37,9	38,4
Charges d'exploitation	34,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impact du compte de frais reportés	2,5	14,5	14,0	13,5	12,9	12,4	11,9	11,3	10,8	10,3
Impact net sur les tarifs du Distributeur (RI)	20,4	2,7	2,0	8,4	7,5	14,7	14,3	13,9	-7,2	-7,9
Impact net sur les tarifs du Distributeur (RA)	0,9	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Impact net sur les tarifs (M\$)	21,3	3,1	2,5	8,8	7,9	15,0	14,6	14,2	-6,9	-7,6

Note : Le programme de chauffe-eau à trois éléments est inclus au marché Résidentiel.

RA : Réseaux autonomes

RI : Réseau intégré

**ANNEXE D :
SUIVI DES DEMANDES DE LA RÉGIE**

Demandes de la Régie		Réponses / commentaires du Distributeur
D-2015-018 Offre Ménages à faible revenu	[93] La Régie encourage le Distributeur à poursuivre sa stratégie MFR à l'intérieur du PGEÉ, notamment dans le cadre de ses actions conjointes avec le BEIÉ.	Voir la section 3.1 de la présente pièce.
D-2015-018 Gestion de la demande en puissance	<p>[749] La Régie constate cependant que les mesures de GDP à la pointe présentent un TNT négatif, alors qu'il était positif en 2014, malgré l'augmentation considérable des coûts de puissance constatée lors de l'appel d'offres 2014-01. La Régie a questionné le Distributeur sur les raisons expliquant ce résultat du TNT, dans un contexte où il est en phase de déploiement de nouvelles mesures et programmes de GDP à la pointe. Le Distributeur présente le détail des calculs, sans expliquer les résultats obtenus.</p> <p>[751] La Régie demande au Distributeur de proposer, lors du prochain dossier tarifaire, un coût unitaire pour les mesures de gestion de la demande en puissance à la pointe et de présenter une version mise à jour plus complète du tableau C-2 de la pièce B-0038 du présent dossier.</p>	<p>Voir la section 4 et les tableaux de l'annexe C de la présente pièce.</p> <p>Voir les tableaux C-2 et C-3 de la présente pièce.</p>

Demandes de la Régie		Réponses / commentaires du Distributeur
D-2015-018 Offre intégrée - Nouvelle construction	[757] La Régie demande à ce que le programme OINC figure dans les tableaux détaillés présentant les budgets et impacts énergétiques du PGEÉ pour le marché Résidentiel du prochain dossier tarifaire, au même titre que les programmes « Offre intégrée en efficacité énergétique pour les bâtiments » (OIEÉB) et « Offre intégrée en efficacité énergétique pour les systèmes industriels » y figurent pour le marché Affaires.	Voir les tableaux des annexes de la présente pièce.
D-2015-018 Chauffe-eau à trois éléments	[764] La Régie demande de clarifier le statut et les objectifs du programme « Chauffe-eau à trois éléments », par rapport au nouveau programme de gestion à distance des chauffe-eau.	Voir la section 3.2 de la présente pièce.
D-2015-018 Gestion énergétique des grands bâtiments	[766] À la différence du programme de gestion à distance des chauffe-eau, l'objectif de 15 MW de réduction de la demande en puissance pour la gestion énergétique des grands bâtiments ne figure pas au tableau Hypothèses de calcul 2015. [769] Clarifier le statut et les objectifs de gestion de la demande en puissance du programme « Gestion énergétique des grands bâtiments » lors du prochain dossier tarifaire.	Voir le tableau B-1 en annexe. Voir la section 3.2 de la présente pièce.

Demandes de la Régie		Réponses / commentaires du Distributeur
D-2015-018 Gestion de la demande en puissance	[771] Présenter le calcul détaillé de la rentabilité des mesures de gestion de la demande en puissance à la pointe, accompagné d'une mise à jour des coûts évités de puissance.	Voir la section 4 et les tableaux de l'annexe C de la présente pièce.
D-2015-018 Gestion de la demande en puissance	[772] Présenter une mise à jour de l'analyse du PTÉ en puissance.	Le Distributeur comprend que cette demande est en lien avec l'affirmation du paragraphe 768. Le PTÉ de la gestion de la demande en puissance du marché CI, déposé le 1 ^{er} novembre 2012 est complet. En 2015, le Distributeur a plutôt procédé à l'évaluation du PTÉ commercialement exploitable dans le cadre d'une nouvelle offre de programmes de GDP pour les bâtiments CI. Cette évaluation a conduit à l'établissement des objectifs des hivers 2015-2016 et 2016-2017.
D-2015-018 Biénergie au tarif DT	[776] Présenter un bilan de l'année précédente, de l'année en cours et des prévisions pour l'année tarifaire à venir. (nombre d'abonnés, adhésions et retraits). [779] Déposer une revue détaillée du PTÉ des autres sources d'énergie que le mazout pour la biénergie, dont la biomasse.	Voir la section suivante de la présente annexe. Voir la section suivante de la présente annexe.

Demandes de la Régie		Réponses / commentaires du Distributeur
D-2015-018	<p>[784] La Régie est préoccupée par le déploiement du programme des Chauffe-eau à trois éléments dans les réseaux autonomes.</p> <p>[785] Prioriser des moyens incitatifs permettant d'éliminer le chauffage par résistances électriques pour le chauffage des locaux et de l'eau.</p>	<p>Voir la section 3.4 de la présente pièce.</p> <p>Voir la section 3.4 de la présente pièce.</p>
Réseaux autonomes		

Demandes de la Régie		Réponses / commentaires du Distributeur
D-2015-018 Réseaux autonomes et tarifs applicables au nord du 53 ^e parallèle	<p>[987] Mettre en place des mesures permettant de réduire la consommation en deuxième tranche des clients du Nunavik et présenter un plan de réduction du chauffage d'appoint électrique, en commençant par les réseaux alimentés par une centrale thermique où des ajouts de puissance sont planifiés dans un horizon de deux à quatre ans (D-2014-037).</p> <p>[992] Devant la problématique des coûts de chauffage par résistance électrique dans les réseaux à centrale thermique dont chacun a ses particularités, la Régie réitère l'importance de sa demande quant à l'exploitation des données du Projet LAD.</p>	<p>Voir la section 3.4 de la présente pièce.</p> <p>Le Distributeur procède actuellement à des audits qui apportent des informations pertinentes sur la consommation des clients lui permettant ainsi de procéder plus rapidement, sans attendre l'installation des nouveaux compteurs dans les réseaux autonomes.</p>
D-2015-013	[112] Le recours au chauffage électrique d'appoint dont l'ampleur et les impacts devront être clarifiés dans le cadre du dossier tarifaire 2016-2017.	Voir la section 3.4 de la présente pièce.

Biénergie au tarif DT

1 Conformément au paragraphe 776 de la décision D-2015-018, le Distributeur a déposé dans
2 son rapport annuel 2014 une mise à jour de l'évolution du nombre d'abonnés, d'adhésions et
3 de retraits au tarif DT au 31 décembre 2014. Le tableau D-1 présente une estimation du
4 nombre d'abonnés au tarif DT pour les années 2015 et 2016²².

**TABLEAU D-1 :
PRÉVISION DU NOMBRE D'ABONNÉS AU TARIF DT**

	2015	2016
Nb d'abonnés DT en fin d'année	117 999	115 949
Solde	- 3 250	- 2 050

5 Pour les années 2015 et 2016, le Distributeur prévoit que le nombre de clients biénergie
6 continuera de diminuer en raison du nombre important de clients qui se désabonnent du
7 tarif DT et du potentiel limité de nouveaux abonnés à ce tarif. La décroissance du parc
8 biénergie s'explique par un parc de fournaies au mazout et biénergie de plus en plus
9 vieillissantes, par une volonté des clients de se diriger vers des énergies moins polluantes,
10 notamment chez les nouveaux propriétaires, et par les programmes du BEIÉ et de Gaz
11 Métro qui limitent l'apport de nouveaux abonnés au tarif DT.

12 En réponse à la demande du paragraphe 779 de la décision D-2015-018, le Distributeur
13 dépose aux tableaux D-2 et D-3 l'évaluation du potentiel du propane ou de la biomasse
14 comme autres sources d'énergie que le mazout pour la biénergie résidentielle, et ce, en
15 fonction du coût unitaire de la mesure et des segments de marché.

16

²² Le Distributeur ne fait pas de prévisions des demandes d'adhésion et de retraits.

**TABLEAU D-2 :
POTENTIEL DE CONVERSION DE LA BIÉNERGIE MAZOUT À LA BIÉNERGIE PROPANE**

Nom de la mesure	Segment	Type de coût	Potentiel (MW)
Bi-énergie - propane	40 logements - eau chaude biénergie mazout	Marginal	0,4
Bi-énergie - propane	40 logements - eau chaude biénergie mazout	Total	8,2
Bi-énergie - propane	Unifamilial détaché - eau chaude biénergie mazout	Marginal	3,1
Bi-énergie - propane	Unifamilial détaché - air chaud biénergie mazout	Marginal	26,8
Bi-énergie - propane	Duplex - eau chaude biénergie mazout	Marginal	0,2
Bi-énergie - propane	Triplex - eau chaude biénergie mazout	Marginal	0,0
Bi-énergie - propane	Duplex - air chaud biénergie mazout	Marginal	1,4
Bi-énergie - propane	Triplex - air chaud biénergie mazout	Marginal	0,2
Bi-énergie - propane	Unifamilial jumelé - eau chaude biénergie mazout	Marginal	0,0
Bi-énergie - propane	Unifamilial détaché - air chaud biénergie mazout	Total	509,7
Bi-énergie - propane	6 logements - eau chaude biénergie mazout	Marginal	0,4
Bi-énergie - propane	Unifamilial détaché - eau chaude biénergie mazout	Total	59,3
Bi-énergie - propane	Unifamilial jumelé - air chaud biénergie mazout	Marginal	0,2
Bi-énergie - propane	Duplex - air chaud biénergie mazout	Total	25,9
Bi-énergie - propane	Duplex - eau chaude biénergie mazout	Total	3,0
Bi-énergie - propane	Triplex - air chaud biénergie mazout	Total	3,6
Bi-énergie - propane	6 logements - eau chaude biénergie mazout	Total	7,7
Bi-énergie - propane	Triplex - eau chaude biénergie mazout	Total	0,4
Bi-énergie - propane	Unifamilial jumelé - air chaud biénergie mazout	Total	3,6
Bi-énergie - propane	Unifamilial jumelé - eau chaude biénergie mazout	Total	0,4

**TABLEAU D-3 :
POTENTIEL DE CONVERSION DE LA BIÉNERGIE MAZOUT À LA BIÉNERGIE BIOMASSE**

Nom de la mesure	Segment	Type de coût	Potentiel (MW)
Bi-énergie - biomasse	Unifamilial détaché - air chaud biénergie mazout	Marginal	26,8
Bi-énergie - biomasse	Unifamilial détaché - eau chaude biénergie mazout	Marginal	3,1
Bi-énergie - biomasse	Duplex - air chaud biénergie mazout	Marginal	1,4
Bi-énergie - biomasse	Unifamilial détaché - air chaud biénergie mazout	Total	509,7
Bi-énergie - biomasse	Duplex - eau chaude biénergie mazout	Marginal	0,2
Bi-énergie - biomasse	Triplex - air chaud biénergie mazout	Marginal	0,2
Bi-énergie - biomasse	Triplex - eau chaude biénergie mazout	Marginal	0,0
Bi-énergie - biomasse	Unifamilial détaché - eau chaude biénergie mazout	Total	59,3
Bi-énergie - biomasse	Unifamilial jumelé - air chaud biénergie mazout	Marginal	0,2
Bi-énergie - biomasse	Duplex - air chaud biénergie mazout	Total	25,9
Bi-énergie - biomasse	Triplex - air chaud biénergie mazout	Total	3,6
Bi-énergie - biomasse	Unifamilial jumelé - eau chaude biénergie mazout	Marginal	0,0
Bi-énergie - biomasse	40 logements - eau chaude biénergie mazout	Marginal	0,4
Bi-énergie - biomasse	40 logements - eau chaude biénergie mazout	Total	8,2
Bi-énergie - biomasse	Duplex - eau chaude biénergie mazout	Total	3,0
Bi-énergie - biomasse	Triplex - eau chaude biénergie mazout	Total	0,4
Bi-énergie - biomasse	Unifamilial jumelé - air chaud biénergie mazout	Total	3,6
Bi-énergie - biomasse	6 logements - eau chaude biénergie mazout	Marginal	0,4
Bi-énergie - biomasse	Unifamilial jumelé - eau chaude biénergie mazout	Total	0,4
Bi-énergie - biomasse	6 logements - eau chaude biénergie mazout	Total	7,7

1 Pour un coût évité de 160 \$/kW, le potentiel technico-économique (PTÉ) de la conversion de
2 tous les systèmes biénergie au mazout à la biénergie au propane est de l'ordre de 640 MW.
3 Le Distributeur rappelle que pour exploiter commercialement le PTÉ, les enjeux de nature
4 commerciale doivent être considérés. Ainsi, certaines municipalités à forte densité de
5 population (par exemple, Montréal, où la concentration de clients biénergie est la plus
6 importante) considèrent la mise en place de réglementations pour les appareils à
7 combustible solide. Ces réglementations comporteraient notamment des limitations quant à
8 l'émission de particules par les appareils ou quant à l'utilisation lors de périodes
9 d'avertissement de smog. De plus, la présence d'un réservoir de propane et l'espace
10 extérieur requis pour ce dernier doivent également être considérés pour l'implantation de la
11 mesure. Compte tenu de ces enjeux, le Distributeur est d'avis que le propane ne constitue
12 pas une solution de remplacement complète et viable à long terme pour le mazout.

13 Pour la conversion des systèmes biénergie au mazout à la biénergie biomasse, même avec
14 un coût évité de 160 \$/kW, le PTÉ demeure très marginal en raison des coûts élevés des
15 systèmes à la biomasse. De plus, les coûts considérés dans l'évaluation du potentiel
16 n'incluent qu'un système d'alimentation semi-automatique des granules pour les habitations
17 de type unifamilial, jumelé et plex. Ce système exige que le propriétaire effectue le
18 chargement des granules dans le système d'alimentation de la fournaise. Or, les granules se
19 vendent typiquement en poches de 20 ou 40 livres pour une durée de combustion de 20 à
20 30 heures. L'exploitation à grande échelle des systèmes de biénergie à la biomasse requiert
21 généralement l'ajout d'un distributeur automatique de granules, augmentant encore le coût
22 de l'équipement.

Pièce P-2

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2016-033

R-3933-2015

7 mars 2016

PRÉSENTS :

Louise Pelletier

Louise Rozon

Bernard Houle

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision sur le fond

*Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité
de l'année tarifaire 2016-2017*

Intervenants :

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ);

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ);

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI);

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);

Option consommateurs (OC);

Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA);

Union des consommateurs (UC);

Union des municipalités du Québec (UMQ);

Union des producteurs agricoles (UPA).

TABLE DES MATIÈRES

LISTE DES TABLEAUX.....	8
LISTE DES DÉCISIONS	11
LEXIQUE	14
INTRODUCTION.....	17
1. CONTEXTE DE LA DEMANDE TARIFAIRE 2016-2017 DU DISTRIBUTEUR	18
2. SUIVIS DES MESURES VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU	22
2.1 Collaboration avec les associations de consommateurs.....	22
2.2 Ententes de paiement.....	23
2.3 Interventions en efficacité énergétique	26
2.4 Harmonisation des services pour les MFR.....	27
2.5 Stratégie tarifaire	28
2.6 Conclusion.....	28
3. EFFICIENCE ET PERFORMANCE	29
3.1 Évaluation des indicateurs d’efficacité en termes de coûts.....	29
3.2 Évaluation des indicateurs de performance en termes de qualité de service	32
3.3 Révision des indicateurs de qualité de service	34
3.4 Efficacité des fournisseurs internes du Distributeur	43
4. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES.....	45
4.1 Conventions comptables en vertu des principes comptables généralement reconnus des États-Unis	45
4.2 Résultats de l’exercice de révision des durées de vie utile	51

4.3	Utilisation de la centrale de TCE en période de pointe.....	52
4.4	Modification des modalités de disposition des soldes des comptes de <i>pass-on</i> 2013 et 2014 et de nivellement pour aléas climatiques 2015	55
5.	PARAMÈTRES FINANCIERS	61
5.1	Structure de capital présumée et taux de rendement des capitaux propres	62
5.2	Coût moyen de la dette	64
5.3	Taux de rendement de la base de tarification.....	65
5.4	Coût du capital prospectif	65
6.	PRÉVISION DES VENTES EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE	66
7.	COÛTS ÉVITÉS.....	71
7.1	Coûts évités en réseau intégré	71
7.2	Coûts évités en réseaux autonomes	77
8.	APPROVISIONNEMENTS.....	81
8.1	Approvisionnement en électricité	81
8.2	Achats d'électricité.....	95
9.	REVENUS DES VENTES NETS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ	97
10.	SERVICE DE TRANSPORT	101
11.	COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SERVICES À LA CLIENTÈLE.....	104
11.1	Charges d'exploitation	104
11.2	Autres charges	135
11.3	Frais corporatifs.....	147
11.4	Rendement de la base de tarification	148

12.	BASE DE TARIFICATION.....	149
13.	AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2016.....	155
13.1	Sommaire des investissements	155
13.2	Indicateurs relatifs aux investissements inférieurs à 10 M\$	169
13.3	Suivi du Projet LAD.....	173
14.	INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	175
14.1	Suivi des résultats 2014 et anticipés pour 2015	175
14.2	Demande budgétaire 2016.....	177
14.3	Rentabilité des programmes et impact tarifaire	178
14.4	Enjeux spécifiques à certains programmes	180
14.5	Autorisation du budget 2016 relatif aux interventions en efficacité énergétique.....	192
15.	REVENUS REQUIS.....	193
16.	REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ ET RABAIS SUR VENTES – MÉNAGES À FAIBLE REVENU	195
16.1	Revenus autres que les ventes d'électricité	195
16.2	Rabais sur ventes - Ménages à faible revenu	196
17.	RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE	197
18.	CONDITIONS DE SERVICE D'ÉLECTRICITÉ	197
18.1	Suivi des engagements du dossier tarifaire 2015-2016.....	197
18.2	Offre de référence pour la conception du réseau de distribution	198
18.3	Frais d'administration	198
19.	TARIFS D'ÉLECTRICITÉ 2016-2017	204
19.1	Options d'ajustement tarifaire tenant compte de la variation des coûts	204

19.2	Tarifs domestiques	219
19.3	Tarifs généraux et industriel.....	223
19.4	Essais d'équipements	225
19.5	Tarif GD	229
19.6	Modalités applicables aux réseaux municipaux ayant des clients au tarif LG ou au tarif L	230
19.7	Autres modifications	231
19.8	Suivi des mesures visant les exploitations agricoles.....	233
19.9	Tarification au nord du 53 ^e parallèle.....	237
19.10	Suivi du tarif de développement économique.....	241
19.11	Suivi des rencontres avec l'Association des redistributeurs d'électricité du Québec concernant les options d'électricité interruptible	242
19.12	Révision de la stratégie tarifaire.....	242
20.	STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS DOMESTIQUES.....	242
20.1	Introduction d'une facture minimale en remplacement de la redevance	244
20.2	Seuil de la première tranche	247
20.3	Création d'un tarif distinct pour les grands consommateurs (tarif D2).....	253
20.4	Programmes de gestion de la consommation	256
20.5	Stratégie relative au tarif DT	257
20.6	Tarif distinct pour la clientèle agricole	260
20.7	Véhicules électriques.....	263
21.	HAUSSE TARIFAIRE APPROUVÉE	265
22.	FINANCEMENT DES INTERVENANTS HORS AUDIENCE	266
	DISPOSITIF	267

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1	Composantes des revenus requis révisés et demandés par le Distributeur	19
Tableau 2	Écart de prévisions – Indicateurs de coûts du Distributeur	31
Tableau 3	Écart de prévisions – Charges de services partagés par abonnement.....	44
Tableau 4	Impact net de la décision D-2015-189 sur les revenus requis de l'année témoin 2016.....	49
Tableau 5	Compte de frais reportés – PCGR des États-Unis	50
Tableau 6	Comptes de <i>pass-on</i> 2013 à 2015 et compte de nivellement pour aléas climatiques 2015	57
Tableau 7	Taux de rendement de la base de tarification	65
Tableau 8	Coût du capital prospectif.....	66
Tableau 9	<i>Evaluation of Contract Pricing</i>	74
Tableau 10	Coûts évités par réseaux autonomes – Annuité croissante exprimée en ¢/kWh de 2015	78
Tableau 11	Besoins en énergie	82
Tableau 12	Approvisionnements postpatrimoniaux en puissance – Révision de novembre 2015	84
Tableau 13	Achats d'électricité	96
Tableau 14	Historique des revenus des ventes nets des achats d'électricité 2010-2015	97
Tableau 15	Coefficient de détermination des modèles de revenus unitaires.....	99
Tableau 16	Service de transport	102
Tableau 17	Coûts de distribution et des SALC	104
Tableau 18	Charges d'exploitation.....	105
Tableau 19	Masse salariale et effectifs.....	106
Tableau 20	Évolution des salaires de base	108
Tableau 21	Évolution des charges des « Services professionnels et autres »	112
Tableau 22	Évolution des charges du « Groupe Technologie »	114

Tableau 23	Évolution des prestations de travail liées aux activités de base et imputées aux investissements	116
Tableau 24	Charges d'exploitation selon l'approche globale	118
Tableau 25	Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers.....	123
Tableau 26	Coût de retraite.....	124
Tableau 27	Coûts de la stratégie pour la clientèle à faible revenu (redressés, en M\$).....	127
Tableau 28	Dépense de mauvaises créances (redressée, en M\$)	128
Tableau 29	Évolution des charges relatives aux interventions en efficacité énergétique (dont le PGÉÉ)	131
Tableau 30	Éléments spécifiques.....	133
Tableau 31	Autres charges.....	136
Tableau 32	Évolution des achats de combustible selon la méthode proposée et la méthode actuelle	137
Tableau 33	Révision des durées de vie utile conformément à la décision D-2015-189.....	140
Tableau 34	Coûts nets liés aux sorties d'actifs.....	141
Tableau 35	Évolution de la charge totale d'amortissement et déclassément	144
Tableau 36	Frais corporatifs	148
Tableau 37	Rendement de la base de tarification	149
Tableau 38	Base de tarification	151
Tableau 39	Évolution de la base de tarification sur la période 2010-2015	152
Tableau 40	Sommaire des investissements 2016 (en M\$)	156
Tableau 41	Sommaire des investissements par types d'autorisation (en M\$).....	156
Tableau 42	Sommaire des investissements par catégories d'investissements (en M\$).....	157
Tableau 43	Sommaire des investissements par types d'investissements (en M\$)	158
Tableau 44	Évolution des investissements totaux par types d'investissements 2010 – 2016 (en M\$).....	160
Tableau 45	Sommaire des investissements inférieurs à 10 M\$ par catégories d'investissements (en M\$).....	161

Tableau 46	Projets inférieurs à 10 M\$ en « Maintien des actifs » (en M\$)	162
Tableau 47	Projets inférieurs à 10 M\$ en « Croissance de la demande » (en M\$)	164
Tableau 48	Impact sur les revenus requis du Projet LAD	174
Tableau 49	Résultats anticipés pour 2015 des interventions en efficacité énergétique	176
Tableau 50	Répartition du budget 2016 des interventions en efficacité énergétique	178
Tableau 51	Résultats des analyses économiques des interventions en efficacité énergétique (en M\$ actualisés de 2016).....	179
Tableau 52	Revenus requis 2016.....	193
Tableau 53	Estimé des revenus requis 2016.....	194
Tableau 54	Revenus autres que les ventes d'électricité	195
Tableau 55	Rabais sur ventes – Ménages à faible revenu	196
Tableau 56	Ajustements tarifaires uniformes et différenciés	208
Tableau 57	Données par tranches de consommation.....	254
Tableau 58	Estimé de la hausse tarifaire approuvée en 2016.....	265

LISTE DES DÉCISIONS

Décisions	Dossiers	Nom du dossier
D-2002-95	R-3401-98	Audience relative à la modification des tarifs de transport d'électricité
D-2003-93	R-3492-2002 Phase 1	Demande relative à la détermination du coût du service du Distributeur et à la modification des tarifs d'électricité
D-2005-34	R-3541-2004	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2005-2006
D-2005-203	R-3568-2005	Demande d'Hydro-Québec pour l'approbation d'une entente globale cadre entre le distributeur d'électricité et le producteur d'électricité
D-2006-34	R-3579-2005	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2006-2007
D-2006-66	R-3549-2004 Phase 2	Demande relative à la modification des conditions des services de transport d'Hydro-Québec
D-2007-12	R-3610-2006	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2007-2008
D-2007-83	R-3622-2006	Demande d'Hydro-Québec pour l'approbation d'une entente globale cadre entre le distributeur d'électricité et le producteur d'électricité pour la période du 1 ^{er} janvier 2007 au 31 décembre 2008
D-2008-024	R-3644-2007	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2008-2009
D-2009-015	R-3669-2008 Phase 1	Demande de modification des tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec au 1 ^{er} janvier 2009
D-2009-016	R-3677-2008	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2009-2010
D-2009-107	R-3689-2009	Demande d'approbation d'une entente globale cadre pour la période du 1 ^{er} janvier 2009 au 31 décembre 2013
D-2010-022	R-3708-2009	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2010-2011

D-2011-028	R-3740-2010	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2011-2012
D-2012-024	R-3776-2011	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2012-2013
D-2012-119	R-3814-2012	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2013-2014
D-2013-037	R-3814-2012	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2013-2014
D-2013-174	R-3854-2013	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2014-2015
D-2013-206	R-3861-2013	Demande d'approbation d'une entente globale cadre pour la période du 1 ^{er} janvier 2014 au 31 décembre 2016
D-2014-034	R-3842-2013	Demande d'approbation du taux de rendement des capitaux propres et du mécanisme de traitement des écarts de rendement
D-2014-037	R-3854-2013 Phase 1	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2014-2015
D-2014-086	R-3875-2014	Demande d'approbation des amendements à l'entente de 2009 portant sur la suspension temporaire des livraisons de la centrale de TCE
D-2014-156	R-3891-2014	Demande relative aux options d'électricité interruptible
D-2014-160	R-3905-2014	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2015-2016
D-2015-013	R-3864-2013	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur
D-2015-018	R-3905-2014	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2015-2016
D-2015-031	R-3903-2014	Demande de modification des tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec à compter du 1 ^{er} janvier 2015
D-2015-076	R-3879-2014 Phase 3	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des <i>Conditions de service et Tarif</i> de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 ^{er} octobre 2014

D-2015-120	R-3924-2015 Phases 1 et 2	Demande de Gazifère Inc. relative à la fermeture réglementaire des livres pour la période du 1 ^{er} janvier au 31 décembre 2014, à la fixation du taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire pour les années témoins 2016 et 2017, à l'approbation du plan d'approvisionnement et à la modification des tarifs à compter du 1 ^{er} janvier 2016
D-2015-129	R-3933-2015	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2016-2017
D-2015-145	R-3933-2015	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2016-2017
D-2015-150	R-3905-2014 Phase 2	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2015-2016 Phase 2 – Demande de mise en place d'un mécanisme de récupération des coûts liés à des événements imprévisibles en réseaux autonomes
D-2015-153	R-3933-2015	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2016-2017
D-2015-157	R-3934-2015	Demande de modification des tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec à compter du 1 ^{er} janvier 2016
D-2015-179	R-3925-2015	Demande relative à l'utilisation de la centrale de TCE de Bécancour en période de pointe
D-2015-181	R-3879-2014 Phases 3 et 4	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des <i>Conditions de service et Tarif</i> de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 ^{er} octobre 2014
D-2015-189	R-3927-2015	Demande relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (US GAAP)
D-2015-212	R-3940-2015	Demande de modifications comptables réglementaires relatives au passage aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis
D-2016-003	R-3927-2015	Demande relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (US GAAP)
D-2016-029	R-3934-2015	Demande de modification des <i>Tarifs et conditions des services de transport</i> d'Hydro-Québec à compter du 1 ^{er} janvier 2016

LEXIQUE

Distributeur :	Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité;
Producteur :	Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité;
Régie :	Régie de l'énergie;
Transporteur :	Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité;
ACÉ :	Association canadienne de l'électricité;
APCHQ :	Association provinciale des constructeurs d'habitations du Québec;
APRA :	avantages postérieurs à la retraite autres que la retraite;
ARK :	Administration régionale Kativik;
BEIÉ :	Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques;
CACQ :	Coalition des associations de consommateurs du Québec;
CDSÉ :	Conditions de service d'électricité;
CER :	comptes d'écarts et de reports;
CE3É :	Chauffe-eau à trois éléments;
CFR :	compte de frais reportés;
CI :	clients institutionnels;
CNG :	compteurs de nouvelle génération;
COP :	coefficient de performance;
CSP :	Centre de services partagés;
DDR :	demande de renseignements;
DMC :	dépense de mauvaises créances;
EIA :	Energy Information Administration;
ETC :	équivalent temps complet;
FU :	facteur d'utilisation;
GDP :	gestion de la demande en puissance;
GES :	gaz à effet de serre;
IAS :	International Accounting Standards;
IC :	indice de continuité du service;
IFRS :	Normes internationales d'information financière;
IPC :	indice des prix à la consommation;
IREQ :	Institut de recherche d'Hydro-Québec;

LAD :	Lecture à Distance;
MFR :	ménages à faible revenu;
NPCC :	Northeast Power Coordinating Council Inc.;
OÉA :	option d'électricité additionnelle;
OLMHS :	obligations liées à la mise hors service d'immobilisations;
OMHK :	Office municipal d'habitation Kativik;
OSC :	Optimisation des systèmes clientèles;
PCGR :	principes comptables généralement reconnus;
PFM :	puissance à facturer minimale;
PGÉÉ :	Plan global en efficacité énergétique;
PME :	petites et moyennes entreprises;
POEMM :	Projet ordonnancement des équipes mesure et maintenance;
PUEÉRA :	Programme d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes;
SALC :	services à la clientèle;
SCHL :	Société canadienne d'hypothèques et de logement;
SHQ :	Société d'habitation du Québec;
SIG :	Système d'information géoréférencé;
TAÉ :	tout-à-l'électricité;
TCTR :	test du coût total en ressources;
TDÉ :	tarif de développement économique;
TDT :	tarification différenciée dans le temps;
TI :	technologies de l'information;
TIC :	technologies de l'information et des communications;
TNT :	test de neutralité tarifaire;
TP :	test du participant;
TRCP :	taux de rendement des capitaux propres;
TSF :	Téléphonie sans fil;
US GAAP :	principes comptables généralement reconnus des États-Unis;
WTI :	West Texas Intermediate.

Abréviations et signes conventionnels

\$	dollar canadien
k	kilo (mille)
M	méga (million)
kW	kilowatt
MW	mégawatt
kWh	kilowattheure - 10^3 ou 1 000 Wh
MWh	mégawattheure - 10^6 ou 1 000 000 Wh
GWh	gigawattheure - 10^9 ou 1 000 000 000 Wh
TWh	térawattheure - 10^{12} ou 1 000 000 000 000 Wh

INTRODUCTION

[1] Le 30 juillet 2015, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 30, 31 (1^o), 32, 34, 48, 49, 50, 51, 52.1, 52.2, 52.3 et 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), une demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2016-2017.

[2] Le 5 août 2015, la Régie rend sa décision D-2015-129. Elle demande notamment au Distributeur de publier dans certains quotidiens et d'afficher sur son site internet un avis public donnant aux personnes intéressées les instructions préliminaires relatives à l'audience qu'elle tiendra pour l'examen de la demande tarifaire 2016-2017.

[3] Dans cette décision, la Régie demande également au Distributeur de déposer un complément de preuve sur les impacts des modifications de méthodes comptables découlant du passage aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) des États-Unis (ou US GAAP) sur ses revenus requis de 2016.

[4] Le 28 août 2015, la Régie rend sa décision procédurale interlocutoire D-2015-145. Elle ordonne au Distributeur de déposer une étude de balisage sur la rémunération globale, effectuée auprès des entreprises comparables, au plus tard le 1^{er} octobre 2015.

[5] Le 17 septembre 2015, la Régie rend sa décision D-2015-153 sur le suivi de sa décision D-2015-145, sur les demandes d'intervention, la demande de traitement confidentiel et l'échéancier de traitement du dossier. Par cette décision, elle reporte au 20 mai 2016 la date de dépôt de l'étude de balisage portant sur la rémunération globale et accueille la demande de traitement confidentiel soumise par le Distributeur.

[6] L'audience se tient du 4 au 17 décembre 2015. La Régie entame son délibéré le 17 décembre 2015.

[7] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur la demande du Distributeur relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2016-2017.

¹ RLRQ, c. R-6.01.

1. CONTEXTE DE LA DEMANDE TARIFAIRE 2016-2017 DU DISTRIBUTEUR

[8] Le 30 juillet 2015, lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur propose une hausse moyenne de 1,9 % de l'ensemble des tarifs, à l'exception du tarif L applicable uniquement aux grands clients industriels et pour lesquels la hausse tarifaire serait de 1,2 %². Cet ajustement tarifaire, applicable à compter du 1^{er} avril 2016, permettra au Distributeur de percevoir des revenus additionnels requis qu'il évalue à 194,5 M\$ pour l'année tarifaire 2016-2017³.

[9] Le Distributeur indique que la hausse tarifaire de 1,9 % est nécessaire pour récupérer la totalité du coût de service de 2016 attribuable principalement à l'impact des températures froides des deux derniers hivers. Au sortir de l'hiver 2014-2015, qui s'est avéré très rigoureux, à l'instar de celui de 2013-2014, les deux comptes liés aux impacts climatiques (*pass-on* et nivellement pour aléas climatiques) présentent respectivement des soldes élevés, le premier à récupérer de la clientèle et l'autre à remettre à la clientèle.

[10] Dans l'intérêt public et le respect du principe de stabilité tarifaire à long terme, le Distributeur propose de disposer exceptionnellement, dans les revenus requis de 2016, de la totalité des soldes relatifs aux impacts des températures froides des deux derniers hivers. En effet, selon les principes réglementaires reconnus par la Régie, une large part de ces soldes serait autrement amortie sur cinq ans.

[11] La présente demande tarifaire se distingue de celles des dernières années du fait qu'elle est établie selon les PCGR des États-Unis, alors que les dernières demandes tarifaires reposaient sur les Normes internationales d'information financière (IFRS). La demande initiale inclut un impact de -294,3 M\$⁴ en 2016 par rapport au montant autorisé en 2015 pour les revenus requis. Par ailleurs, si le Distributeur avait maintenu les méthodes comptables selon les IFRS, la hausse tarifaire demandée aurait été de 5,4 % pour l'ensemble de la clientèle et de 4,7 % pour la clientèle au tarif L⁵.

² Les clients industriels de grande puissance ne sont pas visés par l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale.

³ Pièce B-0008, p. 6.

⁴ Pièce B-0099, p. 6, tableau R-1.1-D.

⁵ Pièce B-0064, p. 7.

[12] Le 23 novembre 2015, la Régie rend sa décision D-2015-189 sur les modifications de méthodes comptables découlant du passage aux PCGR des États-Unis dans laquelle elle accueille partiellement la demande du Distributeur. À la suite de cette décision, le Distributeur met à jour ses revenus requis de l'année témoin 2016. Cette mise à jour a pour effet de les augmenter de 62,5 M\$, soit un impact de 0,6 % sur la hausse tarifaire initialement demandée⁶.

[13] En audience, le 4 décembre 2015, le Distributeur met à jour certains paramètres, représentant une baisse totale de 85,5 M\$. Il demande donc une hausse moyenne révisée de 1,7 % de l'ensemble des tarifs, à l'exception du tarif L applicable uniquement aux grands clients industriels et pour lesquels la hausse tarifaire révisée serait de 1,0 %⁷.

[14] Cette hausse tarifaire, applicable à compter du 1^{er} avril 2016, permettra au Distributeur de percevoir des revenus additionnels requis qu'il évalue à 171,5 M\$ pour l'année tarifaire 2016-2017. Ce montant reflète une diminution des revenus des ventes totaux de 14,4 M\$ et une hausse des revenus requis (coût de service) du Distributeur de 157,1 M\$ par rapport au montant autorisé en 2015.

[15] Les revenus requis révisés et demandés par le Distributeur, détaillés au tableau suivant, totalisent 11 849,1 M\$ pour l'année témoin 2016.

TABLEAU 1
COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS RÉVISÉS ET DEMANDÉS PAR LE DISTRIBUTEUR

<i>(en M\$)</i>	<i>2015 (D-2015-018)</i>	<i>2016 Année témoin</i>	<i>Écarts</i>	<i>Impacts températures froides</i>	<i>Impacts passage aux US GAAP</i>	<i>Impacts nets</i>
Achats d'électricité	5 907,8	6 232,8	325,0	223,1	15,3	86,6
Service de transport	2 783,9	2 813,2	29,3	0,0	(151,3)	180,6
Coût de distribution et des SALC	3 000,3	2 803,1	(197,2)	(59,0)	(95,8)	(42,4)
Coût de service	11 692,0	11 849,1	157,1	164,1	(231,8)	224,8

Sources : Pièce B-0008, p. 7 et pièce B-0145, p. 7 à 9.

⁶ Pièce B-0128, p. 6 et 7.

⁷ Pièce B-0145, p. 3.

[16] Les revenus requis révisés, et demandés par le Distributeur, sont en hausse de 157,1 M\$ pour l'année témoin 2016 par rapport au montant autorisé en 2015. Cette hausse est attribuable aux éléments suivants :

- Les impacts des températures froides des deux derniers hivers, qui se répercutent dans le coût de service par le truchement de la disposition des soldes de deux comptes d'écarts, représentent en 2016 une augmentation de 164,1 M\$ par rapport aux montants reconnus pour 2015.
- L'impact révisé des modifications des méthodes comptables découlant du passage aux PCGR des États-Unis⁸ représente une baisse de 231,8 M\$ par rapport au montant autorisé en 2015, conformément à la décision D-2015-189.
- En excluant les impacts des températures froides et du passage aux PCGR des États-Unis, le coût associé aux achats d'électricité est supérieur de 86,6 M\$ à celui reconnu par la Régie pour 2015. Cette augmentation de coût est attribuable principalement à la mise en service de projets de production électrique à partir d'énergie renouvelable et à l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale.
- Le service de transport intègre la facture pour la charge locale qui, en excluant l'impact du passage aux PCGR des États-Unis, est en hausse de 180,6 M\$ attribuable notamment aux nouvelles mises en service de projets de transport ainsi qu'à l'accroissement des charges nettes d'exploitation (tel que demandé dans le dossier R-3934-2015⁹).
- En excluant les impacts des températures froides et du passage aux PCGR des États-Unis, les principaux éléments expliquant une diminution de 42,4 M\$ par rapport au montant reconnu pour 2015 sont, notamment, les efforts d'efficacité du Distributeur découlant principalement du projet Lecture à Distance (Projet LAD).

⁸ Considère également la révision des durées de vie utile de certaines immobilisations corporelles.

⁹ Demande de modification des tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec à compter du 1^{er} janvier 2016.

[17] Pour 2016, les besoins totaux d'investissement du Distributeur se chiffrent à 682,4 M\$, dont une enveloppe de 529,2 M\$ consacrée à des projets de moins de 10 M\$, comparativement à une enveloppe de 550,9 M\$ autorisée par la Régie pour 2015. La réduction de 21,7 M\$ de l'enveloppe relative à ce type de projets découle, entre autres, de la réalisation de gains d'efficacité associés à une meilleure planification globale des besoins pour la maintenance et l'évolution du réseau, afin d'assurer la fiabilité de l'alimentation électrique.

[18] En 2016, le Distributeur demande de consacrer un montant de 135 M\$ à la réalisation d'interventions en efficacité énergétique qui se traduiront par 461 GWh d'économies d'énergie.

[19] Par ailleurs, le Distributeur souligne que le coût des mesures dont bénéficient les ménages à faible revenu (MFR), en 2016, se chiffre à 31,6 M\$¹⁰. Sur le plan de l'efficacité énergétique, le Distributeur consacrera 10 M\$, en 2016, afin d'aider les MFR à consommer plus efficacement l'électricité et réduire ainsi leur facture.

[20] En ce qui a trait aux tarifs d'électricité, le Distributeur propose cette année de hausser de façon uniforme les composantes des tarifs domestiques, compte tenu de la réflexion en cours avec les représentants de la clientèle et la Régie. Cette réflexion a pour objectif de revoir la stratégie pour les tarifs domestiques. Pour les tarifs généraux et industriel, la proposition du Distributeur est en continuité avec celle des années précédentes.

Changements et nouveautés de la demande tarifaire 2016-2017

[21] Le Distributeur indique que sa demande tarifaire 2016-2017 consiste, pour l'essentiel, en une actualisation des prévisions pour l'établissement du coût de service de 2016. Il énumère les principaux changements et nouveautés qui caractérisent la présente demande tarifaire¹¹.

¹⁰ La Régie note que la totalité du soutien financier accordé à la clientèle à faible revenu s'élève à 42,5 M\$, auquel s'ajoutent des coûts opérationnels de 8,2 M\$, représentant un montant global de 50,7 M\$ en 2016 (voir par. 472 et 475 de la présente décision).

¹¹ Pièce B-0009, p. 3.

[22] La Régie est d'avis que la liste de sujets et d'enjeux présentés par le Distributeur contribue à l'allègement réglementaire de la demande tarifaire. Cependant, elle constate que cette liste n'est pas exhaustive. Elle note, par exemple, que le retrait de la cible de 1,5 % de gains d'efficience en 2016 ne fait pas partie de cette liste de changements et de nouveautés.

[23] La Régie demande au Distributeur de s'assurer que la liste des changements et nouveautés qui caractériseront ses prochaines demandes tarifaires soit la plus complète possible.

[24] De plus, elle demande que, pour les changements de convention, de mesure ou de présentation, le Distributeur fournisse, lors du dépôt de la preuve initiale, la comparaison des impacts de la méthode actuelle par rapport à celle proposée.

2. SUIVIS DES MESURES VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU

2.1 COLLABORATION AVEC LES ASSOCIATIONS DE CONSOMMATEURS

[25] La Régie comprend que les trois forums de collaboration avec les associations de consommateurs sont le groupe de travail sur les MFR (Groupe MFR), la Table de recouvrement et le Comité ad hoc pour la mise sur pied du nouveau Centre d'accompagnement¹².

[26] OC confirme qu'elle siège dorénavant à la Table de recouvrement avec les autres associations de consommateurs¹³.

[27] Les questions relatives au financement et au rôle des associations dans le Centre d'accompagnement sont reliées et sont traitées à la section 2.4 de la présente décision.

¹² Pièce C-OC-0015, p. 4, par. 9.

¹³ Pièce C-OC-0015, p. 4, par. 10.

2.2 ENTENTES DE PAIEMENT

Entente plus généreuse pour les clients à très faible revenu

[28] Tel que proposé dans la demande tarifaire 2015-2016¹⁴, le Distributeur désire offrir une entente personnalisée de type B plus généreuse aux clients à très faible revenu, en introduisant une notion de taux d'effort sur le revenu afin de hausser la subvention à la consommation qui leur est accordée¹⁵.

[29] Le Distributeur indique que pour réaliser ce projet, des analyses de données internes doivent être faites afin de déterminer les caractéristiques des ménages qui n'arrivent pas à respecter une entente personnalisée de type B en raison de revenus insuffisants. Une analyse de données de Statistique Canada est également nécessaire pour évaluer le bassin de clients potentiels et déterminer de façon plus précise l'impact budgétaire de cette mesure pour le Distributeur¹⁶.

[30] En audience, en réponse à une question de l'UC sur l'état d'avancement du projet, le Distributeur informe la Régie que Statistique Canada a approuvé son projet d'étude sur le taux d'effort. Ainsi, il espère pouvoir déposer des études au Groupe MFR d'ici la fin du premier trimestre de 2016, afin qu'il soit possible de faire avancer le projet rapidement¹⁷.

[31] OC demande que le Distributeur dépose les résultats des études et analyses effectuées lors de la demande tarifaire 2017-2018¹⁸.

[32] Interrogé par l'UC quant à la possibilité qu'il puisse commencer à appliquer cette mesure avant la demande tarifaire 2017-2018, le Distributeur indique que si la Régie le souhaite, il pourrait implanter un projet pilote et en présenter les résultats lors de la demande tarifaire 2017-2018¹⁹.

¹⁴ Dossier R-3905-2014, pièce B-0125, p. 9.

¹⁵ Pièce B-0012, p. 6.

¹⁶ *Ibid.*

¹⁷ Pièce A-0043, p. 49 et 50.

¹⁸ Pièce C-OC-0015, p. 5, par. 14.

¹⁹ Pièce A-0043, p. 50 et 51.

[33] L'UC se montre favorable à cette offre et demande à la Régie d'en prendre acte, étant donné que le Distributeur s'attend à obtenir sous peu les données requises pour ce projet²⁰.

[34] L'UC demande également à la Régie de recommander au Distributeur d'élargir le seuil d'admissibilité des ménages à ce type de mesure²¹.

[35] La Régie prend acte du fait que le Distributeur déposera au Groupe MFR les résultats des études et analyses effectuées dès qu'ils seront disponibles.

[36] Également, la Régie prend acte de l'offre du Distributeur d'implanter un projet pilote pour son offre d'entente plus généreuse pour les clients à très faible revenu et de lui en faire rapport dans le cadre de la demande tarifaire 2017-2018. Elle examinera alors la question du seuil d'admissibilité.

Effacement graduel de la dette

[37] Tel que proposé dans le dossier R-3905-2014²², le Distributeur désire radier une portion des sommes dues, au fur et à mesure des versements effectués par le client à l'entente personnalisée, afin de l'encourager à se rendre au terme de l'entente²³.

[38] L'UC s'est informée des possibilités d'implantation de la mesure d'effacement graduel de la dette avant la demande tarifaire 2017-2018. Le Distributeur explique que cette mesure aura un impact majeur sur la dépense de mauvaises créances (DMC)²⁴.

[39] Le Distributeur indique qu'il prévoit connaître l'impact financier de la mesure d'effacement graduel de la dette au plus tard au mois de mai 2016²⁵. Il ajoute qu'il n'aura pas besoin de faire un projet pilote avant d'implanter cette mesure, une fois que les aspects techniques et opérationnels auront été réglés²⁶.

²⁰ Pièce C-UC-0021, p. 8.

²¹ *Ibid.*

²² Dossier R-3905-2014, pièce B-0125, p. 9.

²³ Pièce B-0012, p. 7.

²⁴ Pièce A-0043, p. 55 à 59.

²⁵ Pièce B-0043, p. 58.

²⁶ Pièce A-0043, p. 132.

[40] Le Distributeur prévoit soumettre une demande en temps opportun, de façon à favoriser une mise en application rapide de la mesure²⁷.

[41] La Régie prend acte du fait que le Distributeur déposera, en temps opportun, une demande relative à la mesure d'effacement graduel de la dette, de façon à en favoriser une mise en application rapide.

Modifications à l'entente optimale et seuil de 120 %

[42] Le Distributeur a fait certains ajouts aux modalités de l'entente optimale qui est destinée aux clients qui ne sont pas à faible revenu²⁸.

[43] L'UC reconnaît les améliorations apportées aux ententes optimales, mais constate que ces mesures ne sont pas suffisamment élargies pour faciliter et permettre le paiement d'une dette importante²⁹.

[44] En conséquence, l'intervenante recommande, dans le cadre des ententes de paiement, que des conditions davantage adaptées à la capacité de payer des ménages à budget modeste soient élaborées par le Distributeur³⁰.

[45] Au sujet des ententes personnalisées de type A, l'UC soutient qu'elles pourraient être étendues au-delà du seuil de 120 %³¹.

[46] Dans sa décision D-2015-018, la Régie estimait que :

« [78] Quant au nouveau seuil de faible revenu suggéré par l'UC, la Régie estime qu'il devrait faire l'objet de discussions dans le cadre des travaux de la Table »³².

²⁷ Pièce A-0043, p. 134.

²⁸ Pièce B-0026, p. 19 et 20.

²⁹ Pièce C-UC-0021, p. 9.

³⁰ *Ibid.*

³¹ Pièce C-UC-0021, p. 6.

³² Décision D-2015-018, p. 29.

[47] La Régie invite le Distributeur et les associations de consommateurs à poursuivre leurs discussions sur ces sujets.

2.3 INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[48] Le budget 2016-2017 du Distributeur pour les interventions en efficacité énergétique destinées spécifiquement aux MFR s'élève à 10 M\$³³. L'ensemble des volets des programmes actuels se poursuivront en 2016.

[49] Le Distributeur veut offrir un meilleur arrimage des interventions auprès de cette clientèle afin de faciliter l'accès à une gamme de services intégrés, par l'intermédiaire d'un guichet de service unique et dédié. Le Distributeur, le Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIÉ) et les intervenants du milieu coordonneront leurs actions et mettront sur pied un centre d'accompagnement dédié à cette clientèle (le Centre d'accompagnement MFR).

[50] En 2016, le Distributeur, le BEIÉ et les intervenants du milieu comptent utiliser les services d'un prestataire intégrateur qui proposera à cette clientèle les mesures de recouvrement et les mesures en efficacité énergétique afin de réduire leur facture d'électricité, d'augmenter leur confort et d'obtenir toute la gamme de services adaptés à leur situation financière.

[51] Les principales mesures en efficacité énergétique envisagées dans le cadre de cette approche sont : un diagnostic de la consommation, le calfeutrage, l'installation de thermostats électroniques, de produits économiseurs d'eau et d'énergie, d'ampoules DEL, le remplacement de réfrigérateurs énergivores ainsi qu'un volet éducatif en matière de comportements efficaces énergétiquement. Les propriétaires occupants bénéficieront également de mesures structurantes touchant l'enveloppe du bâtiment.

³³ Pièce B-0042, p. 13 et 14.

[52] **La Régie prend acte des interventions du Distributeur en efficacité énergétique destinées aux MFR et de la nouvelle approche visant à offrir, au moyen d'un guichet unique, un meilleur service à cette clientèle.**

2.4 HARMONISATION DES SERVICES POUR LES MFR

Centre d'accompagnement MFR

[53] Le Distributeur a proposé aux associations de consommateurs un financement basé sur la rémunération à l'acte pour leur participation au Centre d'accompagnement MFR, qu'elles ont refusé³⁴. L'UC et la Coalition des associations de consommateurs du Québec (CACQ)³⁵ ont acheminé une proposition commune au Distributeur le 9 décembre 2015³⁶.

[54] Au sujet du rôle des associations de consommateurs, OC comprend que le Distributeur a l'intention d'aller en appel d'offres pour s'adjoindre les services d'un prestataire et d'agents livreurs et qu'un des critères de sélection important sera l'expérience acquise auprès des MFR³⁷.

[55] Le Distributeur vise à définir un cadre d'entente pour sa collaboration avec les associations, assorti d'un guichet privilégié où pourraient être traités les cas d'exception³⁸.

[56] L'UC s'inquiète de la possibilité que le Centre d'accompagnement MFR soit à l'externe d'Hydro-Québec, parce qu'elle estime qu'on y perdrait une expertise. De plus, l'intervenante craint d'être placée en situation de conflit d'intérêt avec sa mission³⁹.

³⁴ Pièce A-0043, p. 33.

³⁵ Cette coalition regroupe, entre autres, plusieurs ACEF, mais ni OC, ni l'UC. Voir leur site web : <http://defensedesconsommateurs.org/>.

³⁶ Pièce A-0056, p. 23 et pièce C-OC-0015, p. 5.

³⁷ Pièce C-OC-0015, p. 5, par. 15.

³⁸ Pièce A-0043, p. 62.

³⁹ Pièce A-0056, p. 13 et 14.

[57] OC est d'avis qu'il est prématuré de conclure qu'il y aura nécessairement conflit d'intérêt, puisque le Distributeur s'est montré ouvert à la mise en place d'aménagements qui répondraient aux préoccupations des associations de consommateurs⁴⁰.

[58] La Régie encourage le Distributeur et les associations de consommateurs à poursuivre leurs discussions quant au mode de participation au Centre d'accompagnement MFR.

2.5 STRATÉGIE TARIFAIRE

[59] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur certaines orientations devant servir d'assise à la réforme de la structure des tarifs résidentiels. Le Distributeur déposera, dans sa demande tarifaire 2017-2018, les propositions conformes à ces orientations, incluant leurs modalités d'application.

[60] Parmi ces orientations, deux propositions toucheront les MFR, soit le remplacement de la redevance par une facture minimale ainsi que la hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie en réseau intégré. Ces mesures sont présentées aux sections 20.1 et 20.2 de la présente décision.

2.6 CONCLUSION

[61] En conclusion, la Régie demande au Distributeur de déposer, à compter de sa demande tarifaire 2017-2018, un rapport présentant le bilan des diverses activités et mesures visant à soutenir les MFR.

⁴⁰ Pièce C-OC-0005, p. 6, par. 17.

3. EFFICIENCE ET PERFORMANCE

3.1 ÉVALUATION DES INDICATEURS D'EFFICIENCE EN TERMES DE COÛTS

[62] Les indicateurs de coûts présentés par le Distributeur sont utilisés par la Régie pour évaluer l'évolution pluriannuelle des charges d'exploitation, de même que le niveau des revenus requis pour l'année tarifaire 2016-2017.

[63] En utilisant l'ensemble des résultats des indicateurs de coûts présentés en preuve, la Régie analyse, de manière globale, la performance du Distributeur quant au contrôle de ses coûts.

Objectif du Distributeur

[64] Le Distributeur se fixe comme objectif de performance de contenir, sur une période mobile de cinq ans, la croissance annuelle moyenne des indicateurs de coûts sous le niveau de l'inflation, tout en conservant globalement le même niveau de qualité de service⁴¹.

[65] La Régie analyse à court et long termes les résultats des 12 indicateurs de coûts présentés par le Distributeur⁴². Pour la période 2012-2016, la croissance annuelle moyenne de l'ensemble des indicateurs est de -0,4 %, alors que le taux d'inflation moyen sur la même période s'établit à 1,4 %⁴³.

[66] Néanmoins, la Régie souligne que la performance du Distributeur est fortement marquée par les modifications apportées aux méthodes comptables à la suite du passage aux PCGR des États-Unis⁴⁴. En effet, si les résultats projetés pour l'année 2016 avaient été présentés selon les IFRS, la performance du Distributeur aurait été nettement moins bonne⁴⁵. Ce changement de normes a eu un impact important sur tous les indicateurs « Coût total par », puisqu'ils ont notamment pour intrants les charges de retraite et

⁴¹ Pièce B-0013, p. 9.

⁴² Pièce B-0068, p. 9 et 10.

⁴³ Pour 2015, la Régie utilise les données de l'année de base.

⁴⁴ Voir dossier R-3927-2015.

⁴⁵ Pièce B-0068, p. 11.

d'amortissement, toutes deux fortement influencées par les modifications aux méthodes comptables.

[67] Par ailleurs, à court terme, la Régie constate que la croissance annuelle 2014-2015 pour l'ensemble des indicateurs de coûts est de 5,5 %, ce qui équivaut à plus de quatre fois le taux d'inflation, qui est de 1,3 %, sur cette période. L'efficacité devrait s'améliorer en 2016 par rapport à 2015 (-3,4 %), mais les résultats de l'année de base représentent, de loin, la moins bonne performance annuelle du Distributeur en termes de contrôle des coûts au cours de la période 2012-2016⁴⁶.

[68] Considérant l'ensemble des résultats, la Régie constate que le Distributeur devrait atteindre l'objectif qu'il s'est fixé de contenir la croissance annuelle moyenne des indicateurs de coûts sous l'inflation sur une période mobile de cinq ans, qui est, dans le cas présent, la période 2012-2016.

[69] Cependant, la Régie constate aussi que cette performance du Distributeur en matière de contrôle des coûts est grandement influencée par les modifications apportées aux méthodes comptables à la suite du passage aux PCGR des États-Unis, de même qu'aux modifications des durées de vie utiles des immobilisations, qui améliorent les résultats des indicateurs de coûts pour l'année témoin 2016. Ainsi, une part des gains d'efficacité attendus par la Régie ne résulte pas d'actions de gestion courante ou d'actions structurantes entreprises par le Distributeur.

[70] La Régie juge donc que la performance du Distributeur en matière de contrôle des coûts peut être améliorée et elle s'attend, en conséquence, à de meilleurs résultats en 2016.

Prévisions et résultats réels des indicateurs d'efficacité

[71] Dans le cadre de l'évaluation de l'efficacité du Distributeur, la Régie compare les résultats des indicateurs de coûts prévus par le Distributeur aux résultats réels obtenus de 2011 à 2015⁴⁷, tel que présenté au tableau suivant.

⁴⁶ Dans la décision tarifaire de l'année dernière, la Régie émettait une mise en garde à l'effet que l'efficacité du Distributeur était sujette à diminuer à court terme, compte tenu des plus récents résultats des indicateurs de coûts (décision D-2015-018, p. 35).

⁴⁷ Pour 2015, prévision 4 mois réels et 8 mois projetés.

TABLEAU 2
ÉCART DE PRÉVISIONS – INDICATEURS DE COÛTS DU DISTRIBUTEUR

<i>Résultats réels moins résultats prévus (%)</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i>	<i>Moyenne 2011-2015</i>	<i>Médiane 2011-2015</i>
Coût total Distribution et SALC (\$) par abonnement	-3,2%	-5,1%	-6,2%	-3,9%	-2,9%	-4,2%	-3,9%
CEN Distribution et SALC (\$) par abonnement	-4,7%	-6,9%	-11,0%	-4,8%	-3,1%	-6,1%	-4,8%
IEN (\$) par abonnement	-0,8%	-2,9%	-1,3%	-1,7%	-0,7%	-1,5%	-1,3%
Coût total SALC (\$) par abonnement	1,0%	-8,3%	-9,2%	0,9%	5,2%	-2,1%	0,9%
CEN SALC (\$) par abonnement	-2,0%	-11,3%	-12,7%	-5,0%	2,2%	-5,8%	-5,0%
Coût total Distribution (\$) par abonnement	-4,1%	-4,1%	-5,7%	-5,3%	-4,3%	-4,7%	-4,3%
CEN Distribution (\$) par abonnement	-6,0%	-3,6%	-9,7%	-4,7%	-5,6%	-5,9%	-5,6%
Coût total Distribution et SALC (€) par kWh normalisé	-3,0%	-5,1%	-5,3%	-4,5%	-2,2%	-4,0%	-4,5%
CEN Distribution et SALC (€) par kWh normalisé	-4,2%	-6,8%	-11,1%	-6,0%	-2,8%	-6,2%	-6,0%
CEN Distribution (€) par kWh normalisé transité par le réseau	-5,7%	-4,3%	-10,0%	-1,7%	-4,2%	-5,2%	-4,3%
Coût total Distribution (k\$) par km de réseau	-5,3%	-5,4%	-5,7%	-5,1%	-4,7%	-5,3%	-5,3%
IEN (k\$) par km de réseau	-1,9%	-4,0%	-1,8%	-1,7%	-0,7%	-2,0%	-1,8%
ÉCART MOYEN POUR L'ENSEMBLE DES INDICATEURS	-3,3%	-5,7%	-7,5%	-3,6%	-2,0%	-4,4%	-3,8%
ÉCART - TAUX D'INFLATION	0,9	-0,5	-1,1	0,0	-1,5	-0,4	-0,5

Sources : Pièce B-0068, p. 9; dossier R-3905-2014, pièce B-0081, p. 8.

CEN : charges d'exploitation nettes; IEN : immobilisations en exploitation nettes; SALC : services à la clientèle.

[72] Pour la période 2011-2015, la Régie constate que les résultats réels des indicateurs de coûts sont inférieurs à ceux projetés par le Distributeur, pour chacune des années de cette période de cinq ans. En effet, les coûts par abonnement, par kilowattheure ou par kilomètre de réseau sont en moyenne inférieurs de 4,4 % à ceux prévus par le Distributeur sur la période 2011-2015.

[73] Le calcul de la médiane renforce ce constat, alors que, par définition, 50 % des résultats réels sont inférieurs de 3,8 % ou plus par rapport aux prévisions de résultats d'indicateurs de coûts du Distributeur sur cette période.

[74] La Régie considère que le Distributeur a tendance à sous-estimer, de façon récurrente, sa capacité à générer des gains d'efficacité dans ses opérations et processus d'affaires. Ceci conduit, d'une année à l'autre, à une surestimation de ses charges, qu'elles soient par abonnement, par kilowattheure ou par kilomètre de réseau.

[75] **Considérant ce qui précède, la Régie juge que les coûts de distribution et des services à la clientèle (SALC) demandés par le Distributeur pour l'année témoin 2016 sont trop élevés, tenant compte de l'efficience encore possible.**

3.2 ÉVALUATION DES INDICATEURS DE PERFORMANCE EN TERMES DE QUALITÉ DE SERVICE

[76] Les indicateurs de qualité de service présentés par le Distributeur sont utilisés par la Régie pour évaluer le niveau et l'évolution de la qualité de service offerte par le Distributeur d'une année à l'autre.

[77] Utilisant l'ensemble des résultats des indicateurs de qualité de service présentés en preuve, la Régie analyse la performance du Distributeur dans les grands domaines suivants : satisfaction de la clientèle, fiabilité du service électrique, alimentation électrique, service à la clientèle et sécurité.

[78] Le Distributeur précise qu'il vise à conserver globalement le même niveau de qualité de service sur une période mobile de cinq ans, tout en contenant la croissance annuelle moyenne de ses indicateurs de coûts sous le niveau d'inflation⁴⁸. Pour ce faire, il met en œuvre certaines initiatives basées, notamment, sur les besoins et les attentes de ses différents clients⁴⁹.

[79] Le Distributeur présente les résultats des indicateurs de qualité de service de 2010 à 2014, correspondant à une période mobile de cinq ans, en plus des résultats du premier semestre de 2015⁵⁰.

[80] Le Distributeur considère que la satisfaction de la clientèle résidentielle a subi un certain recul au cours de la dernière année, qui s'explique notamment par la dernière hausse tarifaire, la couverture médiatique touchant le déploiement des compteurs de nouvelle génération (CNG) et l'impact sur la facture d'un hiver très froid⁵¹.

⁴⁸ Pièce B-0013, p. 9.

⁴⁹ Pièce B-0013, p. 6 et 7.

⁵⁰ Pièce B-0013, p. 15.

⁵¹ Pièce A-0038, p. 225 et 226 et pièce B-0013, p. 15 et 16.

[81] Du côté de la satisfaction des clients Grands comptes et Affaires-autres, le Distributeur indique que l'indice s'améliore légèrement de 2013 à 2014. Quant à la satisfaction des clients Grande puissance, le Distributeur mentionne que l'indice se maintient au même niveau en 2014 qu'en 2013, après avoir enregistré des baisses successives au cours des dernières années.

[82] Au niveau de la fiabilité de service, le Distributeur indique que peu d'événements ont affecté le réseau en 2014 et que les résultats de 2015 semblent se situer dans la moyenne des cinq dernières années.

[83] Au plan de l'alimentation électrique, le Distributeur souligne, entre autres, que l'augmentation des délais moyens de prolongement de réseau en aérien et en souterrain sur la période 2012-2014 est grandement attribuable aux clients. Néanmoins, il ajoute que des actions sont prises afin, notamment, d'alléger les activités sous la responsabilité de chacun des clients⁵².

[84] Quant aux SALC, le Distributeur reconnaît que le délai moyen de réponse téléphonique s'est détérioré de 2014 à 2015, mais que diverses mesures sont mises en place afin d'améliorer ce résultat.

[85] SÉ-AQLPA déplore la baisse du niveau de service à la clientèle offert aux clients résidentiels par le Distributeur, notamment les longs temps d'attente téléphonique et les nombreux appels manqués. Pour l'intervenant, la baisse notée dans la qualité de service offerte par le Distributeur s'explique par les réductions budgétaires qui ont affecté le service à la clientèle ces dernières années⁵³.

[86] L'UC constate que « [...] depuis 2005, on note une détérioration soutenue du DMR [délai moyen de réponse téléphonique], notamment pour la clientèle résidentielle. Celui-ci est passé de 43 secondes en 2005 à 235 secondes en 2015, une augmentation de 447 % en 10 ans » [notes de bas de page omises]⁵⁴. En conséquence, l'intervenante demande que le Distributeur dépose à la Régie un plan détaillé d'amélioration du délai moyen de réponse téléphonique.

⁵² Pièce B-0013, p. 17.

⁵³ Pièce C-SÉ-AQLPA-0010, p. 11.

⁵⁴ Pièce C-UC-0008, p. 36.

[87] La Régie constate que, bien que de nombreux indicateurs de qualité de service présentent des améliorations à court et long termes, la satisfaction des clients, toutes catégories confondues, se détériore globalement d'une année à l'autre.

[88] La Régie souligne qu'à court terme, le Distributeur doit remédier à l'augmentation des délais de prolongement de réseau, notamment en aérien. Aussi, des améliorations devront être rapidement effectuées du côté des délais de réponses téléphoniques, qui se prolongent d'une année à l'autre, de même qu'à l'égard du nombre d'appels manqués.

[89] Face à ces constats, la Régie juge que le Distributeur ne peut se contenter de maintenir la qualité du service qu'il offre à ses différentes clientèles. En effet, il doit plutôt l'améliorer de manière constante.

[90] La Régie considère que le Distributeur doit être davantage à l'écoute de ses clients afin de satisfaire leurs attentes et besoins respectifs. Il doit mieux comprendre leur réalité et s'y adapter, en poursuivant l'amélioration de ses pratiques d'affaires pour hausser la qualité de son service à court et long termes. Le Distributeur doit ainsi faire preuve d'un engagement continu à l'égard de ses clients.

[91] Enfin, la Régie note qu'une part de l'insatisfaction des clients du Distributeur réside notamment dans les hausses tarifaires des dernières années. Il est donc important que l'amélioration de la qualité du service soit réalisée, au plan des ressources, par des gains d'efficience au niveau des charges d'exploitation plutôt que par des hausses de coûts.

3.3 RÉVISION DES INDICATEURS DE QUALITÉ DE SERVICE

[92] Dans sa décision D-2015-018, la Régie demandait au Distributeur d'ajouter les indicateurs de qualité de service suivants :

- « Nombre de courriels par clients »;
- « Taux de résolution au premier appel »;
- « Taux d'abandon téléphonique »⁵⁵.

⁵⁵ Décision D-2015-018, p. 42 et 48.

[93] Au présent dossier, la Régie constate que le Distributeur a introduit les trois indicateurs demandés à l'ensemble des indicateurs de qualité de service et a compilé leurs résultats.

[94] La Régie demandait également au Distributeur de revoir les définitions de certains indicateurs et de rencontrer les intervenants intéressés, afin d'améliorer l'offre d'indicateurs de qualité de service qui soient significatifs pour évaluer adéquatement la performance du Distributeur en la matière⁵⁶.

[95] La Régie analyse donc ci-après les propositions du Distributeur et des intervenants d'ajouts ou de retraits d'indicateurs de qualité de service.

Ajout de l'indicateur « Nombre de contacts Web par client » et retrait de l'indicateur « Nombre de courriels par client »

[96] Le Distributeur propose d'ajouter un indicateur qui mesure l'utilisation que fait un client de l'Espace Client et des autres services Web, soit le nombre de formulaires Web reçus, le nombre de transactions Web et le nombre de courriels libres. L'indicateur exclut cependant les contacts Web informationnels, comme la consultation du portrait de consommation dans l'Espace Client⁵⁷.

[97] Par ailleurs, le Distributeur est d'avis que l'indicateur « Nombre de courriels par client » ne mesure pas adéquatement ses efforts d'amélioration du service à la clientèle. En conséquence, il demande son retrait de la liste d'indicateurs de qualité de service, vu que le nombre de courriels par client serait désormais inclus dans le nouvel indicateur proposé.

[98] La FCEI est d'avis que le nouvel indicateur proposé par le Distributeur ne devrait pas être retenu par la Régie. L'intervenante considère que les résultats de l'indicateur seraient difficiles à interpréter sans connaître l'évolution de chacune de ses trois sous-composantes.

⁵⁶ Décision D-2015-018, p. 45 et 48.

⁵⁷ Pièce B-0013, p. 12 et 13.

[99] La FCEI ajoute que « [m]esurer l'ensemble des efforts déployés par le Distributeur ne dit que peu de choses sur l'impact de ces efforts sur la qualité de service et la satisfaction des clients »⁵⁸. Pour l'intervenante, les indicateurs doivent avant tout mesurer la satisfaction des clients plutôt que l'utilisation des ressources mises en place.

[100] La FCEI conclut que l'indicateur « Nombre de courriels par client », qui mesure indirectement la satisfaction des clients envers le libre-service, doit être conservé.

[101] L'UMQ est d'accord avec les propositions d'ajout et de retrait du Distributeur, en soulignant être favorable, de façon générale, à l'introduction d'indicateurs qui soient davantage en lien avec l'expérience client offerte, comme le nombre de consultations sur le site Web et le nombre de transactions réalisées via l'Espace Client.

[102] Néanmoins, l'UMQ aurait souhaité que le nouvel indicateur inclue également le nombre de contacts Web informationnels⁵⁹.

[103] La Régie est d'avis que l'indicateur « Nombre de contacts Web par client » trace un lien avec l'expérience client offerte, notamment en termes d'implantation de nouvelles technologies de service à la clientèle. Tel qu'indiqué l'année dernière dans sa décision D-2015-018, elle considère qu'il y a lieu d'introduire des indicateurs qui mesurent directement les efforts déployés par le Distributeur pour améliorer et moderniser l'expérience client offerte.

[104] La Régie accepte la proposition du Distributeur d'introduire l'indicateur « Nombre de contacts Web par client ». Toutefois, elle considère que le nombre de contacts Web informationnels devrait être inclus, comme le suggère l'UMQ, tandis que le nombre de courriels libres devrait en être exclus, puisque leur nombre, d'environ 46 000, serait noyé dans environ 2 500 000 données (transactions Web + informations Web)⁶⁰.

⁵⁸ Pièce C-FCEI-0015, p. 17.

⁵⁹ Pièce C-UMQ-0008, p. 9 et 10.

⁶⁰ Pièce B-0068, p. 12 et 13.

[105] **En conséquence, puisque la Régie accepte l'introduction de l'indicateur « Nombre de contacts Web par client », elle autorise l'abandon de l'indicateur « Nombre de courriels par client ».**

Remplacement de l'indicateur « Délai moyen de raccordement – Distributeur » par l'indicateur « Délai moyen de raccordement simple en aérien »

[106] Le Distributeur propose de remplacer l'indicateur « Délai moyen de raccordement - Distributeur » par l'indicateur « Délai moyen de raccordement simple en aérien », qui consiste à mesurer le nombre de jours entre la date de réception de la demande et la mise en service pour les demandes de raccordements simples en réseau aérien, excluant les délais attribuables aux clients⁶¹.

[107] Le Distributeur indique que les raccordements simples en aérien représentent plus de 50 % des demandes d'alimentation, alors que les autres demandes sont considérées moins courantes ou ont un cycle de traitement différent.

[108] Par ailleurs, le Distributeur précise que l'ensemble des demandes de raccordement était pris en compte par l'indicateur dont il demande le remplacement.

[109] L'UMQ souhaite qu'autant les demandes de raccordement complexes que les demandes simples soient suivies et mesurées. Elle estime que « *la qualité du service doit pouvoir se mesurer sur un ensemble représentatif d'actions* »⁶² et non seulement sur la moitié d'entre elles.

[110] Ainsi, l'UMQ recommande de rejeter l'indicateur tel que proposé par le Distributeur, d'autant plus qu'elle demande à ce que les délais moyens de raccordement soient ventilés par régions administratives et par trimestres.

[111] La Régie considère que le nouvel indicateur proposé par le Distributeur est plus simple à interpréter, plus précis que l'indicateur qu'il remplace et permet de mieux mesurer la performance du Distributeur au niveau de l'alimentation électrique.

⁶¹ Pièce B-0013, p. 13 et 30.

⁶² Pièce C-UMQ-0008, p. 10.

[112] Cependant, comme le souligne l'UMQ, la Régie note que ce nouvel indicateur ne se rapporte qu'à 50 % des demandes de raccordement que reçoit le Distributeur. Le portrait d'ensemble de la performance du Distributeur en ce qui a trait aux raccordements n'est alors pas complet.

[113] **La Régie accepte la proposition du Distributeur de remplacer l'indicateur « Délai moyen de raccordement – Distributeur » par l'indicateur « Délai moyen de raccordement simple en aérien ». Néanmoins, elle lui demande d'ajouter, pour la demande tarifaire 2017-2018, un indicateur complémentaire calculant le délai moyen de raccordement complexe.**

Ajout des indicateurs « Délai moyen de prolongement de réseau aérien | Délai d'attente client » et « Délai moyen de prolongement de réseau souterrain | Délai d'attente client » et retrait de l'indicateur « Taux de réalisation des demandes dans les délais convenus »

[114] Le Distributeur donne suite à la décision D-2015-018 dans laquelle la Régie demandait de conserver l'indicateur « Taux de réalisation des demandes dans les délais convenus », mais de revoir sa définition et de raffiner son calcul, compte tenu des commentaires de l'Association provinciale des constructeurs d'habitations du Québec (APCHQ) et de l'UMQ⁶³.

[115] Le Distributeur propose ainsi deux nouveaux indicateurs de prolongement de réseau qui mesurent chacun le nombre de jours, incluant les délais attribuables au client, entre la date de réception d'une demande de prolongement de réseau en aérien ou en souterrain de la part d'un promoteur et la mise en service par le Distributeur. Par ailleurs, les nouveaux indicateurs présentent séparément, en nombre de jours, les délais moyens attribuables aux clients⁶⁴.

[116] En conséquence, le Distributeur propose le retrait de l'indicateur « Taux de réalisation des demandes dans les délais convenus ».

⁶³ Décision D-2015-018, p. 44 et 45.

⁶⁴ Pièce B-0013, p. 30 et 31.

[117] L'UMQ suggère de comparer les résultats des deux nouveaux indicateurs à ceux enregistrés par d'autres entreprises d'utilité publique visées par les mêmes projets de prolongement afin d'évaluer, de manière comparative, la performance du Distributeur en matière de délais de prolongement de réseau. À cet égard, l'intervenante souhaite en discuter avec le Distributeur afin d'en évaluer la faisabilité et la teneur⁶⁵.

[118] La Régie considère que les nouveaux indicateurs proposés par le Distributeur répondent aux préoccupations émises l'année dernière dans sa décision D-2015-018, puisqu'ils captent davantage la réalité vécue sur le terrain par les promoteurs résidentiels.

[119] La Régie accepte les propositions d'ajouts et de retrait du Distributeur. Néanmoins, elle lui demande de rencontrer les représentants de l'UMQ afin d'examiner la possibilité de présenter, dans le cadre d'une prochaine demande tarifaire, des indicateurs comparés de délais moyens de prolongement de réseau en aérien et en souterrain.

Révision des indices de satisfaction de la clientèle

[120] Développés en 1992, les indices de satisfaction de la clientèle utilisés par le Distributeur mesurent, à l'aide de sondages, la perception globale de la clientèle envers Hydro-Québec. Le Distributeur a donc entrepris des démarches afin d'améliorer la méthodologie et la significativité de la mesure de la satisfaction de la clientèle⁶⁶.

[121] Le Distributeur a pour objectif d'évaluer quatre dimensions de la satisfaction de la clientèle, soit la qualité et la continuité du service, la facturation, la gestion de la consommation et le service à la clientèle⁶⁷.

[122] Le Distributeur ajoute qu'il prévoit déployer complètement cette nouvelle méthodologie d'évaluation de la satisfaction de la clientèle en 2016.

⁶⁵ Pièce C-UMQ-0008, p. 11.

⁶⁶ Pièce B-0013, p. 14.

⁶⁷ Pièce B-0075, p. 17 et 18.

[123] SÉ-AQLPA recommande que le Distributeur fasse rapport, lors de la demande tarifaire 2017-2018, sur les actions entreprises au cours de la prochaine année pour améliorer la qualité de la mesure de la satisfaction de la clientèle⁶⁸. L'intervenant considère que la mesure de la satisfaction de la clientèle doit refléter de manière la plus juste possible toutes les préoccupations des clients.

[124] L'UMQ se dit satisfaite de la démarche entreprise par le Distributeur afin de raffiner les indices de satisfaction de la clientèle. L'intervenante demande, par ailleurs, que les indices développés par le Distributeur soient ventilés par types de clientèles et par régions⁶⁹. Toutefois, le Distributeur répond qu'il n'y a pas de représentativité possible par région qui soit statistiquement significative, puisque la satisfaction des clients est mesurée à partir d'un échantillon de clients répartis à travers la province⁷⁰.

[125] La Régie prend note de la démarche d'amélioration de la méthodologie d'établissement des indices de satisfaction de la clientèle entreprise par le Distributeur, de même que des commentaires de SÉ-AQLPA à cet égard. Dans le cadre de cette démarche, elle demande au Distributeur d'établir, à compter de la demande tarifaire 2017-2018, une présentation des résultats qui soit segmentée par dimensions du service offert ainsi que par types de clientèles.

Ajout d'un indice de satisfaction de la clientèle relatif aux demandes d'alimentation (raccordements et prolongements de réseau)

[126] Le Distributeur indique avoir eu des discussions avec des représentants de l'APCHQ sur la possibilité d'introduire un indice de satisfaction de la clientèle relatif aux demandes d'alimentation (raccordements et prolongements de réseau). Il ajoute que la réflexion est toujours en cours à cet égard⁷¹.

[127] Pour sa part, l'UPA demande à la Régie d'inciter le Distributeur à développer un indice de satisfaction de la clientèle agricole relatif aux demandes de raccordement⁷².

⁶⁸ Pièce C-SÉ-AQLPA-0018, p. 30.

⁶⁹ Pièce C-UMQ-0008, p. 11.

⁷⁰ Pièce A-0043, p. 76.

⁷¹ Pièce B-0013, p. 14.

⁷² Pièce C-UPA-0008, p. 18.

[128] **La Régie prend note des démarches du Distributeur quant à l'introduction d'un indice de satisfaction de la clientèle relatif aux demandes d'alimentation (raccordements et prolongements de réseau). À cet égard, elle demande au Distributeur de poursuivre en 2016 les discussions avec les représentants de l'APCHQ et de rencontrer également les représentants de l'UMQ et de l'UPA.**

[129] **La Régie demande également au Distributeur de présenter les résultats de ces discussions dans le cadre de la demande tarifaire 2017-2018.**

Proposition de l'UPA et du GRAME de segmenter les indices de continuité

[130] Dans sa décision D-2015-018, la Régie demandait « *au Distributeur de rencontrer les représentants de l'UPA, afin d'examiner la possibilité de présenter, dans le cadre d'un prochain dossier tarifaire, des indices de continuité segmentés par zones géographiques et/ou par types de clientèle* »⁷³.

[131] Le Distributeur mentionne que des discussions ont eu lieu à ce sujet avec les représentants de l'UPA. Toutefois, il considère que l'élaboration d'indices de continuité segmentés n'est pas possible puisqu'il « *n'y a pas de différences statistiques pour les clients agricoles par rapport aux autres clients qui sont situés dans les mêmes zones géographiques que l'UPA* »⁷⁴.

[132] Le Distributeur ajoute qu'il aurait été convenu avec les représentants de l'UPA de plutôt étudier, en comité de liaison, des cas particuliers de problèmes de fiabilité de service et de les traiter sur une base individuelle.

[133] L'UPA réplique que les discussions avec le Distributeur ne sont pas terminées à ce sujet et que certaines informations additionnelles demandées au Distributeur sont toujours attendues. L'intervenante ne peut rien conclure pour le moment⁷⁵.

⁷³ Décision D-2015-018, p. 48.

⁷⁴ Pièce A-0043, p. 81.

⁷⁵ Pièce A-0056, p. 232 et 233.

[134] La Régie demande au Distributeur de poursuivre les discussions avec les représentants de l'UPA afin d'étudier la possibilité de segmenter les indices de continuité par zones géographiques et de présenter les résultats de ces discussions dans le cadre de la demande tarifaire 2017-2018.

[135] Pour sa part, le GRAME demande que le calcul et la présentation des indices de continuité soient segmentés entre le réseau intégré et les réseaux autonomes. L'intervenant considère que cette segmentation est importante, compte tenu que les modes d'alimentation énergétique sont différents entre le réseau intégré et les réseaux autonomes⁷⁶.

[136] Le GRAME estime qu'il est d'autant plus important de mesurer la continuité de service en réseaux autonomes, alors que l'alimentation par diesel est sujette à être remplacée, du moins en partie, par des énergies vertes et renouvelables au cours des prochaines années.

[137] Le Distributeur répond au GRAME que « [l]es clients qui sont reliés aux réseaux non reliés, aux réseaux autonomes, représentent moins de un pour cent (1 %) de la clientèle. Alors, c'est sûr que cet indicateur-là devient très très grégaire par rapport aux besoins de la Régie. Alors, pour nous à ce moment-ci, il ne fait pas partie des intentions que nous avons au niveau des indicateurs »⁷⁷.

[138] La Régie partage la position du Distribution quant à la proposition du GRAME et, en conséquence, n'y donne pas suite.

Proposition de l'UMQ d'ajouter un indicateur mesurant la progression de la qualité du parc de poteaux

[139] L'UMQ souhaite que soit développé un indicateur de « qualité visuelle » du parc de poteaux du Distributeur. L'intervenante veut ainsi inciter le Distributeur à minimiser ce qu'il nomme son « empreinte urbaine ».

⁷⁶ Pièce C-GRAME-0022, p. 4.

⁷⁷ Pièce A-0043, p. 82.

[140] L'UMQ « *déplore l'impact négatif, très remarqué et de plus en plus médiatisé, des installations aériennes du Distributeur dans des milieux marqués par des initiatives publiques et privées d'embellissement et d'amélioration de la qualité visuelle et/ou architecturale* »⁷⁸.

[141] Pour l'UMQ, le futur indicateur pourrait prendre la forme d'un indice qui tiendrait compte de la progression annuelle du nombre de poteaux doubles ou de poteaux avec tuteurs sur le nombre total de poteaux⁷⁹.

[142] **La Régie invite le Distributeur à discuter de la création d'un tel indicateur avec l'UMQ et de faire rapport sur les résultats de ces discussions dans le cadre d'une prochaine demande tarifaire.**

3.4 EFFICIENCE DES FOURNISSEURS INTERNES DU DISTRIBUTEUR

[143] Le Distributeur vise, de manière implicite, à contenir, sur une période mobile de cinq ans, la croissance annuelle moyenne de l'ensemble des charges de services partagés par abonnement sous le niveau de l'inflation.

[144] Pour la période 2012-2016, cette croissance est de -0,9 %, alors que le taux d'inflation moyen sur la même période s'établit à 1,4 %⁸⁰. Le Distributeur mentionne que ce résultat provient notamment de la variation à la baisse des besoins rattachés aux activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et aux éléments spécifiques⁸¹.

[145] La Régie constate néanmoins que la performance des fournisseurs internes du Distributeur est influencée avantageusement par les modifications apportées aux méthodes comptables à la suite du passage aux PCGR des États-Unis⁸². En effet, les besoins du Distributeur auprès de ses fournisseurs internes sont notamment associés aux activités de base avec facteurs d'indexation particuliers, pour lesquelles les charges de retraite et d'amortissement sont influencées à la baisse par les modifications aux méthodes comptables. D'ailleurs, la croissance 2015-2016 des charges de services

⁷⁸ Pièce C-UMQ-0010, p. 4.

⁷⁹ Pièce C-UMQ-0008, p. 13.

⁸⁰ Pour 2015, la Régie utilise les données de l'année de base dans ce cas-ci.

⁸¹ Pièce B-0030, p. 5.

⁸² Voir dossier R-3927-2015.

partagés par abonnement, nettement inférieure à celle des années précédentes, en témoignent.

[146] **La Régie prend acte des résultats de l'ensemble des indicateurs d'efficience des fournisseurs internes.** Cependant, puisque les charges de services partagés par abonnement sont grandement influencées à la baisse par les modifications apportées aux méthodes comptables à la suite du passage aux PCGR des États-Unis, la Régie considère qu'une partie des gains d'efficience présentés pour les fournisseurs internes du Distributeur ne résulte pas d'actions de gestion courante ou d'actions structurantes.

[147] **La Régie juge donc que la performance des fournisseurs internes en matière de contrôle des coûts doit continuer de s'améliorer afin que la croissance des charges de services partagés par abonnement demeure constamment en deçà de l'inflation au cours des prochaines années.**

Prévisions et résultats réels des indicateurs d'efficience des fournisseurs internes

[148] Pour évaluer l'efficience des fournisseurs internes du Distributeur, la Régie compare les résultats prévus des charges de services partagés par abonnement aux résultats réels pour la période 2011-2015⁸³, tels que présentés au tableau suivant.

TABLEAU 3
ÉCART DE PRÉVISIONS – CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS PAR ABONNEMENT

<i>Résultats réels moins résultats prévus (%)</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i>	<i>Moyenne 2011-2015</i>	<i>Médiane 2011-2015</i>
Centre de services partagés (\$) par abonnement	-4,7%	-5,1%	-5,2%	-6,6%	0,6%	-4,2%	-5,1%
Groupe Technologie (\$) par abonnement	-5,2%	-4,5%	-10,8%	-9,2%	-6,9%	-7,3%	-6,9%
Unités corporatives (\$) par abonnement	36,9%	10,3%	7,6%	0,5%	0,4%	11,1%	7,6%
TransÉnergie (\$) par abonnement	-4,7%	13,4%	16,7%	-4,3%	0,0%	4,2%	0,0%
Autres (\$) par abonnement	37,5%	41,1%	54,6%	189,1%	152,9%	95,0%	54,6%
TOTAL FOURNISSEURS INTERNES (\$) PAR ABONNEMENT	3,1%	-1,0%	-4,3%	-4,4%	-1,4%	-1,6%	-1,4%
ÉCART - TAUX D'INFLATION	0,9	-0,5	-1,1	0,0	-1,5	-0,4	-0,5

Sources : Pièce B-0030, p. 5; dossier R-3905-2014, pièce B-0027, p. 5.

⁸³ Pour 2015, 4 mois réels et 8 mois projetés.

[149] Pour la période 2011-2015, la Régie constate que les résultats réels des indicateurs d'efficacité sont globalement inférieurs à ceux projetés par les fournisseurs internes du Distributeur, et ce, à quatre occasions lors des cinq dernières années. En effet, les charges de services partagés par abonnement sont, en moyenne, inférieures de 1,6 % à celles prévues par les fournisseurs internes sur la période 2011-2015. Le calcul de la médiane appuie ce constat.

[150] La Régie souligne que l'écart de prévision entre les résultats réels et les résultats prévus est d'autant plus important lorsque sont pris en considération uniquement les résultats relatifs au Centre de services partagés (CSP) et au Groupe Technologie, qui représentent ensemble près de 75 % des charges associées aux fournisseurs internes du Distributeur⁸⁴. Ainsi, sur la période 2011-2015, les charges par abonnement sont, en moyenne, inférieures de 5,8 % à celles prévues par le CSP et le Groupe Technologie.

[151] La Régie évalue que les fournisseurs internes du Distributeur ont tendance à sous-estimer leur capacité à générer des gains d'efficacité au sein de leurs différents domaines d'activités, résultant en une surestimation des charges de services partagés facturées au Distributeur.

4. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

4.1 CONVENTIONS COMPTABLES EN VERTU DES PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS DES ÉTATS-UNIS

[152] Depuis le 1^{er} janvier 2015, Hydro-Québec dresse ses états financiers à vocation générale selon les PCGR des États-Unis.

[153] Le 15 mai 2015, le Distributeur et Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) ont déposé une demande conjointe relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux PCGR des États-Unis, dans le dossier R-3927-2015, pour une application aux états financiers réglementaires des deux divisions à compter du 1^{er} janvier 2015.

⁸⁴ Pièce B-0030, p. 6 : calcul effectué à partir des données de l'année de base 2015.

[154] Ainsi, les principales conventions comptables que le Distributeur utilise dans l'établissement du présent dossier sont les suivantes :

- pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015, les conventions comptables en vigueur sont celles reconnues par la Régie dans ses décisions D-2014-037 et D-2015-018 et reposent sur les IFRS;
- pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016, les conventions comptables servant à l'établissement des revenus requis du Distributeur reposent sur les PCGR des États-Unis.

[155] La Régie reprend ci-après, de façon sommaire, les principales conclusions de sa décision D-2015-189, rendue le 23 novembre 2015, relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux PCGR des États-Unis (ou US GAAP) ayant un impact dans le présent dossier :

Référentiel comptable et date de mise en application

« [30] [...] la Régie approuve le basculement au référentiel comptable US GAAP, permettant ainsi la compatibilité des traitements réglementaires et statutaires ».

« [221] [...] la Régie refuse la demande du Transporteur et du Distributeur d'appliquer, à compter du 1^{er} janvier 2015, le changement de référentiel comptable aux US GAAP et les modifications de méthodes comptables qui en découlent, ainsi que la révision des durées de vie utile des immobilisations corporelles.

[222] Compte tenu de l'ordonnance provisoire qu'elle a rendue dans sa décision D-2015-109, la Régie autorise le Transporteur et le Distributeur à appliquer l'ensemble des modifications approuvées par la présente décision à compter du 10 juillet 2015 ».

Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) et programmes et activités du BEIÉ

« [50] [...] la Régie reconnaît les coûts du PGEÉ et ceux des programmes et activités du BEIÉ, jusqu'à présent capitalisables, ainsi que leurs coûts futurs, à titre d'actifs réglementaires à compter de la date de mise en application

[du 10 juillet 2015] [...], et maintient la période d'amortissement de ces actifs sur 10 ans.

[51] La Régie approuve la demande du Distributeur de maintenir la comptabilisation aux charges d'exploitation des coûts non capitalisables du PGEÉ, à savoir les coûts des activités et programmes de recherche, de commercialisation, de publicité, de promotion et d'administration générale, ainsi que ceux des programmes et activités du BEIÉ ».

Immobilisations corporelles

« [104] [...] la Régie est d'avis que l'utilisation du test de la durée de vie utile moyenne pondérée de l'ensemble des immobilisations (incluant et excluant les actifs incorporels) du Transporteur et du Distributeur satisfait aux exigences de l'article 24 (3^o) de la LHQ.

[105] La Régie approuve donc, à compter de la date de mise en application [du 10 juillet 2015] [...], la proposition du Transporteur et du Distributeur d'amortir leurs immobilisations corporelles sur leurs durées de vie utile spécifiques sans les limiter à 50 ans, aux fins de l'établissement des tarifs, à la condition que la durée de vie utile moyenne pondérée de l'ensemble des immobilisations du Transporteur, d'une part, et du Distributeur, d'autre part, n'excède pas 50 ans ».

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (OLMHS)

« [123] [...] la Régie approuve, pour le Transporteur et le Distributeur, l'application de la norme ASC 410 à l'égard des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, à compter de la date de mise en application [du 10 juillet 2015] [...] ».

Avantages sociaux futurs

« [139] [...] la Régie approuve l'application des normes ASC 715 et ASC 712 concernant le coût des avantages sociaux futurs du Transporteur et du Distributeur, à compter de la date de mise en application [du 10 juillet 2015] [...] ».

Frais de recherche et de développement

« [152] [...] la Régie reconnaît les coûts actuels et futurs des frais de développement, jusqu'à présent capitalisables, à titre d'actif réglementaire pour le Transporteur et le Distributeur, à compter de la date de mise en application [du 10 juillet 2015] [...], et maintient la période d'amortissement sur cinq ans ».

« [154] [...] La Régie maintient le traitement réglementaire actuel des frais de recherche à titre de charges d'exploitation, tant pour le Transporteur que pour le Distributeur, conformément à la norme ASC 730 ».

Mise à jour des revenus requis de l'année témoin 2016

[156] Lors du dépôt de sa demande initiale en juillet 2015, le Distributeur applique les ajouts, modifications ou pratiques réglementaires proposés dans le dossier R-3927-2015. L'impact sur les revenus requis de l'année témoin 2016 se chiffre à -294,3 M\$ par rapport au montant autorisé en 2015. Le 4 décembre 2015, le Distributeur dépose, en suivi de la décision D-2015-189⁸⁵, les mises à jour requises au présent dossier.

[157] Conformément au paragraphe 241 de la décision D-2015-189, le Distributeur recalcule les impacts sur les revenus requis en fonction de la date de mise en application des modifications approuvées par la Régie, soit le 10 juillet 2015.

[158] Par ailleurs, dans sa décision D-2016-003, la Régie approuve plutôt une date de mise en application à compter du 1^{er} juillet 2015 pour la méthode de calcul proposée par le Distributeur relative aux impacts associés à la révision des durées de vie utile des immobilisations corporelles et aux OLMHS, compte tenu du fait que les calculs d'amortissement des immobilisations sont effectués mécaniquement, sur une base mensuelle dans les systèmes comptables d'Hydro-Québec. Elle approuve également la révision des composantes du coût des avantages postérieurs à la retraite autres que la retraite (APRA), telle que présentée par le Distributeur.

⁸⁵ Pièce B-0128.

[159] Ainsi, la Régie approuve l'impact net à la hausse de 62,5 M\$ sur les revenus requis de l'année témoin 2016 du Distributeur, tel que détaillé au tableau suivant.

TABLEAU 4
IMPACT NET DE LA DÉCISION D-2015-189 SUR LES REVENUS REQUIS
DE L'ANNÉE TÉMOIN 2016

	Demande initiale	Ajustement (1)	Demande révisée	Ajustement (2)	D-2015-189
Impact 2015 sur l'année témoin 2016	(30,4)	(8,0)	(38,4)	32,6	(5,8)
Compte d'écarts - Coût de retraite					
Coût de retraite (3)	(24,2)	(7,9)	(32,1)	29,4	(2,7)
Intérêts	(0,3)	(0,1)	(0,4)	0,5	0,1
Total	(24,5)	(8,0)	(32,5)	29,9	(2,6)
CFR - US GAAP (renversement)					
Coût des APRA	11,0	-	11,0	(5,7)	5,3
Immobilisations corporelles - RDVU	(17,5)	-	(17,5)	8,7	(8,8)
OLMHS	0,7	-	0,7	(0,4)	0,3
Intérêts	(0,1)	-	(0,1)	0,1	-
Total	(5,9)	-	(5,9)	2,7	(3,2)
Impact 2016 sur l'année témoin 2016	(75,1)	(4,4)	(79,5)	(0,2)	(79,7)
Coût de retraite (4)	(62,7)	(4,4)	(67,1)	-	(67,1)
Coût des APRA	4,2	-	4,2	-	4,2
Immobilisations corporelles - RDVU	(15,9)	-	(15,9)	(0,2)	(16,1)
OLMHS	(0,7)	-	(0,7)	-	(0,7)
Total	(75,1)	(4,4)	(79,5)	(0,2)	(79,7)
Coûts de distribution et services à la clientèle	(105,5)	(12,4)	(117,9)	32,4	(85,5)
Charge locale de transport	(196,8)	(7,3)	(204,1)	52,8	(151,3)
Ajustement des contrats spéciaux	19,6	0,7	20,3	(5,0)	15,3
Rendement de la base de tarification	(11,6)	-	(11,6)	1,3	(10,3)
Impact total sur les revenus requis 2016	(294,3)	(19,0)	(313,3)	81,5	(231,8)

(1) Correction de l'amortissement du coût des services passés relié au coût de retraite. Voir la section 3 en lien avec le coût des APRA.

(2) Révision de la date de mise en application des US GAAP, à compter du 10 juillet 2015 au lieu du 1^{er} janvier 2015.

(3) Coût de retraite en IFRS de 142,6 M\$ appliqué pour 190 jours et coût de retraite en US GAAP de 86,2 M\$ appliqué pour 175 jours vs coût de retraite autorisé en IFRS de 118,3 M\$.

(4) Coût de retraite 2016 en US GAAP de 51,2 M\$ vs coût de retraite autorisé en IFRS de 118,3 M\$.

Source : Dossier R-3927-2015, pièce B-0053, p. 7.

Compte de frais reportés – PCGR des États-Unis et compte d'écarts – Coût de retraite

[160] Au paragraphe 226 de sa décision D-2015-189, la Régie autorise également le Distributeur à créer, à compter du 10 juillet 2015, un CFR hors base de tarification afin

d'y comptabiliser les écarts découlant du passage aux PCGR des États-Unis, autres que le coût de retraite, constatés dans les revenus requis 2015, dont la somme révisée représente un solde créditeur de 3,2 M\$.

[161] Le Distributeur dépose au tableau suivant une version révisée, reflétant la décision D-2015-189, du compte de frais reportés – PCGR des États-Unis de 2015.

TABLEAU 5
COMPTE DE FRAIS REPORTÉS – PCGR DES ÉTATS-UNIS

Hors base de tarification	2015				Solde du compte	Impact revenus requis
	Charges d'exploitation		Autres charges et rendement			
	OLMHS	APRA	OLMHS	Immobilisations corporelles		
Solde au 31 décembre 2014	-	-	-	-	-	-
Opérations en 2015						
Écart 2015	0,1	5,3	0,2	(8,8)	(3,2)	
Intérêts sur le solde 2015	0,0	0,0	0,0	0,0	-	
Solde au 31 décembre 2015	0,1	5,3	0,2	(8,8)	(3,2)	-
Opérations en 2016						
Solde 2015 versé aux revenus requis	(0,1)	(5,3)	(0,2)	8,8	3,2	(3,2)
Solde au 31 décembre 2016	-	-	-	-	-	(3,2)

Source : Pièce B-0128, p. 26.

[162] **Dans le présent dossier, la Régie accepte la disposition du solde du compte de frais reportés 2015 découlant du passage aux PCGR des États-Unis, au montant créditeur de 3,2 M\$, dans les revenus requis 2016.**

[163] Au paragraphe 140 de sa décision D-2015-189, la Régie autorisait le Distributeur à comptabiliser exceptionnellement, dans le compte d'écarts du coût de retraite autorisé dans la décision D-2011-028, l'impact des modifications des méthodes comptables relatives au coût des avantages sociaux futurs découlant du passage aux PCGR des États-Unis, à compter de la date de mise en application du 10 juillet 2015.

[164] **Dans le présent dossier, la Régie accepte la disposition du solde du compte d'écart relatif au coût de retraite au 31 décembre 2015, au montant créditeur de 2,6 M\$⁸⁶, dans les revenus requis 2016.**

4.2 RÉSULTATS DE L'EXERCICE DE RÉVISION DES DURÉES DE VIE UTILE

[165] Le Distributeur procède périodiquement à la révision des durées de vie utile de ses immobilisations corporelles et de ses actifs incorporels, conformément à la normalisation comptable en vigueur⁸⁷.

Véhicules

[166] Dans sa décision D-2015-018⁸⁸, la Régie prenait acte de la révision des durées de vie utile des véhicules spécialisés et des véhicules légers, basée sur les conclusions préliminaires du Distributeur, soit respectivement une augmentation de 12 à 13 ans et de 6 à 8 ans.

[167] Tel que demandé par la Régie, le Distributeur présente au présent dossier ses conclusions finales. Le CSP a complété en 2014 la révision des durées de vie utile des véhicules spécialisés et des véhicules légers. Il confirme que leur durée de vie utile respective est passée de 12 à 13 ans et de 6 à 8 ans. L'impact sur les résultats de 2015 est de l'ordre de 6,7 M\$.

[168] **La Régie accueille les conclusions finales sur la révision des durées de vie utile des véhicules spécialisés et des véhicules légers.**

⁸⁶ Pièce B-0141, p. 14.

⁸⁷ Pièce B-0015, p. 10.

⁸⁸ Page 55, par. 213.

Puits d'accès

[169] Le Distributeur informe la Régie que la révision de la durée de vie utile pour les puits d'accès est en cours de validation. Une révision de la durée de vie utile est prévue pour les deux catégories visées de chambres souterraines, soit pour la partie « Dalle de toit » et « Éléments porteurs ». Il indique que l'avancement des travaux ne lui permet pas de tenir compte de l'impact de cette révision dans ses revenus requis de l'année témoin 2016. Il prévoit considérer cet impact au moment où les résultats seront concluants.

[170] **Considérant que le dossier de révision de la durée de vie utile pour les puits d'accès est en cours de validation, la Régie demande au Distributeur de présenter ses conclusions à cet égard lors de la demande tarifaire 2017-2018.**

Transformateurs souterrains

[171] Le Distributeur prévoit recevoir, au cours du dernier trimestre de 2015, le dossier de révision de la durée de vie utile des « Transformateurs souterrains ». Les discussions tenues à ce jour tendent vers le maintien de la durée de vie utile actuelle de 30 ans.

[172] **La Régie accepte le maintien de la durée de vie utile actuelle de 30 ans des « Transformateurs souterrains ». Elle demande au Distributeur de présenter ses conclusions finales à cet égard lors de la demande tarifaire 2017-2018.**

4.3 UTILISATION DE LA CENTRALE DE TCE EN PÉRIODE DE POINTE

[173] Le 29 octobre 2015, la Régie accueillait, dans sa décision D-2015-179⁸⁹, la demande relative à l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd (TCE) de Bécancour en période de pointe.

⁸⁹ Dossier R-3925-2015 déposé à la Régie le 6 mai 2015.

4.3.1 ENTENTE AVEC TCE

[174] Le Distributeur explique que le contrat sera comptabilisé comme un contrat d'approvisionnement et que les coûts seront constatés en fonction des factures reçues. Tout écart entre ces coûts et ceux autorisés par la Régie continue d'être comptabilisé au compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité.

[175] Le Distributeur souligne que puisqu'une prestation de service de puissance est attendue de TCE, le passif financier et le compte d'écarts comptabilisé en contrepartie de ce passif financier, à la suite de l'amendement en 2014 de l'entente de suspension de 2009, seront renversés⁹⁰.

[176] Le Distributeur rappelle que dans sa décision D-2014-086⁹¹, la Régie autorisait la création d'un compte d'écarts hors base afin d'y comptabiliser un montant correspondant à celui du passif financier lié à l'application de l'IAS⁹² 39 *Instruments financiers : comptabilisation et évaluation*, aux amendements à l'entente de suspension des livraisons de la centrale de TCE, y compris l'actualisation et les variations subséquentes de ce passif. Ce faisant, la Régie reconnaissait la récupération, sur une base annuelle, des coûts associés à cette entente, conformément aux montants facturés. Au présent dossier, le Distributeur explique que le passif financier et le compte d'écarts comptabilisé en contrepartie de ce passif financier seront renversés, puisque la Régie a approuvé, dans sa décision D-2015-179, les modifications proposées aux ententes visant l'utilisation de la centrale de TCE en période de pointe⁹³.

[177] En réponse à une demande de renseignements (DDR), le Distributeur indique que le traitement comptable proposé pour les coûts liés à l'entente avec TCE est conforme aux PCGR des États-Unis. Il s'agit du même traitement comptable que celui des autres contrats d'approvisionnement du Distributeur. Il permet de facturer annuellement à la clientèle les coûts réellement encourus, conformément aux factures reçues. Il précise qu'aucune autre méthode alternative de traitement comptable n'a été envisagée⁹⁴.

⁹⁰ Pièce B-0015, p. 11.

⁹¹ Page 14, par. 53.

⁹² *International Accounting Standards*.

⁹³ Pièce B-0041, p. 20.

⁹⁴ Pièce B-0077, p. 6.

[178] L'ACEFQ recommande d'accepter la proposition du Distributeur de traiter les coûts liés à l'utilisation de la centrale de TCE en période de pointe à titre de coût d'approvisionnement du Distributeur, en fonction des factures reçues, à la condition expresse que ces dépenses soient utiles à sa clientèle et que le Distributeur ait l'obligation de les justifier à l'occasion de ses dossiers tarifaires⁹⁵.

[179] La Régie accepte le traitement comptable lié à l'entente avec TCE, tel que proposé par le Distributeur, puisqu'il est conforme aux PCGR des États-Unis. Elle accepte également que tout écart entre ces coûts et ceux qu'elle aura autorisés continue d'être comptabilisé au compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité.

[180] En ce qui a trait à la demande de l'ACEFQ, la Régie ne juge pas opportun, à ce stade-ci, d'introduire un suivi plus détaillé pour justifier les coûts d'approvisionnement liés aux ententes avec TCE et Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro). L'intervenante pourra, au besoin, questionner le Distributeur dans le cadre des prochaines demandes tarifaires.

4.3.2 ENTENTE AVEC GAZ MÉTRO

[181] Le Distributeur demande à la Régie de reconnaître les coûts liés à l'entente avec Gaz Métro à titre de coûts d'approvisionnement, en fonction des factures reçues. Tout écart entre ces coûts et les coûts d'approvisionnement autorisés par la Régie continue d'être comptabilisé au compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité⁹⁶.

[182] En réponse à une DDR, le Distributeur indique que le traitement comptable réglementaire proposé pour les coûts liés à l'entente avec Gaz Métro permet également de facturer annuellement à la clientèle les coûts réellement encourus, conformément aux factures reçues. Ce traitement comptable permet de traiter les coûts liés à l'entente avec Gaz Métro comme un contrat d'approvisionnement. Selon le Distributeur, cette proposition présente l'avantage de traiter de manière similaire les coûts associés aux contrats ayant la même finalité.

⁹⁵ Pièce C-ACEFQ-0021, section 2.

⁹⁶ Pièce B-0015, p. 11.

[183] Le Distributeur indique également qu'une méthode alternative aurait été d'harmoniser le traitement comptable réglementaire avec le traitement comptable statutaire et, selon les PCGR des États-Unis, de traiter l'entente d'entreposage et de vaporisation avec Gaz Métro comme un contrat de location-acquisition. Ainsi, une charge d'amortissement d'immobilisation et un rendement sur la base de tarification lié à cette immobilisation seraient inclus dans les revenus requis du Distributeur⁹⁷.

[184] L'ACEFQ appuie la proposition du Distributeur, puisqu'elle considère qu'il serait préférable de traiter les coûts liés à l'entente avec Gaz Métro comme des coûts d'approvisionnement de manière similaire au traitement des coûts liés à l'entente avec TCE⁹⁸.

[185] La Régie accepte le traitement réglementaire proposé par le Distributeur, puisque cette proposition présente l'avantage de traiter de manière similaire les coûts associés aux ententes avec TCE et avec Gaz Métro qui ont la même finalité. Elle accepte également que tout écart entre ces coûts et ceux qu'elle aura autorisés continue d'être comptabilisé au compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité.

4.4 MODIFICATION DES MODALITÉS DE DISPOSITION DES SOLDES DES COMPTES DE *PASS-ON* 2013 ET 2014 ET DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES 2015

[186] Compte tenu que l'hiver 2014-2015 s'est avéré très rigoureux, à l'instar de celui de 2013-2014, le Distributeur présente, dans sa demande initiale, des comptes de *pass-on* et de nivellement pour aléas climatiques ayant respectivement des soldes de 375,5 M\$ à récupérer de la clientèle et de 186,6 M\$ à remettre à la clientèle.

⁹⁷ Pièce B-0077, p. 6 et 7.

⁹⁸ Pièce C-ACEFQ-0008, p. 19.

[187] En audience, le Distributeur soumet une mise à jour du compte de *pass-on* 2015, passant de 127,8 M\$ à 111,2 M\$, et du compte de nivellement pour aléas climatiques 2015, passant de -186,6 M\$ à -192,9 M\$, selon sa prévision 10 mois réels et 2 mois projetés 2015, soit une baisse totale de 22,9 M\$ par rapport à la demande initiale⁹⁹.

[188] Ainsi, le Distributeur présente, dans sa demande révisée, des comptes de *pass-on* et de nivellement pour aléas climatiques démontrant des soldes respectifs de 358,9 M\$ à récupérer de la clientèle et de 192,9 M\$ à remettre à la clientèle.

[189] En fonction des modalités de disposition de ces comptes actuellement en vigueur, un montant de 164,5 M\$ devrait être versé aux revenus requis 2016 comme suit :

- amortissement du compte de *pass-on* des années 2013 et 2014 sur une période de cinq ans, à compter de 2016, soit 11,3 M\$ et 38,2 M\$ respectivement;
- versement intégral du compte de *pass-on* 2015 de 111,2 M\$ aux revenus requis 2016;
- rendement de 3,8 M\$ sur le solde au 1^{er} janvier 2016 du compte de *pass-on* 2013 et 2014, au taux des obligations d'Hydro-Québec 5 ans, majoré des frais de garantie et d'émission;
- amortissement du compte de nivellement pour aléas climatiques 2015 sur une période de cinq ans, à compter de 2017.

[190] Dans l'intérêt public et le respect de la stabilité tarifaire, le Distributeur propose l'introduction d'une mesure ponctuelle afin de disposer des soldes relatifs aux impacts climatiques des deux derniers hivers, privilégiant le maintien de l'approche actuelle pour les soldes futurs. De façon plus spécifique, le Distributeur propose de modifier les modalités de disposition du compte de *pass-on* 2013 et 2014, de même que du compte de nivellement pour aléas climatiques 2015, de façon à procéder au versement intégral de ces comptes dans les revenus requis de 2016.

[191] Le tableau suivant illustre la proposition du Distributeur.

⁹⁹ Pièce B-0144, p. 10 et pièce B-0141, p. 8 à 12.

TABLEAU 6
COMPTES DE *PASS-ON* 2013 À 2015 ET
COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES 2015

<i>(en M\$)</i>	<i>Demande initiale</i>		<i>Demande révisée</i>	
	<i>Modalités de disposition en vigueur</i>	<i>Proposition du Distributeur</i>	<i>Modalités de disposition en vigueur</i>	<i>Proposition du Distributeur</i>
<i>Comptes de pass-on</i>				
2013	11,3 ¹	56,4	11,3 ¹	56,4
2014	38,2 ¹	191,3	38,2 ¹	191,3
2015	127,8	127,8	111,2	111,2
Rendement sur le solde hors base	3,8	0,0	3,8	0,0
	181,1	375,5	164,5	358,9
Nivellement pour aléas climatiques 2015	0,0 ²	(186,6)	0,0 ²	(192,9)
	181,1	188,9	164,5	166,0

Sources: Pièce B-0016, p. 7 et pièce B-0144, p. 10.

Note 1: Amortissement linéaire sur une période de cinq ans, à compter de 2016.

Note 2: Amortissement linéaire sur une période de cinq ans, à compter de 2017.

[192] Selon le Distributeur, sa proposition permet d'accélérer le processus de récupération des soldes du compte de *pass-on*, respectant ainsi le principe d'allouer les coûts à la génération de clients pour laquelle ils ont été encourus, tout en réduisant les coûts de financement. Il souligne que ces modalités permettent de récupérer la totalité des soldes relatifs aux impacts climatiques des deux derniers hivers, sans générer d'impact significatif sur l'ajustement tarifaire de l'année 2016, soit une variation de 1,5 M\$.

[193] Le Distributeur rappelle que la Régie s'est déjà prononcée, dans des décisions antérieures, sur une approche au cas par cas pour la disposition des comptes de *pass-on* et de nivellement pour aléas climatiques. De ce fait, il propose l'introduction d'une mesure ponctuelle afin de disposer intégralement des soldes relatifs aux impacts climatiques des deux derniers hivers, privilégiant le maintien de l'approche actuelle pour les soldes futurs.

[194] Selon le Distributeur, cette demande est conforme à la préoccupation de la Régie d'assurer la stabilité tarifaire et de respecter le principe de l'équité intergénérationnelle. Il s'agit de principes retenus dans sa décision D-2008-024, dans laquelle elle reconnaissait l'importance d'une approche au cas par cas, et repris plus récemment dans sa décision D-2015-018.

[195] OC, SÉ-AQLPA, l'UC et l'UMQ sont d'accord avec le Distributeur à l'effet que sa proposition permet une meilleure stabilité tarifaire aux cours des prochaines années, tout en respectant le principe d'équité intergénérationnelle.

[196] L'AQCIE-CIFQ recommande d'amortir sur cinq ans les comptes de *pass-on* 2013, 2014 et 2015 à partir de 2016 et d'utiliser le solde du compte de nivellement pour aléas climatiques 2015 pour annuler les montants des comptes de *pass-on*. Selon l'intervenant, cette alternative présente une valeur actualisée la plus faible des versements des revenus requis¹⁰⁰.

[197] Quant à l'ACEFQ, elle recommande le rejet de la proposition du Distributeur. L'intervenante mentionne que les modalités en vigueur résulteraient également en une hausse tarifaire ne dépassant pas l'inflation et favoriseraient également la stabilité tarifaire d'ici 2021.

[198] La Régie a étudié plusieurs scénarios, dont celui proposé par le Distributeur et celui de l'AQCIE-CIFQ. Elle note que le scénario relié aux modalités en vigueur et celui proposé par le Distributeur présentent une meilleure stabilité tarifaire pour la période 2016 à 2021¹⁰¹ que celui soumis par l'AQCIE-CIFQ¹⁰². La Régie reconnaît néanmoins qu'il y a une incertitude quant aux hausses tarifaires anticipées par le Distributeur entre 2017 et 2021 qui croît dans le temps.

[199] La Régie ne retient pas la proposition de l'AQCIE-CIFQ de reporter une partie des coûts des comptes de *pass-on* 2013, 2014 et 2015 aux années suivantes, parce qu'elle crée une pression à la hausse sur les tarifs en 2017 et 2018.

¹⁰⁰ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0009, p. 8.

¹⁰¹ Pièce B-0068, p. 22 et 23.

¹⁰² Pièce A-0041, p. 64 et 65.

[200] La Régie ne retient pas non plus la recommandation de l'ACEFQ, parce qu'elle juge plus prudent, considérant l'importance des montants, d'accélérer le processus de récupération des comptes de *pass-on* 2013 et 2014 et du compte de nivellement pour aléas climatiques 2015 dans le contexte de la présente demande tarifaire.

[201] En effet, dans ce contexte, la Régie est d'avis qu'il est préférable de disposer rapidement des comptes de *pass-on* 2013 et 2014, dont les soldes sont importants, afin de respecter le principe de l'équité intergénérationnelle et d'apparier le compte de *pass-on* 2015 au compte de nivellement pour aléas climatiques 2015 qui résultent d'un même événement, tout en maintenant la hausse tarifaire pour l'année témoin 2016 sous l'inflation.

[202] La proposition du Distributeur permet aussi, dans une moindre mesure, une réduction des coûts de financement. L'impact net de l'ordre de 2 M\$ pour la période 2016-2021¹⁰³ est cependant jugé peu significatif, considérant l'utilisation du taux des obligations d'Hydro-Québec 5 ans majoré des frais de garantie et d'émission (1,936 % en 2016).

[203] La Régie permet, exceptionnellement, la mise à jour du compte de *pass-on* 2015, établi selon la prévision 10 mois réels et 2 mois projetés, ainsi que du solde du compte de nivellement pour aléas climatiques au 31 octobre 2015.

[204] Considérant l'importance du principe de stabilité tarifaire, la Régie accueille la proposition du Distributeur de verser intégralement les soldes des comptes de *pass-on* 2013 et 2014, au montant débiteur totalisant 247,7 M\$, de même que, exceptionnellement, une grande partie du solde créditeur du compte de nivellement pour aléas climatiques 2015, au montant créditeur de 167,9 M\$, dans les revenus requis de 2016.

[205] Par mesure de prudence, la Régie juge opportun de conserver un solde créditeur de 25 M\$ dans le compte de nivellement pour aléas climatiques 2015, afin de pallier l'impact d'une température plus clémente constatée depuis le début de l'hiver 2015-2016.

¹⁰³ Pièce B-0068, p. 21, tableau R-10.1.

Modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques selon les PCGR des États-Unis

[206] Selon les modalités de disposition en vigueur, le solde du compte de nivellement pour aléas climatiques 2015 serait amorti sur une période de cinq ans, à compter de 2017. Dans le présent dossier, la Régie accepte exceptionnellement de verser une grande partie du solde du compte de nivellement dans les revenus requis de l'année témoin 2016. Pour les soldes futurs, le Distributeur privilégie le maintien de l'approche actuelle, soit un amortissement de cinq ans, à compter du deuxième exercice financier subséquent à leur constatation.

[207] En argumentation, SÉ-AQLPA souligne qu'au dossier R-3940-2015¹⁰⁴, Gaz Métro affirmait, à tort ou à raison, que les PCGR des États-Unis lui interdiraient d'étaler sur plus de deux ans son propre compte de nivellement pour aléas climatiques. L'intervenant indique que le Distributeur est régi par le même référentiel comptable que Gaz Métro. Par ailleurs, le Distributeur n'a pas soulevé cet enjeu dans le dossier R-3927-2015. SÉ-AQLPA est d'avis que le compte de nivellement devrait aussi être amorti rapidement chez le Distributeur, comme pour Gaz Métro.

[208] Dans sa décision D-2015-212¹⁰⁵, la Régie rapportait comme suit la position de Gaz Métro à l'égard de la norme ASC 980 « *Regulated operation* » relative aux modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques :

« [19] Gaz Métro indique qu'en vertu des PCGR des États-Unis, une portion des sommes capitalisées dans les CFR [compte de frais reportés] de stabilisation entre dans le champ d'application des Alternative revenue Programs de la norme ASC 980 Regulated operation. Selon cette norme, les sommes peuvent être capitalisées dans un CFR seulement si elles sont récupérées dans les 24 mois suivant la fin de l'année de leur constatation.

[20] Dans le cas où le traitement réglementaire actuel était maintenu, Gaz Métro affirme qu'elle devrait décomptabiliser une portion des CFR aux fins des états financiers statutaires dressés selon les PCGR des États-Unis, ce qui entraînerait une différence au niveau du bénéfice comptable.

¹⁰⁴ Demande de modifications comptables réglementaires relatives au passage aux PCGR des États-Unis.

¹⁰⁵ Pages 11 et 12.

[...]

[23] *Questionnée sur l'éventualité d'un choc tarifaire important, Gaz Métro mentionne la possibilité de répartir l'impact sur une plus longue période, tout en maintenant l'harmonisation entre la comptabilité réglementaire et la comptabilité statutaire. Cette solution consiste à comptabiliser deux CFR, soit :*

- *un CFR portant sur la portion des Alternative revenue programs correspondant à des coûts spécifiques encourus, qui serait amorti sans limites spécifiques;*
- *un CFR portant sur la portion des Alternative revenue programs ne correspondant pas à des coûts spécifiques encourus, qui serait amorti sur une période de 24 mois suivant sa constatation ».*

[209] La Régie questionne la conformité aux PCGR des États-Unis du traitement réglementaire de l'écart résiduel du compte de nivellement de 2015 et des soldes des années 2010 à 2014¹⁰⁶, qui sont amortis sur cinq à sept ans, selon la période d'amortissement autorisée dans les décisions précédentes, ainsi que ceux des années subséquentes à 2015.

[210] La Régie demande au Distributeur de déposer, lors de la demande tarifaire 2017-2018, une preuve détaillée sur la conformité des modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques aux PCGR des États-Unis.

5. PARAMÈTRES FINANCIERS

[211] Le coût du capital du Distributeur se compose de deux éléments, soit le taux de rendement de la base de tarification et le coût du capital prospectif.

[212] Les principaux paramètres financiers utilisés pour le calcul de ces deux éléments sont :

- la structure de capital présumée;

¹⁰⁶ Pièce B-0041, p. 7, tableau 2.

- le taux de rendement des capitaux propres (TRCP);
- le coût de la dette;
- le taux prospectif de la dette pondéré.

5.1 STRUCTURE DE CAPITAL PRÉSUMÉE ET TAUX DE RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES

[213] La structure de capital présumée proposée par le Distributeur est celle approuvée précédemment par la Régie dans sa décision D-2003-93¹⁰⁷, soit 35 % de capitaux propres et 65 % de dette.

[214] Le TRCP proposé par le Distributeur est de 8,2 % pour l'année témoin 2016, soit le taux fixé par la Régie dans sa décision D-2014-034.

[215] Le Distributeur précise que pour l'année 2016, plusieurs éléments continuent de militer en faveur du maintien du TRCP à 8,2 %. Au premier chef, les paramètres ayant un impact sur la détermination du TRCP du Distributeur n'ont pas changé de façon notable depuis l'étude du dossier R-3842-2013. Entre autres, les taux des obligations gouvernementales canadiennes de long terme évoluent à des niveaux similaires à ceux qui avaient cours il y a deux ans.

[216] De plus, le Distributeur souligne qu'il partage les mêmes conditions économiques et financières que les distributeurs gaziers Gaz Métro et Gazifère Inc. (Gazifère). Or, la Régie a accueilli favorablement, dans sa décision D-2015-076, la proposition de Gaz Métro de maintenir, pour les années tarifaires 2016 et 2017, le TRCP à 8,9 % en vigueur depuis l'année tarifaire 2012. De même, dans sa décision D-2015-120, la Régie a maintenu, pour Gazifère, le TRCP à 9,10 % pour les années tarifaires 2016 et 2017¹⁰⁸.

[217] Également, le Distributeur est d'avis que la reconduction du TRCP de 8,2 % répond aux critères de stabilité, d'efficacité et d'efficience du processus réglementaire, tout en permettant d'alléger la démarche réglementaire et de respecter les considérations de la Régie quant au coût associé à un dossier portant sur le TRCP.

¹⁰⁷ Page 51.

¹⁰⁸ Pièce B-0020, p. 7.

[218] L'AQCIE-CIFQ demande que, dans le cadre de la demande tarifaire 2017-2018, la révision du TRCP soit abordée. Sans remettre en question la méthodologie présentée à la décision D-2014-034, l'intervenant souligne que le TRCP a été établi en prenant des valeurs qui se situent près des valeurs maximales des fourchettes pour le taux sans risque, la prime de risque de marché et l'ajustement pour les autres modèles¹⁰⁹. L'intervenant vise à revoir la valeur des paramètres retenus, à la lumière des variables économiques actuelles, notant particulièrement la baisse du taux des obligations 30 ans du gouvernement du Canada.

[219] La Régie rappelle, tel que mentionné dans sa décision D-2015-157, qu'elle ne peut, comme le suggère l'AQCIE-CIFQ, réviser seulement certains paramètres qui ont été pris en compte lors de l'établissement du TRCP autorisé du Transporteur et du Distributeur. L'établissement du TRCP ne devrait pas se faire sans une revue complète de l'environnement économique et financier.

[220] La Régie note que les taux d'intérêt sans risque se situent, comme lors de l'étude du dossier R-3842-2013, à des niveaux inférieurs à ceux requis pour l'application d'une formule d'ajustement automatique du TRCP. C'est pourquoi, dans sa décision D-2014-034¹¹⁰, la Régie a décidé de ne pas adopter de formule d'ajustement automatique.

[221] La Régie partage l'avis du Distributeur à l'effet que depuis la décision D-2014-034, l'ensemble des paramètres influençant le TRCP ainsi que les contextes économique et financier n'ont pas changé de façon importante, et que la reconduction du taux de rendement de 8,2 % répond aux critères de stabilité, d'efficacité et d'efficience du processus réglementaire. **La Régie ne retient donc pas la demande de l'AQCIE-CIFQ d'exiger que le sujet du TRCP du Distributeur soit traité à nouveau lors de la demande tarifaire 2017-2018.**

[222] **La Régie prend acte du fait que le Distributeur ne propose pas de modification à sa structure de capital présumée utilisée pour le financement de sa base de tarification et fixe, pour l'année témoin 2016, le taux de rendement des capitaux propres du Distributeur à 8,2 %.**

¹⁰⁹ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0009, p. 23.

¹¹⁰ Pages 66 et 67.

5.2 COÛT MOYEN DE LA DETTE

[223] Dans sa demande initiale, le Distributeur projette, pour l'année témoin 2016, un coût moyen de la dette ajusté pour tenir compte des comptes d'écart et de reports (CER) de 6,410 %, soit une diminution de 0,068 % par rapport au taux de 6,478 % approuvé pour 2015.

[224] Conformément à la décision D-2015-018¹¹¹, le Distributeur produit les taux d'intérêt moyens des obligations 3 ans et 5 ans d'Hydro-Québec du mois d'avril de l'année de base, utilisés pour rémunérer les soldes des CER de moins de 3 ans et de 3 ans et plus, respectivement de 1,567 % et de 1,936 %, incluant les frais de garantie et d'émission.

[225] Conformément à la décision D-2014-034¹¹², le Distributeur dépose en décembre la mise à jour du coût moyen de la dette en utilisant les données du *Consensus Forecasts* du mois de novembre 2015. Selon cette mise à jour, le coût moyen de la dette, ajusté pour tenir compte des CER, passe à 6,276 % pour l'année témoin 2016¹¹³.

[226] Le Distributeur dépose également, en décembre 2015, les taux d'intérêt moyens des obligations 3 ans et 5 ans d'Hydro-Québec du mois d'octobre de l'année de base 2015, utilisés pour rémunérer les soldes des CER, respectivement de 1,553 % et de 2,040 %, incluant les frais de garantie et d'émission.

[227] Par conséquent, la Régie établit le coût moyen de la dette applicable à la base de tarification à 6,276 % pour l'année témoin 2016.

[228] La Régie prend acte de la mise à jour des taux d'intérêt applicables aux soldes des CER de moins de 3 ans et ceux de 3 ans et plus, pour l'année témoin 2016, à 1,553 % et 2,040 % respectivement.

¹¹¹ Page 93, par. 369.

¹¹² Page 68, par. 273.

¹¹³ Pièce B-0132, p. 5.

5.3 TAUX DE RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

[229] Le Distributeur demande initialement à la Régie d'autoriser un taux de rendement sur la base de tarification de 7,037 %, soit une diminution de 0,044 % par rapport au taux de 7,081 % approuvé pour 2015. Ce taux, pour l'année témoin 2016, correspond à la somme pondérée, selon la structure du capital, du taux de rendement sur les capitaux propres de 8,2 % et du coût moyen de la dette de 6,410 %¹¹⁴.

[230] Avec la mise à jour de décembre 2015 déposée par le Distributeur, le taux de rendement sur la base de tarification passe de 7,037 % à 6,949 %.

TABLEAU 7
TAUX DE RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

	<i>Structure de capital</i>	<i>2016 année témoin</i>	
Taux de rendement des capitaux propres	35 %	8,200 %	2,870 %
Coût moyen de la dette	65 %	6,276 %	4,079 %
Taux de rendement de la base de tarification			6,949 %

[231] **La Régie détermine pour l'année 2016 un taux de rendement de la base de tarification du Distributeur de 6,949 %.**

5.4 COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF

[232] Le Distributeur demande initialement à la Régie l'approbation d'un taux moyen du coût du capital prospectif de 5,334 % applicable à l'évaluation de ses projets d'investissement pour 2016.

¹¹⁴ Pièce B-0020, p. 5.

[233] Le 7 décembre 2015, le Distributeur dépose le coût du capital prospectif révisé à 5,248 %, à la suite de la mise à jour du coût moyen de la dette utilisant les données du *Consensus Forecasts* du mois de novembre 2015.

TABLEAU 8
COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF

	<i>Structure de capital</i>	<i>2016 année témoin</i>	
Taux de rendement des capitaux propres	35 %	8,200 %	2,870 %
Taux prospectif de la dette pondéré par la composition	65 %	3,659 %	2,378 %
Coût du capital prospectif			5,248 %

[234] **La Régie détermine pour l'année témoin 2016 le taux moyen du coût du capital prospectif à 5,248 %.**

6. PRÉVISION DES VENTES EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

Année de base 2015

[235] La comparaison de la prévision des ventes de 2015, telle qu'acceptée dans la décision D-2015-018 (171,3 TWh), à celle de l'année de base du présent dossier, sur la base de 4 mois réels et 8 mois projetés de l'année 2015 (170,7 TWh), indique un écart prévisionnel consolidé de -612 GWh¹¹⁵.

¹¹⁵ Pièce B-0018, p. 12, tableau 5.

[236] En excluant les contrats spéciaux et les réseaux autonomes, cet écart est de -25 GWh. Le Distributeur présente de la manière suivante les écarts constatés dans les principales catégories de consommateurs¹¹⁶ :

- Tarifs D et DM (-179 GWh) : révision des mises en chantier prévues pour 2015, lesquelles passent de 39 000 unités à 37 500 unités et une légère baisse des consommations unitaires;
- Tarifs G, G-9 et M (-116 GWh);
- Tarif DT (-162 GWh) : diminution plus importante que celle prévue des abonnements à ce tarif;
- Tarif LG (+72 GWh);
- Tarif L (+74 GWh) : report de rationalisations dans le secteur des pâtes et papiers;
- Tarifs de l'électricité additionnelle (+287 GWh).

[237] Le Distributeur rappelle qu'il a présenté, lors de l'audience de la précédente demande tarifaire, une mise à jour de la prévision des ventes pour l'année témoin 2015¹¹⁷. Cette mise à jour, qui touchait essentiellement le secteur industriel grandes entreprises (-991 GWh, dont -804 GWh au tarif L et -187 GWh aux contrats spéciaux), a été retenue par la Régie dans sa décision D-2015-018¹¹⁸.

[238] À la demande de la Régie, le Distributeur soumet, dans la présente demande tarifaire, une mise à jour de la prévision des ventes pour l'année de base 2015¹¹⁹. L'écart prévisionnel entre la prévision des ventes, acceptée dans la décision D-2015-018, et celle de l'année de base du présent dossier, sur la base de 10 mois réels et 2 mois projetés de l'année 2015, est révisé à -868 GWh. La différence avec l'écart prévisionnel des ventes pour l'année de base 2015 de la preuve initiale est de -843 GWh.

[239] La Régie reconnaît que le Distributeur pouvait difficilement prédire l'évolution que connaîtraient les principaux indicateurs économiques utilisés dans la prévision des ventes au courant de l'année 2015.

¹¹⁶ Pièce B-0018, p. 11 et 12.

¹¹⁷ Dossier R-3905-2014, pièce B-0177, p. 7.

¹¹⁸ Page 108, par. 431.

¹¹⁹ Pièce B-0141, p. 17, tableau R-10.1-A.

[240] La Régie note les améliorations au niveau de la performance des modèles utilisés par le Distributeur, pour la prévision de la demande en énergie, sur la base des coefficients de détermination constatés¹²⁰. Elle s'attend à ce que le Distributeur poursuive ses démarches afin d'améliorer continuellement la performance de ses modèles, plus spécialement ceux utilisés pour la prévision des secteurs commercial, institutionnel et industriel petites et moyennes entreprises (PME) et des grandes entreprises.

Année témoin 2016

[241] Dans sa demande initiale, le Distributeur prévoit, pour l'année témoin projetée 2016, des ventes totales en énergie de 171,2 TWh, soit une croissance de 0,29 % par rapport aux ventes normalisées de 2015¹²¹. En audience, le Distributeur révisé à la baisse de 1,0 TWh sa prévision des ventes pour l'année témoin 2016, afin de tenir compte des plus récents indicateurs économiques ainsi que de l'évolution des ventes observée pour l'année de base 2015¹²².

[242] En excluant les contrats spéciaux et les réseaux autonomes, la baisse est de -531 GWh. Le Distributeur apporte les explications suivantes au sujet de ces variations anticipées des ventes pour les principales catégories tarifaires :

- Tarifs D et DM : la baisse de la demande (-138 GWh) est principalement attribuable à la révision par la Société canadienne d'hypothèques et de logement (SCHL) du nombre de mises en chantier prévues au Québec en 2016. Alors que la SCHL prévoyait, en avril 2015, les mises en chantier de 40 000 nouveaux logements au Québec en 2016, ce nombre est révisé à 34 000 en novembre 2015¹²³.
- Tarifs G, G-9, M et LG : la révision à la baisse de la demande des secteurs commercial, institutionnel et industriel PME (-132 GWh) est attribuable à la mise à jour des indicateurs économiques utilisés dans les modèles de prévision utilisés par le Distributeur¹²⁴.

¹²⁰ Pièce B-0018, p. 22.

¹²¹ Pièce B-0018, p. 6.

¹²² Pièce A-0043, p. 148.

¹²³ Pièce A-0043, p. 144 et 145.

¹²⁴ Pièce A-0043, p. 145.

- Tarif L : révision à la baisse de -185 GWh expliquée par sous-secteurs :
 - pâtes et papiers (+166 GWh) : augmentation du nombre de commandes, dans un contexte économique favorable, principalement attribuable au taux de change;
 - pétrole et chimie (-140 GWh) : le Distributeur anticipe que la décroissance des ventes observées en 2015 se poursuivra en 2016, notamment dans le secteur des chlorates;
 - mines et métaux (-173 GWh) : un ralentissement des activités minières, principalement attribuable aux prix de matières premières, fait en sorte que les investissements sont repoussés. Le Distributeur ne prévoit aucune nouvelle mise en service et anticipe un ralentissement de la consommation des clients actuels¹²⁵;
 - divers manufacturiers (-38 GWh) : attribuable à la mise à jour économique.

[243] La prévision des besoins en puissance à la pointe pour l'hiver 2015-2016 est également révisée à la baisse par le Distributeur à 37 960 MW, soit 89 MW¹²⁶ de moins que la prévision initiale¹²⁷. À ce sujet, le Distributeur précise que l'impact découle essentiellement des besoins associés aux clients du secteur industriel grandes entreprises, pour lequel la diminution représente approximativement 76 MW. La différence serait attribuable à la révision de la prévision des besoins en énergie pour les autres catégories de consommateurs¹²⁸.

[244] L'ACEFQ considère que les variations des prix des ressources et du dollar canadien ont des impacts importants sur la prévision des ventes faite par le Distributeur. Ces variations pourraient être significatives dans le futur. L'intervenante recommande à la Régie de demander au Distributeur de s'assurer que ces variables soient traitées adéquatement dans ses modèles de régression linéaire et d'y effectuer tout changement susceptible d'améliorer sa performance¹²⁹.

¹²⁵ Pièce A-0043, p. 145 à 147.

¹²⁶ Pièce A-0043, p. 148.

¹²⁷ Pièce B-0018, p. 14, tableau 6.

¹²⁸ Pièce A-0045, p. 121.

¹²⁹ Pièce C-ACEFQ-0008, p. 8.

[245] Le Distributeur soutient que les équations du modèle de prévision économique du Québec constituent un système intégré qui prend en compte les changements des prix des ressources et du taux de change, soit directement lorsqu'il les utilise comme variables explicatives dans certaines équations ou, de façon implicite, lorsque ces mêmes variables deviennent des intrants aux variables explicatives d'autres équations. Le Distributeur ajoute qu'il a recours également aux prévisions du Conference Board du Canada et d'IHS-Global Insight pour certaines variables des économies canadienne et américaine, lesquelles tiennent compte de la baisse des prix de l'énergie et de la valeur du dollar canadien depuis 2014¹³⁰.

[246] La Régie accepte la prévision des ventes révisée déposée par le Distributeur aux fins d'établissement des tarifs de l'année tarifaire 2016-2017. Elle encourage le Distributeur à poursuivre le raffinement de ses modèles économétriques de prévision des ventes et à présenter dans la demande tarifaire suivant leur implantation toutes nouvelles améliorations qui y seraient apportées.

[247] Afin de faciliter le suivi des prévisions des ventes et des revenus des ventes, la Régie demande que soient déposés dans la preuve initiale du Distributeur, à partir de la demande tarifaire 2017-2018, les tableaux suivants :

- **comparaison de la prévision des ventes et les ventes réelles normalisées (GWh) de l'année historique, sur une base mensuelle, pour chaque tarif¹³¹;**
- **comparaison de la prévision des ventes et les ventes réelles normalisées (GWh) de l'année de base, sur une base mensuelle, pour chaque tarif¹³²;**
- **prévisions des ventes mensuelles (GWh) par tarif pour l'année témoin (GWh)¹³³;**
- **comparaison de la prévision des revenus et les revenus réels normalisés (M\$) de l'année historique, sur une base mensuelle, pour chaque tarif¹³⁴;**

¹³⁰ Pièce B-0077, p. 10.

¹³¹ Pièce B-0079, p. 9, tableau R-1.6.

¹³² Pièce B-0099, p. 23, tableau R-5.5-A.

¹³³ Pièce B-0099, p. 24, tableau R-5.5-B.

¹³⁴ Pièce B-0099, p. 25, tableau R-5.6-A.

- **comparaison de la prévision des revenus et les revenus réels normalisés (M\$) de l'année de base, sur une base mensuelle, pour chaque tarif¹³⁵;**
- **prévisions des ventes mensuelles (M\$) par tarif pour l'année témoin (M\$)¹³⁶.**

7. COÛTS ÉVITÉS

7.1 COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAU INTÉGRÉ

7.1.1 COÛT ÉVITÉ EN ÉNERGIE

[248] Le Distributeur soumet que le bilan offre-demande de court terme en énergie présente des déficits en période d'hiver et des surplus en période d'été. Par ailleurs, des approvisionnements de long terme pourraient être requis à compter de 2024, afin de combler des besoins fermes, notamment en hiver¹³⁷.

[249] De 2016 à 2024 inclusivement, le signal de prix reflète le coût des achats en hiver sur les marchés de court terme, soit 6,6 ¢/kWh (\$ 2015) et, pour la période d'été, il correspond au prix de l'électricité patrimoniale, soit 2,8 ¢/kWh (\$ 2015)¹³⁸. Ces coûts évités sont indexés à l'inflation.

[250] À compter de 2024, le Distributeur suggère d'utiliser, comme coût évité de long terme en énergie, le prix moyen des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne, incluant les coûts de transport et d'équilibrage, soit 8,3 ¢/kWh (\$ 2015)¹³⁹ indexé à l'inflation.

[251] L'ACEFQ note que le Distributeur a changé sa référence pour l'estimation du coût évité en énergie de long terme, en prenant le coût moyen des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne plutôt que le prix plafond qui était de 11,2 ¢/kWh¹⁴⁰.

¹³⁵ Pièce B-0099, p. 26, tableau R-5.6-B.

¹³⁶ Pièce B-0099, p. 27, tableau R-5.6-C.

¹³⁷ Pièce B-0021 p. 5.

¹³⁸ *Ibid.*

¹³⁹ *Ibid.*

¹⁴⁰ Pièce C-ACEFQ-0008, p. 44 et 45.

[252] Dans son mémoire¹⁴¹, le RNCREQ indique qu'il est préoccupé par l'ampleur de la différence entre les coûts évités estimés par son analyste et ceux retenus par le Distributeur. C'est un enjeu très important pour l'intervenant qui note que cela aura des impacts sur la rentabilité des mesures d'économie d'énergie ainsi que « *sur la stratégie tarifaire actuelle et sur l'analyse de potentiel des options étudiées par le distributeur en matière « d'approvisionnement auprès des clients »* ».

[253] En effet, l'intervenant constate que les coûts évités en énergie réels des années précédentes sont significativement plus élevés que ceux estimés par le Distributeur¹⁴².

[254] Il conclut que, même si l'écart était moins grand en 2013 et en 2015, le prix moyen des achats réels à court terme en hiver dépasse de loin les 66 \$/MWh proposés par le Distributeur. Étant donné la magnitude de ces écarts, il devient urgent de mettre à jour le mode de calcul des coûts évités en énergie. Il suggère que le Distributeur propose une méthode objective, lors de la demande tarifaire 2017-2018, par exemple, une méthode probabiliste ou une moyenne mobile qui combine les coûts réels des années antérieures avec les prix à terme courants¹⁴³.

[255] La Régie ne juge pas nécessaire de changer, à ce stade-ci, la méthode d'estimation des coûts évités en énergie de long terme. Elle note qu'ils ont augmenté de 37,5 % par rapport à ceux de l'an dernier, qui étaient alors de 4,8 ¢/kWh¹⁴⁴.

[256] La Régie approuve les coûts évités en énergie proposés par le Distributeur, aux fins de l'établissement des tarifs 2016-2017. Elle fixe ces coûts de la manière suivante :

De 2016 à 2024 inclusivement :

- **le signal de prix pour la période hivernale (décembre à mars) est de 6,6 ¢/kWh (en \$ 2015), indexé à l'inflation;**

¹⁴¹ Pièce C-RNCREQ-0014, p. 15.

¹⁴² Pièce C-RNCREQ-0016, p. 24.

¹⁴³ Pièce C-RNCREQ-0016, p. 28 et 29.

¹⁴⁴ Décision D-2015-018, p. 110.

- **le signal de prix pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,8 ¢/kWh (en \$ 2015), indexé à l'inflation.**

À compter de 2024 :

- **le signal de prix pour l'année est de 8,3 ¢/kWh (en \$ 2015) indexé à l'inflation, soit le prix moyen de l'électricité des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne A/O 2013-01, incluant les coûts de transport et d'équilibrage.**

7.1.2 COÛT ÉVITÉ EN PUISSANCE

[257] Le bilan offre-demande en puissance du Distributeur présente des déficits sur l'ensemble de l'horizon de planification. Le Distributeur précise que pour l'horizon de court terme, le signal de prix reflète le coût de ses approvisionnements de court terme. Pour l'horizon de long terme, le coût évité devrait désormais correspondre au coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-01 :

- pour les hivers 2015-2016 à 2017-2018, le signal de prix est de 20 \$/kW-hiver (en \$ 2015), indexé à l'inflation;
- à compter de l'hiver 2018-2019, le signal de prix est de 106 \$/kW-an (en \$ 2015), indexé à l'inflation.

Valeur du signal de prix de long terme en puissance

[258] L'ACEFQ produit le tableau suivant, tiré du rapport du Groupe Merrimack Energy, déposé dans le dossier R-3939-2015.

TABLEAU 9
EVALUATION OF CONTRACT PRICING

Project Name	Contract Capacity (MW)	Real Levelized Capacity Price (Cn \$/kW-year)	Annual Escalation
HQP System - 1	100	\$60.00	2.0%
HQP System - 2	200	\$105.00	2.0%
HQP System - 3	200	\$126.60	2.0%

Source : Dossier R-3939-2015, pièce B-0006, p. 11.

[259] Tenant compte de ces résultats, l'ACEFQ observe une grande variabilité des coûts de la puissance sur les marchés. Elle considère qu'« *il n'y a rien qui indique qu'à long terme le Distributeur ne puisse obtenir de la puissance additionnelle à des prix moins chers que la moyenne des soumissions retenues en 2015* ». L'intervenante note que le Groupe Merrimack Energy relevait aussi le manque de compétition et de participation du marché à cet appel d'offres¹⁴⁵.

[260] L'intervenante remarque aussi que le Distributeur propose de changer une méthodologie adoptée en 2008, alors que les coûts évités en puissance de long terme étaient établis en considérant seulement les besoins fermes en hiver. Selon cette méthodologie, le coût évité en puissance est basé sur le coût d'une turbine à gaz. De plus, pour des fins d'analyse, le Distributeur prenait comme hypothèse que 50 % de la production lui serait dédiée et que 50 % le serait à d'autres marchés¹⁴⁶.

[261] Questionné en audience sur ce signal de prix de long terme, le Distributeur indique que s'il avait demandé dans l'appel d'offres A/O 2015-01 un prix en kW pour l'hiver, il aurait obtenu le même prix de 106 \$/kW pour toute l'année. Il assume en effet que le fournisseur devrait récupérer la totalité de ses frais fixes sans pouvoir compter sur des revenus de reventes en période d'été :

« [...] si je prends le cas du producteur, [...] il exporte déjà tout ce qu'il est capable d'exporter en termes de puissance. Donc, il ne va pas... il ne va pas aller

¹⁴⁵ Pièce C-ACEFQ-0008, p. 50 et 51.

¹⁴⁶ Pièce C-ACEFQ-0008, p. 53 et 54.

chercher des revenus additionnels à partir d'une centrale au-delà de ce qu'il a déjà. Si c'était quelqu'un d'autre que le producteur, donc une nouvelle centrale qui viendrait s'installer, bien, c'est un peu la même chose, donc il y a des frais fixes qui seraient encourus pour fournir la charge locale et il faut que le promoteur soit capable de récupérer sa mise de fonds à travers ses revenus. Si on demande six mois pour l'hiver, lui, il va regarder les autres six mois où la centrale n'est pas contractée avec le Distributeur et il aurait peu, pour ne pas dire, pratiquement pas de moyens d'aller chercher des revenus additionnels sur les réseaux voisins en puissance »¹⁴⁷.

Période d'application du coût évité de puissance de court terme

[262] L'ACEFQ présente un bilan en puissance élaboré à partir des données du Distributeur. Elle considère que ce bilan devrait inclure « [l]a valeur de 1 145 MW représent[ant] la quantité minimale réelle des soumissions lors de récents appels d'offres de court terme visant la satisfaction des besoins en puissance des hivers 2014-2015 et 2015-2016 ». L'intervenante poursuit en notant que cette valeur est inférieure au potentiel des marchés de court terme de 1 500 MW qui lui est accessible. Cette valeur de 1 500 MW est maintenue par le Distributeur, « pour l'instant » et aucun événement ne serait susceptible de modifier ce niveau jusqu'à maintenant¹⁴⁸. Elle en déduit que les besoins de puissance de long terme ne se manifestent qu'à partir de l'hiver 2022-2023.

[263] Dans le cadre de cette estimation du coût évité de long terme en puissance, l'ACEFQ indique, en audience, que ce bilan pourrait et devrait être mis à jour. Cette demande de mise à jour a été rejetée par la Régie en audience¹⁴⁹.

[264] L'ACEFQ recommande que « l'indicateur de coût évité de la puissance de court terme établi par le Distributeur à 20 \$/kW-hiver (\$ 2015, indexé à l'inflation) [devrait] s'applique[r] pour la période 2015-2016 à 2021-2022 inclusivement »¹⁵⁰. L'indicateur de coût évité de long terme ne s'appliquerait alors qu'à partir de l'hiver 2022-2023.

¹⁴⁷ Pièce A-0045, p. 151 et 152.

¹⁴⁸ Pièce C-ACEFQ-0008, p. 48 et 49.

¹⁴⁹ Pièce A-0043, p. 179 à 181.

¹⁵⁰ Pièce C-ACEFQ-0008, p. 50.

Opinion de la Régie

[265] Les coûts évités sont des intrants pour l'évaluation du potentiel technico-économique des mesures d'efficacité énergétique ainsi que pour vérifier la rentabilité de ces mesures et programmes. Ils sont utilisés dans les stratégies tarifaires pour le calibrage des prix, notamment d'une tranche à l'autre, et pour évaluer la neutralité des tarifs. La Régie note que le Distributeur propose une augmentation significative du coût évité en puissance de long terme par rapport aux années précédentes. L'écart entre le coût évité de court terme à 20 \$/kW et celui de long terme à 106 \$/kW est aussi important.

[266] **Dans un premier temps, la Régie approuve la valeur du coût évité de puissance de court terme de 20 \$/kW-hiver.** En effet, cette valeur est la même que celle de l'an passé et son ordre de grandeur se rapproche du coût moyen des offres reçues pour les trois derniers hivers dans l'appel d'offres de court terme¹⁵¹.

[267] Ensuite, la Régie considère, à l'instar de l'ACEFQ, qu'un coût évité de long terme en puissance ne devrait s'appliquer qu'à partir de l'hiver 2022–2023.

[268] L'ACEFQ suggère la prise en compte, dans le bilan du Distributeur, de 1 145 MW provenant de marchés de court terme. Le Distributeur a en effet toujours affirmé qu'il pouvait compter sur 1 100 MW en provenance du marché de New-York. Par ailleurs, déjà dans la situation actuelle, les autres marchés représentent environ 25 % des importations de court terme pour le Distributeur, selon l'analyse du RNCREQ¹⁵².

[269] Le Distributeur aura certainement besoin de puissance sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2017-2026 et la réponse des marchés de court et moyen termes sera examinée dans ce dossier à venir en tenant compte, entre autres, de nouveaux facteurs, comme la construction prévisible d'interconnexions, l'évolution du marché de l'Ontario, la réponse au programme d'électricité interruptible et les moyens de gestion de la demande mis en œuvre.

¹⁵¹ Décision D-2015-179, p. 40 et 52.

¹⁵² Pièce C-RNCREQ-0029, p. 7.

[270] Le coût évité à long terme est un coût de marché à la marge qui, comme l'indique le Groupe Merrimack Energy¹⁵³, est influencé par plusieurs facteurs. La Régie note que depuis la décision tarifaire de 2010-2011¹⁵⁴, à chaque année, les coûts évités en puissance de court terme s'appliquent sur un horizon de 2 à 3 ans. La réponse du marché permettrait à chaque année de repousser le signal de prix de long terme, nettement plus élevé. C'est un fait dont le Distributeur pourrait tenir compte dans son portefeuille de moyens d'approvisionnement en puissance.

[271] En outre, la Régie note que l'argument du Distributeur à l'effet que le prix pour une garantie de puissance demandée sur les mois d'hiver serait le même que pour toute l'année n'est pas appuyé par une preuve probante.

[272] Enfin, le critère du Northeast Power Coordinating Council Inc. (NPCC), impliquant la disponibilité de ressources en puissance toute l'année, n'a pas changé lui non plus. Le Distributeur a toujours, dans les années précédentes, disposé en été de suffisamment de ressources en puissance et l'examen du NPCC se concentre essentiellement sur le respect du critère au moment de la pointe d'hiver au Québec¹⁵⁵.

[273] La Régie conclut qu'il n'y a pas lieu de changer, à ce stade-ci, la méthode d'établissement des coûts évités en puissance de long terme. Pour l'année 2016, elle les fixe de la façon suivante :

- **à compter de l'hiver 2018-2019, le signal de prix est de 53 \$/kW-hiver (en \$ 2015), indexé à l'inflation.**

7.2 COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAUX AUTONOMES

[274] Le Distributeur présente son estimation 2015 des coûts évités par réseau autonome.

¹⁵³ Pièce C-ACEFQ-0008, p. 52.

¹⁵⁴ Décision D-2011-028, p. 24 et 25.

¹⁵⁵ Pièce B-0099, p. 31.

TABLEAU 10
COÛTS ÉVITÉS PAR RÉSEAUX AUTONOMES –
ANNUITÉ CROISSANTE EXPRIMÉE EN ¢/KWH DE 2015

	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance \$/kW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance ¢/kWh	Coût évité total ¢/kWh
Îles-de-la-Madeleine					
Cap-aux-Meules	21,22	200	53%	4,29	25,52
Nunavik					
Akulivik	45,95	900	57%	17,94	63,89
Aupaluk	48,26	900	61%	16,93	65,20
Inukjuak	39,35	900	62%	16,55	55,90
Ivujivik	49,84	900	59%	17,42	67,26
Kangirsualujuaq	49,80	900	59%	17,36	67,16
Kangirsujuaq	44,89	900	61%	16,80	61,69
Kangirsuk	45,21	900	58%	17,59	62,80
Kuujuaq	43,14	900	61%	16,77	59,91
Kuujuarapik	40,44	900	65%	15,92	56,36
Puvimituk	40,23	900	66%	15,66	55,90
Quaqtaq	52,57	900	61%	16,93	69,50
Salluit	39,89	900	63%	16,39	56,28
Tasiujaq	48,63	900	60%	17,09	65,73
Umiujaq	47,02	900	58%	17,79	64,81
Basse-Côte-Nord					
La Romaine	33,06	765	45%	19,35	52,41
Port Menier	32,90	765	47%	18,61	51,51
Haute Mauricie					
Clova	38,06	765	42%	20,56	58,63
Opitciwan	30,56	765	46%	18,85	49,41
Schefferville	2,39	145	50%	3,29	5,68

Source : Pièce B-0021, p. 9.

[275] Selon le Distributeur, les coûts évités sont utilisés pour évaluer des programmes et des mesures du PGEÉ et du « Programme d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes » (PUEÉRA) qui s'appliquent uniformément sur tous les réseaux d'un même territoire. Les projets spéciaux, qui sont de nature à infléchir le plan d'équipement spécifique à un réseau, font plutôt l'objet d'une analyse économique détaillée¹⁵⁶.

¹⁵⁶ Dossier R-3854-2013, pièce B-0017, p. 9, lignes 7 à 12.

[276] À la suite de la décision D-2012-024¹⁵⁷, la méthode utilisée par le Distributeur pour établir le coût évité en puissance des réseaux autonomes repose sur l'utilisation du coût d'un équipement générique de production¹⁵⁸.

[277] À la suite de la décision D-2015-018¹⁵⁹, le Distributeur a confié un mandat à une firme d'experts (ICF International) afin qu'elle propose une méthode d'établissement des coûts évités des réseaux autonomes. En raison des délais requis pour la réalisation d'une telle étude et du temps imparti entre la décision D-2015-018 et le dépôt du présent dossier, les résultats de l'étude seront déposés lors de la demande tarifaire 2017-2018.

[278] Pour le présent dossier, le Distributeur maintient la méthode reposant sur le coût d'un équipement générique de production pour déterminer le coût évité de la puissance des réseaux autonomes.

[279] SÉ-AQLPA soulève les difficultés rencontrées afin que soient considérés des projets autres que les centrales diesel du Distributeur¹⁶⁰.

[280] Depuis plusieurs années¹⁶¹, la Régie est préoccupée par la sous-estimation des coûts évités en puissance dans les réseaux autonomes, tout en se rangeant à l'argument du Distributeur voulant que les coûts évités présentés sont déjà très largement suffisants pour pouvoir amplement justifier tous les investissements, encore modestes, en efficacité énergétique dans ces réseaux.

[281] La Régie soulignait également dans sa décision D-2015-018¹⁶² :

« [460] Considérant qu'un seul type de coûts évités ne peut s'appliquer uniformément à toutes sortes de mesures ou types de projets, la Régie estime qu'il importe que la méthode et les paramètres permettant de procéder à une analyse économique détaillée soient clairement établis, notamment pour les projets qui sont de nature à influencer le plan d'équipement spécifique à un RA ».

¹⁵⁷ Pages 31 à 33.

¹⁵⁸ Dossier R-3814-2012, pièce B-0016, p. 8.

¹⁵⁹ Paragraphes 464 et 465.

¹⁶⁰ Pièce A-0058, p. 168 et 169 et pièce A-0063, p. 129 à 131.

¹⁶¹ Décision D-2012-119, p. 9 et 10, par. 26 à 29.

¹⁶² Page 116.

[282] La Régie rappelait aussi dans sa décision D-2015-013 relative au Plan d'approvisionnement :

« [...] la Régie estime qu'un appel de propositions pour des projets d'énergie propre dans l'ensemble des réseaux autonomes à centrale thermique pourrait permettre, d'une part, d'évaluer des économies d'échelle plus intéressantes que lors de projets pilotes séparés et, d'autre part, de connaître le potentiel économique de projets d'énergie propre non encore identifiés dans ces réseaux.

[171] La Régie demande au Distributeur de considérer un appel de propositions s'appliquant à l'ensemble des réseaux autonomes à centrales thermiques, pour des projets d'énergie propre, incluant la biomasse, le JED, la production décentralisée de chaleur et d'électricité et tout autre projet d'énergie renouvelable et de présenter les résultats de ses analyses lors du prochain plan d'approvisionnement »¹⁶³.

[283] Le Distributeur déposera, lors de la demande tarifaire 2017-2018, les résultats de l'étude portant sur une méthode d'établissement des coûts évités en réseaux autonomes.

[284] En conséquence, la Régie accepte les coûts évités présentés par le Distributeur pour 2016 pour chacun des réseaux autonomes.

[285] La Régie rappelle également que le Distributeur s'est déclaré « *ouvert à toute forme d'énergie qui présenterait un avantage économique par rapport à la production thermique* »¹⁶⁴.

[286] Elle note par ailleurs les précisions du Distributeur à l'endroit de l'appel de propositions pour les réseaux autonomes :

« [...] ce qu'on espère, c'est que les experts dans le marché qui ont des solutions autres que du mazout ou du diesel vont pouvoir nous offrir des solutions à moindre coût, qui vont également réduire l'empreinte de gaz à effet de serre et qui vont s'inscrire dans la politique de réduction de notre empreinte de carbone.

¹⁶³ Décision D-2015-013, p. 41.

¹⁶⁴ Dossier R-3854-2013, pièce B-0094, p. 67.

[...] plutôt que de confiner nos appels d'offres à des sources d'énergie ciblées, notre stratégie, c'est de l'ouvrir à toute source d'énergie confondue. Donc, s'il y a une source qui a une diminution de ses coûts qui est plus prononcée que d'autres, peut-être que, dans un réseau, ça serait du solaire, peut-être que ça serait de la biomasse, ça peut être de l'éolienne, ça peut être de l'hydrolienne, ça peut être du GNL, ça peut être... tout est ouvert.

Ce qu'on vise, c'est que, d'une part, ce soit à moindre coût que ce qu'on fait présentement; d'autre part, que ce soit accepté par les communautés concernées. Et, troisièmement, on veut que ce soit une technologie qui est fiable et éprouvée. On ne veut pas avec nos réseaux autonomes servir de vitrine technologique. Donc, il faut que ce soit quelque chose qui a fait ses preuves. Mais si ces trois conditions-là sont rencontrées, nous, on va procéder »¹⁶⁵.

[287] La Régie prend acte de l'intérêt du Distributeur à lancer un appel de propositions ouvert à tous les réseaux autonomes et à toutes sources d'énergie confondues, incluant l'efficacité énergétique et la gestion de la demande à la pointe en réseaux autonomes. Elle demande par ailleurs au Distributeur de faciliter les initiatives visant l'identification et l'analyse de faisabilité de projets privés ou communautaires pouvant se qualifier pour un tel appel de propositions.

8. APPROVISIONNEMENTS

8.1 APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

8.1.1 BESOINS EN ÉNERGIE

[288] Afin de répondre à la demande en énergie pour l'année témoin 2016, le Distributeur prévoit, dans sa demande initiale, des besoins en énergie de 184,9 TWh, en hausse de 1,0 TWh par rapport à ceux de l'année de base 2015 normalisée¹⁶⁶.

¹⁶⁵ Pièce A-0045, p. 135 et 136.

¹⁶⁶ Pièce B-0018, p. 14, tableau 6.

[289] Tel que présenté au tableau suivant, le Distributeur prévoit acheter 15,2 TWh d'électricité postpatrimoniale en 2016. Le volume d'électricité patrimoniale inutilisée en 2016 serait de 9,2 TWh, soit une hausse de 1,7 TWh par rapport à celui approuvé par la Régie pour l'année de base 2015¹⁶⁷.

TABLEAU 11
BESOINS EN ÉNERGIE

En TWh	2014 Année historique	2015 Année de base	2016 Année témoin
BESOINS PRÉVUS	187,5	189,4	184,9
<i>moins</i> électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9
<i>plus</i> électricité patrimoniale inutilisée	6,7	7,3	9,2
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	15,3	17,9	15,2

Note : Le détail de la prévision des ventes est présenté au tableau 6 de la pièce HQD-4, document 2.

Source : Pièce B-0023, p. 6.

[290] Pour l'année de base 2015, le Distributeur estime les besoins d'approvisionnement à 189,4 TWh, soit 4,2 TWh de plus que ceux reconnus dans la décision D-2015-018¹⁶⁸. Il précise que cet écart est principalement expliqué par des températures beaucoup plus froides que la normale au cours des quatre premiers mois de l'année¹⁶⁹.

[291] En audience, le Distributeur met à jour sa prévision des ventes et révisé ses besoins en énergie pour l'année témoin 2016 à 183,9 TWh soit une baisse de 1,05 TWh¹⁷⁰ par rapport à ceux prévus initialement¹⁷¹. Cette révision à la baisse des besoins en énergie pour 2016 se traduit par une réduction des achats d'électricité patrimoniale de 19,2 M\$¹⁷².

¹⁶⁷ Pièce B-0023, p. 6, tableau 1.

¹⁶⁸ Page 117, par. 466.

¹⁶⁹ Pièce B-0018, p. 13.

¹⁷⁰ Pièce A-0043, p. 148.

¹⁷¹ Pièce B-0023, p. 6.

¹⁷² Pièce B-0024, p. 5, tableau 1 et pièce B-0155, p. 14, tableau R-11.4-C.

[292] Le Distributeur présente également une mise à jour de la contribution prévue des contrats d’approvisionnement de long terme pour l’année 2016¹⁷³. Cette contribution est ainsi révisée à 14,7 TWh, en baisse de 293 GWh¹⁷⁴, afin de tenir compte du report de certains projets d’approvisionnement en électricité renouvelable (éolien et biomasse).

[293] Pour l’année 2016, le Distributeur indique ne différer aucune quantité d’énergie en vertu des Conventions d’énergie différée, ni revendre de l’énergie sur les marchés, conformément à la *Loi concernant principalement la mise en œuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 4 juin 2014 et visant le retour à l’équilibre budgétaire en 2015-2016*¹⁷⁵ adoptée le 20 avril 2015¹⁷⁶. Le Distributeur ne prévoit également rappeler aucune quantité d’énergie différée en vertu des Conventions d’énergie différée.

[294] Les besoins en énergie du Distributeur pour l’année témoin 2016 prennent également en considération les éléments suivants¹⁷⁷ :

- la reconduction des paramètres de l’entente d’intégration éolienne actuelle;
- la suspension des livraisons de la centrale de TCE;
- les livraisons du contrat cyclable d’environ 0,2 TWh.

8.1.2 BESOINS EN PUISSANCE

[295] Dans sa demande initiale, le Distributeur prévoit des besoins en puissance à la pointe de 38 049 MW¹⁷⁸ pour l’hiver 2015-2016, en hausse de 0,45 % par rapport à la pointe normalisée de l’hiver 2014-2015. Cependant, à la suite de la mise à jour des besoins en énergie présentée en audience, le Distributeur révisé à la baisse les besoins en puissance de 89 MW¹⁷⁹ pour l’hiver 2015-2016, lesquels sont désormais prévus être de 37 960 MW.

¹⁷³ Pièce B-0155, p. 12, tableau R-11.4-A et p. 13, tableau R-11.4-B.

¹⁷⁴ Pièce A-0043, p. 176 et 177.

¹⁷⁵ L.Q. 2015, c. 8.

¹⁷⁶ Pièce B-0023, p. 7.

¹⁷⁷ *Ibid.*

¹⁷⁸ Pièce B-0018, p. 14.

¹⁷⁹ Pièce A-0043, p. 148.

[296] Le Distributeur présente son portefeuille d’approvisionnements en puissance pour l’hiver 2015-2016. Les besoins de long terme sont estimés à 2 147 MW, alors que ceux de court terme s’élèvent à 1 960 MW¹⁸⁰.

[297] En audience, le Distributeur présente une mise à jour de son portefeuille d’approvisionnements postpatrimoniaux en puissance pour l’hiver 2015-2016 (tableau 12) qui tient compte des ajustements attribuables à la révision des besoins en énergie de même qu’au report de projets d’énergie renouvelable.

TABLEAU 12
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN PUISSANCE –
RÉVISION DE NOVEMBRE 2015

En MW	Hiver 2015-2016 Année témoin
LONG TERME	2 116
TCE	-
HQP	600
<i>Base</i>	350
<i>dont puissance garantie des rappels</i>	0
<i>Cyclable</i>	250
Kruger	16
Tembec	8
Biomasse II	47
Biomasse III	164
Éolien (note 1)	1 067
Petite hydraulique	64
Autres approvisionnements de long terme	150
COURT TERME	2 100
Interventions en GDP	1 200
<i>Option d’électricité interruptible</i>	1 140
<i>Nouvelles interventions en GDP</i>	60
Abaissement de tension	250
Achats de puissance	650
<i>A/O 2014-01 et A/O 2015-01</i>	650
<i>À acquérir (arrondis à 50 MW près)</i>	0
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX	4 216

(1) Garantie de puissance de 35%.

Source : Pièce B-0149, p. 3.

¹⁸⁰ Pièce B-0023, p. 2.

[298] La contribution des approvisionnements de long terme en puissance est révisée à la baisse de -31 MW afin de refléter la puissance qui était rattachée aux projets d'énergie renouvelable reportés¹⁸¹. La contribution des achats de court terme en puissance est, quant à elle, révisée à la hausse afin de tenir compte de la mise à jour des contributions des contrats d'option d'électricité interruptible, soit une hausse de 290 MW par rapport à la prévision initiale.

[299] Selon l'ACEFQ, les estimations des coûts d'approvisionnement patrimonial et postpatrimonial pour l'année 2016 pourraient être surévaluées, puisqu'elles sont basées sur les paramètres du contrat d'intégration éolienne actuel. Selon l'intervenante, l'entrée en vigueur du nouveau contrat d'intégration éolienne serait susceptible de réduire les coûts d'approvisionnement par rapport à ceux calculés selon les paramètres de l'entente d'intégration éolienne actuelle¹⁸².

[300] La Régie n'a aucune preuve au dossier sur les coûts du futur contrat d'intégration éolienne, lequel ne lui a pas encore été présenté pour approbation. Elle ne peut donc les considérer dans la présente demande tarifaire.

8.1.3 ENTENTE GLOBALE CADRE

[301] Selon le RNCREQ, le fait que l'Entente globale cadre (l'Entente) ne soit pas un moyen d'approvisionnement ne signifie pas pour autant que le Distributeur ne puisse en aucun cas y avoir recours, ni qu'il doive encourir des coûts extrêmement élevés afin d'éviter à tout prix de l'utiliser¹⁸³.

[302] De l'avis du Distributeur, les commentaires du RNCREQ démontrent une mauvaise connaissance de l'Entente, puisqu'il a été convenu, au moment de son approbation, qu'elle n'est pas un outil d'approvisionnement, mais plutôt un moyen de combler des besoins constatés après coup¹⁸⁴.

¹⁸¹ Pièce B-0151, p. 3.

¹⁸² Pièce C-ACEFQ-0008, p. 25.

¹⁸³ Pièce C-RNCREQ-0014, p. 14.

¹⁸⁴ Pièce B-0158, p. 9.

[303] La Régie a, dans le passé, approuvé les modalités relatives à l'utilisation de l'énergie en provenance de l'Entente¹⁸⁵. Il n'y a pas lieu de remettre en question ces modalités ni l'objectif de l'Entente. À l'instar du Distributeur, la Régie rappelle que les besoins couverts par l'Entente sont « *ceux qui se manifestent après que le Distributeur ait utilisé, de façon raisonnable, tous les moyens d'approvisionnement à sa disposition* »¹⁸⁶. L'Entente ne peut donc être considérée comme un outil à la disposition du Distributeur afin d'optimiser stratégiquement le coût de ses approvisionnements en énergie ou en puissance.

8.1.4 DÉPENSES PRÉVUES EN 2016 LIÉES AUX ENTENTES AVEC TCE ET GAZ MÉTRO

[304] L'ACEFQ recommande à la Régie que le Distributeur révise le coût associé à l'utilisation ou la non-utilisation de la centrale de TCE en 2016, qu'il réclame à titre de coût d'approvisionnement, et de faire la démonstration de l'utilité de ce coût révisé à sa clientèle de l'année témoin 2016 (approvisionnement en puissance lors des périodes de pointe).

[305] L'ACEFQ ajoute qu'à défaut d'une démonstration adéquate du Distributeur, elle recommande que la Régie refuse de reconnaître le montant de 8,75 M\$ lié aux contrats avec TCE et Gaz Métro comme coût d'approvisionnement du Distributeur en 2016.

[306] Le Distributeur ne prévoyant pas utiliser la centrale de TCE pour la pointe 2015-2016, l'ACEFQ est d'avis que ce montant de 8,75 M\$ n'est pas justifié¹⁸⁷.

[307] En réplique, le Distributeur souligne que ces coûts sont prévus dans l'entente avec TCE et approuvée par la Régie dans sa décision D-2015-179. Selon lui, la centrale de TCE pourrait être utilisée en période de pointe à l'hiver 2016-2017. Il indique également que tout écart entre les coûts réels et les coûts prévus des coûts d'approvisionnement de l'année témoin 2016 sera comptabilisé au compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité¹⁸⁸.

¹⁸⁵ Décisions D-2005-203, D-2007-83 et D-2009-107.

¹⁸⁶ Décision D-2013-206, p. 6, par 11.

¹⁸⁷ Pièce C-ACEFQ-0021, section 3.

¹⁸⁸ Pièce A-0062, p. 151 et 152.

[308] La Régie note que le montant de 8,75 M\$¹⁸⁹ correspond, sur une base annuelle, à une somme de 15 M\$, pour l'année 2016-2017, prévue à l'entente entre le Distributeur et TCE qu'elle a approuvée dans sa décision D-2015-179. Elle rappelle que cette somme correspond à des coûts fixes de mise à niveau de la centrale de TCE afin qu'elle puisse dorénavant être utilisée en période de pointe par le Distributeur, pour une période de 20 ans, se terminant en 2036¹⁹⁰.

[309] Considérant ce qui précède, la Régie approuve le montant de 8,75 M\$ lié à l'utilisation de la centrale de TCE à titre de coût d'approvisionnement de l'année témoin 2016.

8.1.5 BUDGET D'INVESTISSEMENT 2016 POUR LE PROGRAMME « CHARGES INTERRUPTIBLES RÉSIDENIELLES »

[310] Le Distributeur reporte d'un an le démarrage du projet de télécontrôle des chauffe-eau interruptibles¹⁹¹. L'impact de ce report sur le revenu requis du Distributeur en 2016 est estimé à 5,6 M\$, dont un montant de 3,9 M\$ à titre de coûts d'approvisionnement¹⁹².

[311] Considérant ce qui précède, la Régie réduit de 3,9 M\$ le coût des approvisionnements du Distributeur pour l'année témoin 2016.

8.1.6 COÛTS DES ACHATS POSTPATRIMONIAUX-TRANSACTIONS SOUS DISPENSE DES 4 ET 5 DÉCEMBRE 2014

[312] Le coût moyen des approvisionnements de court terme en 2014 a été supérieur d'environ 29 \$/MWh au prix associé au marché de référence. Selon le Distributeur, cet écart est dû aux achats de court terme qu'il a réalisés durant certaines heures sur les marchés autres que celui de New-York. Les achats ont dépassé la capacité de l'interconnexion du marché de référence (1 100 MW) pour près de la moitié des heures.

¹⁸⁹ Sept mois sur 12 mois de 15 M\$.

¹⁹⁰ Dossier R-3925-2015, pièce B-0005, p. 13, tableau A.1.

¹⁹¹ Pièce B-0126, p. 31.

¹⁹² Pièce B-0126, p. 32.

Ces achats sur les autres marchés ont été effectués à des prix qui étaient supérieurs à celui du marché de référence¹⁹³.

[313] L'examen du *Suivi détaillé des activités d'achats et de ventes du Distributeur 2014*¹⁹⁴ révèle que des achats de court terme particulièrement importants ont eu lieu les 4 et 5 décembre 2014, alors que les bâtonnets patrimoniaux utilisés à ces dates étaient insuffisants pour combler les besoins de la charge locale en cette période hivernale.

[314] Le Distributeur rappelle¹⁹⁵ que les achats de court terme, effectués sans recourir au mécanisme d'appel d'offres, permettent des ajustements fins pour corriger les déséquilibres offre/demande causés par les aléas prévisionnels, les aléas climatiques, les défauts éventuels de fournisseurs et les contraintes de transport.

[315] Le Distributeur indique qu'un événement réseau a eu pour conséquence des achats d'énergie d'urgence de tous les marchés avoisinants et des exportations qui ont été redirigées dans la zone de contrôle de TransÉnergie, dans le but d'assurer la fiabilité du réseau et d'éviter davantage de délestage à la clientèle québécoise¹⁹⁶.

[316] Les méfaits d'un tiers à l'origine de cet événement ont occasionné une indisponibilité de transport de l'ordre de 7 000 MW pour une ligne de transport en provenance de la Baie-James, privant ainsi la charge locale d'une partie de son approvisionnement en énergie patrimoniale.

[317] Selon le Distributeur, lorsqu'un tel événement survient, le Transporteur prend tous les moyens pour répondre à la contrainte de transport en respect des *Tarifs et conditions des services de transport*¹⁹⁷ (les Tarifs du Transporteur), notamment par l'arrêt des exportations, des appels d'énergie d'urgence des réseaux voisins, un abaissement de tension et l'appel au public, le tout, dans le but de minimiser le télé-délestage et le délestage cyclique¹⁹⁸. Lors de cet événement, 200 000 clients ont été délestés.

¹⁹³ Pièce B-0023, p. 12.

¹⁹⁴ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/TermElecDistrPlansAppro_Suivis.html.

¹⁹⁵ Pièce B-0158, p. 8.

¹⁹⁶ Pièce B-0079, p. 60.

¹⁹⁷ Art. 41.1 à 41.7.

¹⁹⁸ Pièce B-0158, p. 10.

[318] En vertu de l'article 41.3 des Tarifs du Transporteur, « [...] *les clients du service de transport ferme de point à point, les clients du réseau intégré et le Distributeur pour les clients de charge locale supportent tous une quote-part proportionnelle du coût total de la nouvelle répartition en fonction de leurs transactions respectives qui sont affectées par la nouvelle répartition* ».

[319] A cet égard, le Distributeur indique que la transaction la plus onéreuse, identifiée comme la transaction T0103389 au rapport de *Suivi détaillé des achats sous dispense par contrepartie*¹⁹⁹, représente la somme des coûts qui résultent de l'action du Transporteur pour pallier l'incident, lesquels ont été répartis entre la charge locale et les clients de point à point, selon la répartition reconnue des coûts de transport²⁰⁰.

[320] Par ailleurs, le Distributeur indique avoir transigé sur le marché pour s'approvisionner dans le continuum des actions entreprises par le Transporteur. Entre autres, il a racheté des positions d'exportations d'énergie ferme d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur) pour les rediriger vers la zone de contrôle du Transporteur et pour permettre l'accès aux interconnexions²⁰¹.

[321] La FCEI indique ne pas comprendre pourquoi l'électricité fournie par le Producteur, au cours de la période entourant cet événement, ne pouvait l'être à titre d'électricité patrimoniale.

[322] L'intervenante cite le décret 1277-2001 concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale²⁰² (le Décret patrimonial), qui prévoit que « [l']*approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale est assuré par la fourniture d'électricité produite ou achetée par le fournisseur [...]* », et indique qu'elle ne voit pas pourquoi l'électricité vendue le 4 décembre 2014 n'aurait pu se qualifier comme électricité patrimoniale²⁰³.

[323] La FCEI remet en question l'argument du Distributeur à l'effet que de petits bâtonnets patrimoniaux aient été utilisés, compte tenu de l'indisponibilité du réseau qui ne permettait pas d'acheminer l'électricité patrimoniale planifiée des ressources désignées.

¹⁹⁹ Pièce B-0123, p. 53.

²⁰⁰ En vertu des décisions D-2006-66 et D-2009-015.

²⁰¹ Pièce A-0060, p. 38.

²⁰² [2001] 46 G.O. II, 7705.

²⁰³ Pièce C-FCEI-0015, p. 8.

[324] La FCEI estime les surcoûts encourus pour l’approvisionnement en électricité postpatrimoniale au cours de cet événement à 10,5 M\$ et recommande à la Régie de réduire le compte de *pass-on* 2014 de cette somme pour l’établissement des tarifs 2016-2017.

[325] Pour sa part, le RNCREQ plaide qu’en offrant au Producteur la possibilité d’approvisionner les marchés québécois en électricité patrimoniale, via l’achat d’électricité, le Décret patrimonial reconnaît implicitement que l’électricité produite par le Producteur pourrait ne pas toujours être livrable et qu’il appartiendrait alors à ce dernier de s’approvisionner autrement. Selon l’intervenant, en vertu du texte et de l’esprit du Décret patrimonial, le fait que le chemin requis pour livrer, à partir de la centrale de son choix, n’est pas disponible, ne relève pas le Producteur de son obligation de livrer l’électricité patrimoniale. Il lui revient donc de trouver une autre source d’approvisionnement qui n’est pas affectée par la contrainte de transport dont, par exemple, un achat et une livraison via les interconnexions avec d’autres réseaux²⁰⁴.

[326] A l’instar de la FCEI, le RNCREQ demande à la Régie de radier du compte de *pass-on* 2014 un montant équivalent aux coûts encourus par le Distributeur afin de pallier le défaut du Producteur d’acheminer l’électricité patrimoniale.

[327] Selon le Distributeur :

« Toute thèse selon laquelle le Producteur serait responsable du transport de l’électricité patrimoniale ne repose absolument sur aucun fondement juridique. Je n’ai pas vu un argument qui permettait de soutenir cette thèse-là.

Le réseau de transport est au service de la charge locale lorsqu’on parle de la livraison du patrimonial. On ne parle pas du point à point. En fait que le réseau de transport est au service de la charge locale et il est au service des clients de point à point, ce qui reflète d’ailleurs la répartition quatre-vingt-huit (88), douze (12).

Or, lorsque le Producteur livre le patrimonial, il utilise le service de transport pour l’alimentation de la charge locale du Distributeur. C’est une réalité qui est

²⁰⁴ Pièce C-RNCREQ-0033, p. 11.

évidente puisque si le producteur était également responsable du transport, on s'entend que les coûts seraient autre chose »²⁰⁵.

[328] Pour livrer l'électricité patrimoniale, le Producteur utilise le service de transport pour l'alimentation de la charge locale du Distributeur, conformément aux Tarifs du Transporteur. Notamment, le Distributeur réfère à l'article 41.3 des Tarifs du Transporteur afin de justifier le partage des coûts entre le Transporteur et le Distributeur pour pallier une contrainte de transport :

« 41.3 Responsabilité des coûts occasionnés pour pallier les contraintes de transport : Lorsque le Transporteur met en œuvre des procédures de nouvelle répartition au moindre coût par suite d'une contrainte de transport, les clients du service de transport ferme de point à point, les clients du réseau intégré et le Distributeur pour les clients de charge locale supportent tous une quote-part proportionnelle du coût total de la nouvelle répartition en fonction de leurs transactions respectives qui sont affectées par la nouvelle répartition ».

Opinion de la Régie

[329] La Régie doit déterminer si le Producteur est dans l'obligation d'approvisionner le Distributeur en électricité patrimoniale pour les besoins de la charge locale, lorsqu'une indisponibilité du réseau de transport l'empêche de livrer l'électricité patrimoniale préalablement planifiée.

[330] En vertu de l'article 22 de la *Loi sur Hydro-Québec*²⁰⁶ (la LHQ), « l'approvisionnement en électricité patrimoniale tel qu'établi par la *Loi sur la Régie de l'énergie* » est assuré par Hydro-Québec.

[331] Pour sa part, le Décret patrimonial fixe les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale pour un volume de 165 TWh. Cet approvisionnement doit inclure tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité.

²⁰⁵ Pièce A-0060, p. 40 et 41.

²⁰⁶ RLRQ, c. H-5.

[332] En vertu du Décret patrimonial, l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale est assuré par la fourniture d'électricité produite ou achetée par le fournisseur²⁰⁷. Cette électricité est livrée au Distributeur aux points de raccordement du réseau de distribution, selon la demande et les besoins du Distributeur²⁰⁸. Le volume annuel d'électricité patrimoniale correspond aux volumes de consommation des marchés québécois, jusqu'à concurrence de 165 TWh, nets des pertes de transport et de distribution²⁰⁹.

[333] L'article 2 du Décret patrimonial a été invoqué par certains intervenants pour justifier une obligation qu'aurait le Producteur de livrer de l'énergie, produite ou achetée, pour la charge locale, à titre d'énergie patrimoniale, jusqu'aux points de raccordement du réseau de distribution. Une telle obligation incomberait au Producteur en toutes circonstances, même en situation de force majeure, lorsque des contraintes de transport sur le réseau résultant des agissements d'un tiers empêchent l'acheminement de l'électricité disponible.

[334] Bien que le Décret patrimonial ne soit pas un texte législatif, il participe au cadre réglementaire en vigueur et les différentes règles d'interprétation doivent en guider la lecture, avec les adaptations qui s'imposent.

[335] Selon la *Loi d'interprétation*, une loi doit recevoir « *une interprétation large, libérale, qui assure l'accomplissement de son objet et l'exécution de ses prescriptions suivant leurs véritables sens, esprit et fin* »²¹⁰. Par ailleurs, les dispositions d'une loi « *s'interprètent les unes par les autres en donnant à chacune le sens qui résulte de l'ensemble et qui lui donne effet* »²¹¹.

[336] Dans le même sens, selon la Cour suprême du Canada, en matière d'interprétation, « *il faut lire les termes d'une loi dans leur contexte global en suivant le sens ordinaire et grammatical qui s'harmonise avec l'esprit de la loi, l'objet de la loi et l'intention du législateur* »²¹².

²⁰⁷ Décret 1277-2001, [2001] 46 G.O. II, 7705, art. 1.

²⁰⁸ *Ibid.*, art. 2.

²⁰⁹ *Ibid.*, art. 3.

²¹⁰ *Loi d'interprétation*, RLRQ, c. I-16, art. 41.

²¹¹ *Ibid.*, art. 41.1.

²¹² *Opitz c. Wrzesnewskyj*, [2012] 3 RCS 76, 95.

[337] L'interprétation des articles du Décret patrimonial, dans leur contexte et l'un par rapport à l'autre, permet de conclure que l'article 2 vise à confirmer la livraison de l'entièreté des volumes d'énergie patrimoniale au bénéfice de la charge locale et d'obliger le Producteur à assumer les pertes et services complémentaires associés à l'énergie patrimoniale, sans frais supplémentaires pour la charge locale.

[338] Selon la Régie, le Producteur a l'obligation d'utiliser l'ensemble de ses ressources pour assurer la livraison de l'électricité patrimoniale, « *selon la demande et les besoins du distributeur d'électricité* »²¹³, mais l'esprit et la lettre du Décret patrimonial prévoient un cadre de nature prévisionnelle. Ainsi, les ressources du Producteur doivent toutes être mises à contribution afin de planifier la livraison, dans le but de satisfaire l'approvisionnement de la demande et des besoins du Distributeur.

[339] Conclure autrement imposerait au Producteur la responsabilité du transport de l'électricité patrimoniale et il est vraisemblable, tel que le Distributeur l'a exprimé, que « *si le producteur était également responsable du transport, on s'entend que les coûts seraient autre chose* »²¹⁴.

[340] L'opérationnalisation et les conditions de transport de l'électricité se retrouvent aux Tarifs du Transporteur. En l'occurrence, les dispositions du chapitre IV relatives au transport de l'électricité pour la charge locale, notamment les articles 41.1 à 41.3, précisent les modalités applicables lorsque survient une contrainte de transport sur le réseau.

[341] Les articles 36.1 et 36.2 des Tarifs du Transporteur indiquent l'étendue du service de transport pour la charge locale et la responsabilité du Transporteur à l'égard du transport de cette électricité :

« 36.1 Étendue du service : Le service de transport pour l'alimentation de la charge locale est un service de transport qui permet au Distributeur d'utiliser efficacement et économiquement ses ressources (de même que les autres ressources non désignées) pour alimenter sa charge locale, ainsi que toute charge additionnelle pouvant être désignée conformément à l'article 39.3 des présentes. Le Distributeur doit assurer ou obtenir de ses fournisseurs que ceux-ci assurent les services complémentaires requis pour la sécurité et la fiabilité de

²¹³ Décret 1277-2001, art. 2, *in fine*.

²¹⁴ Pièce A-0060, p. 41.

l'alimentation de la charge locale et qui sont énumérés dans l'Annexe 8 des présentes.

36.2 Responsabilités du Transporteur : Le Transporteur planifie, construit, exploite et entretient son réseau de transport et il contrôle les mouvements d'énergie dans sa zone de réglage, conformément aux pratiques usuelles des services publics, afin de fournir un service de transport pour la livraison de puissance et d'énergie à partir des ressources du Distributeur, de manière à alimenter les charges des clients de charge locale à partir du réseau du Transporteur. Le Distributeur doit désigner les ressources qui sont disponibles, sous le contrôle du Transporteur, pour alimenter sa charge locale. Le Transporteur doit inclure la charge locale du Distributeur aux fins de la planification de son réseau de transport et doit, conformément aux pratiques usuelles des services publics, s'efforcer de construire, et mettre en service, une capacité de transfert suffisante pour livrer les ressources du Distributeur de manière à desservir d'une façon fiable les clients de charge locale ».

[342] À ces dispositions applicables à la charge locale, s'ajoutent les articles 10.1 et 10.2 des Tarifs du Transporteur qui précisent la responsabilité du Transporteur en cas de force majeure et l'obligation d'indemnisation de ses clients :

« 10 Responsabilité

10.1 Force majeure : S'entend des cas fortuits, conflits de travail, actes de l'ennemi public, guerres, insurrections, émeutes, incendies, tempêtes, inondations ou verglas, explosions, bris ou accidents des machines ou de l'équipement, réductions, ordonnances, réglementations ou restrictions imposées par un gouvernement militaire ou des autorités civiles légalement établies, ou toute autre cause indépendante de la volonté d'une partie. Ni le Transporteur ni le client du service de transport ne seront jugés en défaut à l'égard de toute obligation prévue aux présentes s'ils sont dans l'impossibilité d'exécuter l'obligation du fait d'une force majeure. Toutefois, la partie dont l'exécution de ses obligations en vertu des présentes est empêchée par un cas de force majeure doit faire tous les efforts raisonnables pour exécuter ses obligations prévues aux présentes.

10.2 Indemnisation : Le client du service de transport est tenu, en tout temps, de prendre fait et cause pour le Transporteur et de l'indemniser pour tous les dommages, pertes, demandes, notamment les demandes et procédures liées à des blessures ou au décès d'une personne ou à des dommages matériels, réclamations, poursuites, recouvrements, coûts et dépenses, frais judiciaires, honoraires d'avocats, et toutes les autres obligations envers un tiers, qui

découlent ou résultent de l'exécution par le Transporteur de ses obligations en vertu des présentes au nom du client du service de transport, sauf en cas de négligence grossière ou de faute intentionnelle du Transporteur ».

[343] Il ressort de l'examen du cadre normatif applicable que le Distributeur dispose, à sa charge, du service de transport pour alimenter la charge locale. De ce fait, le Producteur n'a pas l'obligation d'approvisionner le Distributeur en électricité patrimoniale lorsque l'état du réseau de transport empêche la livraison de cette électricité, telle que prévue et rendue disponible.

[344] Par ailleurs, considérant les faits exposés et la situation de force majeure qui prévalait sur le réseau de transport au moment des événements survenus les 4 et 5 décembre 2014, **la Régie se déclare satisfaite de la preuve fournie par le Distributeur relativement aux transactions d'urgence associées à cet événement.**

[345] En accueillant une objection du Distributeur lors de l'audience, la Régie a précisé que dans le cadre d'une demande tarifaire, seuls les coûts associés aux approvisionnements et à leur acquisition par le Distributeur pour l'année témoin projetée sont pertinents²¹⁵.

[346] **La Régie demande par ailleurs au Distributeur de tenir une séance de travail portant sur la procédure d'approvisionnement des achats de court terme sous dispense, dans le cadre de l'examen de son prochain plan d'approvisionnement.**

8.2 ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

[347] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente les achats d'électricité au montant de 6 356,3 M\$ pour l'année témoin 2016. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquentment ajusté à 6 352,0 M\$. En audience, le Distributeur met à jour certains paramètres, dont la mise à jour des approvisionnements en électricité patrimoniale et postpatrimoniale (voir la section 8.1) ainsi que la mise à jour du compte de *pass-on* de 2015 selon la prévision 10 mois réels et 2 mois projetés de 2015 (voir la section 4.4).

²¹⁵ Pièce A-0058, p. 130.

[348] Tel que présenté au tableau suivant, les achats d'électricité du Distributeur passent de 5 907,8 M\$, montant autorisé pour l'année 2015, à 6 232,8 M\$ en 2016, soit une hausse de 325,0 M\$ (5,5 %).

TABLEAU 13
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

(en M\$)	2014 Année historique	2015 (D-2015-018)	2015 Année de base	2016 Année témoin Initiale	2016 Année témoin Révisée (1)	2016 Année témoin Révisée (2)	Variation Année témoin 2016 vs 2015 (D-2015-018)	
Électricité patrimoniale	4 508,2	4 515,0	4 534,2	4 534,4	4 534,4	4 515,2	0,2	0,0 %
Électricité postpatrimoniale	1 684,6	1 434,9	1 717,1	1 591,4	1 591,4	1 549,9	115,0	8,0 %
Tarif de gestion de la consommation	25,8	0,0	13,5	0,0	0,0	0,0	0,0	
Ajustement des contrats spéciaux	(247,4)	(177,9)	(154,9)	(145,0)	(149,3)	(191,2)	(13,3)	7,5 %
Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité 2012-2015	(354,2)	135,8	8,0	375,5	375,5	358,9	223,1	(164,3 %)
<i>Compte de pass-on 2012</i>	(4,3)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
<i>Compte de pass-on 2013</i>	(27,9)	0,0	0,0	56,4	56,4	56,4	56,4	
<i>Compte de pass-on 2014</i>	(322,0)	135,8	135,8	191,3	191,3	191,3	55,5	
<i>Compte de pass-on 2015</i>	0,0	0,0	(127,8)	127,8	127,8	111,2	111,2	
Total	5 617,0	5 907,8	6 117,9	6 356,3	6 352,0	6 232,8	325,0	5,5 %

Sources : Pièce B-0022, p. 6; pièce B-0128, p. 11 et pièce B-0145, p. 7.

Note 1 : Mise à jour en suivi de la décision D-2015-189 relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP.

Note 2 : Mise à jour de certains paramètres en audience, incluant la mise à jour en suivi de la décision D-2015-189.

Note 3 : IFRS pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015; US GAAP pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

[349] La hausse de 325,0 M\$ (5,5 %) s'explique principalement par une augmentation des achats d'électricité postpatrimoniale de 115,0 M\$ (8,0 %) et par la variation des comptes de *pass-on* 2013 à 2015 totalisant 223,1 M\$.

[350] **La Régie accepte le versement des soldes des comptes de *pass-on* pour l'achat d'électricité de 2013, 2014 et 2015, respectivement de 56,4 M\$, de 191,3 M\$ et de 111,2 M\$, dans les revenus requis de l'année témoin 2016 (voir la section 4.4).**

[351] **La Régie approuve, pour l'année témoin 2016, des achats d'électricité au montant de 6 235,1 M\$, considérant les ajustements suivants :**

- **réduction de 3,9 M\$ à titre des coûts d'approvisionnement reliée au repositionnement du programme « Charges interruptibles résidentielles » (voir la section 8.1.5);**

- **ajustement des contrats spéciaux estimé à un montant débiteur de 6,2 M\$ découlant des ordonnances de la décision D-2016-029 (dossier R-3934-2015)²¹⁶.**

9. REVENUS DES VENTES NETS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

[352] En audience, le Distributeur indique que la mise à jour de certains paramètres a pour effet de créer une réduction de 16 M\$ des revenus des ventes nets des achats prévus pour l'année témoin 2016²¹⁷. Cette réduction est due à la baisse des ventes prévues de même qu'à certaines anticipations relatives au transfert de clients industriels, actuellement au tarif L, vers les contrats spéciaux²¹⁸.

[353] La Régie présente ci-après un tableau de l'historique des revenus des ventes nets des achats et constate que le Distributeur a réalisé des excédents à son avantage pendant cinq années consécutives. Ces excédents totalisent 271,3 M\$ de 2010 à 2014.

TABLEAU 14
HISTORIQUE DES REVENUS DES VENTES NETS
DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ 2010-2015

<i>(en M\$)</i>	<i>2010</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i> <i>(réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2015</i> <i>(réel 9/12 - budget 3/12)</i>	<i>2015</i> <i>(réel 10/12 - budget 2/12)</i>
Revenus nets des achats d'électricité	78,3	37,6	33,1	71,0	51,3	25,2	7	(4)

Sources : Pièce B-0068, p. 28; pièce B-0099, p. 16 et pièce B-0141, p. 18.

[354] Le Distributeur attribue les excédents de rendement associés aux revenus des ventes nets des achats à l'incertitude inhérente au contexte d'affaires :

²¹⁶ Le montant estimé à 6,2 M\$ représente un ajustement aux contrats spéciaux découlant de la charge locale de transport.

²¹⁷ Pièce B-0127, p. 4.

²¹⁸ Pièce A-0038, p. 26, 108 et 109.

« Les ventes d'électricité et les revenus qui en découlent sont soumis à des aléas climatiques et économiques ainsi qu'à des évènements fortuits chez les clients du secteur industriel grandes entreprises »²¹⁹.

[355] Le Distributeur précise que les écarts entre les revenus unitaires prévus et réels ont un impact direct sur le revenu net des achats :

« Plusieurs éléments peuvent expliquer les variations des profils mensuels de revenus :

- *la démarcation, soit des ventes et des revenus alloués à une année alors que la livraison de l'électricité aux clients a eu lieu l'année précédente;*
- *l'écart de prévision des ventes, qui influence les profils mensuels, puisque les revenus découlent de la consommation des clients selon les différentes composantes tarifaires;*
- *la mensualisation des revenus provenant des factures, qui ne coïncident pas avec les mois du calendrier »²²⁰.*

[356] La prévision des revenus unitaires par tarif est élaborée à partir de modèles utilisant des ventes et des revenus moyens unitaires réels historiques par tarifs²²¹. Plus spécifiquement, le Distributeur explique que *« [...] les revenus sont prévus à l'aide de modèles économétriques permettant de modéliser les revenus unitaires mensuels historiques en fonction de variables explicatives comme les profils mensuels des ventes, les variables de température (lorsque requises) et les indicateurs de prix »²²².*

[357] À l'égard de l'efficacité de sa méthode de prévision des revenus unitaires, le Distributeur indique qu'il a apporté des améliorations à ses modèles et précise que *« [p]our l'instant, seuls les écarts pour les années 2013 et 2014 sont disponibles et il n'est pas opportun de tirer des tendances à partir de ces écarts »²²³.*

[358] Le Distributeur rappelle qu'il s'est doté de nouveaux modèles de prévisions des ventes et des revenus unitaires dans le cadre du dossier R-3814-2012 *« dans l'optique d'utiliser le maximum d'information des variables économiques et de ne pas avoir recours à des provisions »*. Le Distributeur ajoute que *« [c]ompte tenu des aléas auxquels*

²¹⁹ Pièce B-0068, p. 29 et 30.

²²⁰ Pièce B-0099, p. 20 et 21.

²²¹ Pièce B-0079, p. 3.

²²² Pièce B-0075, p. 28.

²²³ Pièce B-0079, p. 12.

est soumise la prévision du Distributeur, l'impact de ces améliorations pourra être apprécié, non pas sur une ou deux années, mais bien sur plusieurs »²²⁴.

[359] Pour les différentes catégories de consommateurs, le Distributeur présente au tableau suivant les coefficients de détermination de ses modèles de prévision de revenus unitaires. Un coefficient de détermination est une mesure de la qualité du modèle, soit la proportion de la variation totale des revenus unitaires expliquée par la variation des variables explicatives retenues. Le Distributeur note que ses coefficients de détermination sont très élevés et varient entre 85,3 % et 99,7 %²²⁵.

TABLEAU 15
COEFFICIENT DE DÉTERMINATION DES MODÈLES DE REVENUS UNITAIRES

Catégories de consommateurs	R-carré
D et DM	98,2%
DT	93,4%
G	99,7%
G-9	98,4%
M	98,9%
LG ⁽¹⁾	
LG commercial et institutionnel	93,5%
LG réseaux municipaux	92,4%
L ⁽¹⁾	
L pâtes et papiers	93,9%
L pétrole et chimie	91,7%
L sidérurgie, fonte et affinage	89,8%
L mines	85,3%
L divers	90,7%

(1) les revenus prévus aux tarifs LG et L sont obtenus à l'aide des modèles par clientèles ou secteurs industriels.

Source : Pièce B-0099, p. 20.

[360] La FCEI estime que la récurrence et l'importance des revenus des ventes nets des achats, toujours en faveur du Distributeur depuis 2010, suggèrent fortement la présence d'un biais dans la méthode de prévision des revenus unitaires. L'intervenante constate qu'un écart de 50 M\$ subsiste en 2014, malgré les modifications apportées à la méthode de démarcation des ventes depuis 2012. La FCEI estime que cette situation est inéquitable et va à l'encontre de l'intérêt public et de celui des clients²²⁶.

²²⁴ Pièce B-0126, p. 11.

²²⁵ Pièce B-0099, p. 19.

²²⁶ Pièce C-FCEI-0015, p. 5.

[361] La FCEI réitère sa recommandation de mettre en place un compte d'écart sur les revenus des ventes nets des achats « [...] [afin] *d'éviter que les clients soient pénalisés par des excédents de revenus futurs nets des achats pour 2016 et les années subséquentes* »²²⁷. L'intervenante ajoute que les bénéfices d'un tel compte seraient multiples, considérant le cadre tarifaire actuel, notamment celui de réduire le risque d'affaires du Distributeur et « *conduire à un taux de rendement sur l'équité plus faible dans le futur au bénéfice des clients* »²²⁸.

[362] Quant aux modalités relatives à la mise en place d'un compte d'écart sur les revenus des ventes nets des achats, la FCEI privilégie un amortissement intégral du compte d'écart à la première année suivant la constatation de l'écart. L'intervenante s'en remet toutefois à la discrétion de la Régie de privilégier un amortissement sur 3 à 5 ans si elle estime que cette approche est susceptible de moins affecter la stabilité des tarifs. L'intervenante recommande également que ce compte d'écart soit rémunéré selon la méthode établie aux paragraphes 333 et 334 de la décision D-2015-018²²⁹.

[363] **La Régie prend acte des efforts du Distributeur pour améliorer ses modèles de prévision des ventes et des revenus unitaires depuis 2012.** Ces changements doivent contribuer à améliorer la performance prévisionnelle à court terme et réduire les risques d'écart importants, conditionnellement à ce que les variables significatives utilisées dans ces modèles soient pertinentes et justifiées.

[364] D'autre part, la Régie reconnaît également que peu d'années se sont écoulées depuis la révision de la méthode de prévision des revenus unitaires par tarif. Elle ne juge donc pas opportun de tirer des conclusions des écarts constatés en 2013 et 2014. De plus, à la lecture des mises à jour présentées par le Distributeur, la Régie constate un revirement de la situation des revenus des ventes nets des achats prévus pour l'année de base 2015. Alors qu'ils étaient prévus être de +25,2 M\$²³⁰ au moment du dépôt de la preuve initiale, le Distributeur révisé sa prévision à -4 M\$²³¹, dans une mise à jour 10 mois réels et 2 mois projetés pour l'année 2015. **Pour ces raisons, la Régie ne juge pas nécessaire, pour le moment, de mettre en place un compte d'écart sur les revenus des ventes nets des achats, tel que recommandé par la FCEI.**

²²⁷ Pièce C-FCEI-0015, p. 6.

²²⁸ Pièce C-FCEI-0015, p. 7.

²²⁹ Pièce C-FCEI-0017, p. 1.

²³⁰ Pièce B-0068, p. 28.

²³¹ Pièce B-0141, p. 18.

[365] Cependant, malgré les prévisions suggérant que, pour une première fois depuis 2010, les revenus des ventes nets des achats soient négatifs en 2015, la Régie ne peut ignorer que le Distributeur a effectivement réalisé des revenus des ventes nets des achats à son avantage, totalisant 271,3 M\$ entre 2010 et 2014, et qu'une sous ou surestimation des revenus unitaires par tarif a un impact important sur les revenus des ventes nets des achats du Distributeur.

[366] Pour ces raisons, la Régie reconnaît l'impact de la mise à jour de certains paramètres de la prévision des ventes ainsi que le coût des approvisionnements pour l'année 2016. Elle ne reconnaît cependant pas l'estimation que fait le Distributeur quant à l'impact qu'aura cette mise à jour sur les revenus des ventes. Par conséquent, la Régie demande au Distributeur de hausser sa prévision des revenus des ventes de 16 M\$ pour l'année témoin 2016.

[367] La Régie demande que soit présenté, au même titre que pour la prévision des besoins en énergie, à partir de la demande tarifaire 2017-2018, un suivi de la performance de la méthode de prévision des revenus unitaires par tarif. Ce suivi devra inclure :

- **un tableau sommaire présentant l'évolution des coefficients de détermination des modèles utilisés pour sa prévision des revenus unitaires par tarif²³²;**
- **une section présentant l'évolution et les explications relatives aux écarts prévisionnels des revenus unitaires par tarif pour l'année de base.**

10. SERVICE DE TRANSPORT

[368] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente les coûts du service de transport au montant de 2 783,6 M\$ pour l'année témoin 2016. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à 2 829,1 M\$. En audience, le Distributeur met à jour certains paramètres, dont la charge locale de transport.

²³² Pièce B-0099, p. 20, tableau R-5.4.

[369] Les coûts du service de transport attribuables au Distributeur s'élèvent à 2 813,2 M\$ pour l'année témoin 2016, tels que présentés au tableau suivant.

TABLEAU 16
SERVICE DE TRANSPORT

<i>(en M\$)</i>	<i>2014</i> <i>Année historique</i>	<i>2015</i> <i>(D-2015-018)</i>	<i>2015</i> <i>Année de base</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i> <i>Initiale</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i> <i>Révisée (1)</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i> <i>Révisée (2)</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2016</i> <i>vs 2015 (D-2015-018)</i>	
Charge locale	2 765,3	2 796,6	2 801,6	2 776,3	2 821,8	2 805,9	9,3	0,3 %
Ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur	0,0	(7,6)	(7,6)	2,3	2,3	2,3	9,9	130,3 %
Compte d'écarts - Charge locale de transport 2013	(30,3)	(0,6)	(0,6)	0,0	0,0	0,0	0,6	100,0 %
Compte d'écarts - Charge locale de transport 2014	4,3	(4,5)	(4,5)	0,0	0,0	0,0	4,5	100,0 %
Compte d'écarts - Charge locale de transport 2015	0,0	0,0	(5,0)	5,0	5,0	5,0	5,0	
Total	2 739,3	2 783,9	2 783,9	2 783,6	2 829,1	2 813,2	29,3	1,1 %

Sources : Pièce B-0022, p. 6; pièce B-0128, p. 11 et pièce B-0145, p. 7.

Note 1 : Mise à jour en suivi de la décision D-2015-189 relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP.

Note 2 : Mise à jour de certains paramètres en audience, incluant la mise à jour en suivi de la décision D-2015-189.

Note 3 : IFRS pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015; US GAAP pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

Coût estimé de la charge locale de transport

[370] Conformément à la décision D-2007-12²³³, le Distributeur projette son coût de transport applicable au coût de service de l'année témoin selon sa meilleure estimation, laquelle s'appuie sur la demande tarifaire du Transporteur pour l'année témoin 2016. Dans sa demande révisée, le Transporteur estime à 2 805,9 M\$²³⁴ ses revenus du service de transport pour l'alimentation de la charge locale.

[371] Le 2 mars 2016, la Régie a rendu sa décision D-2016-029²³⁵ relative à la demande tarifaire 2016 du Transporteur, dans laquelle elle autorise un coût de la charge locale de transport au montant de 2 743,6 M\$, soit une baisse de 62,3 M\$ par rapport à la demande révisée au montant de 2 805,9 M\$.

[372] La décision D-2008-024²³⁶ permet, dans l'éventualité où la décision sur la demande tarifaire du Transporteur est rendue avant celle du Distributeur, que tout ajustement de la facture de la charge locale de transport soit reflété aux revenus requis de l'année témoin du Distributeur.

²³³ Page 21.

²³⁴ Dossier R-3934-2015, pièce B-0103, p. 10, tableau 7.

²³⁵ Page 86, par. 360.

²³⁶ Page 19.

[373] La Régie demande au Distributeur d'ajuster le coût de la charge locale de transport pour l'année témoin 2016 à un montant estimé de 2 743,6 M\$.

Ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur

[374] Le Distributeur projette son coût de transport applicable au coût de service de l'année témoin selon sa meilleure estimation, laquelle s'appuie sur la demande tarifaire du Transporteur pour l'année témoin 2016. Dans cette demande, le Transporteur estime à 2,3 M\$ l'ajustement de ses revenus du service de transport de point à point attribuable au Distributeur²³⁷.

[375] La Régie approuve l'ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur attribuable au Distributeur, au montant estimé à 2,3 M\$ pour l'année témoin 2016.

Disposition du compte d'écarts 2015

[376] Conformément à la décision D-2015-018²³⁸, le Distributeur a pris en compte un montant de 2 796,6 M\$ pour la charge locale dans ses revenus requis de l'année témoin 2015. Conséquemment, un montant de 5,0 M\$ correspondant à l'écart avec la charge locale de 2 801,6 M\$²³⁹ reconnue pour le Transporteur est versé au compte d'écarts hors base pour l'année 2015. Les intérêts sur ce montant sont négligeables. Le solde du compte au 31 décembre 2015 de 5,0 M\$ est versé dans les revenus requis de l'année témoin 2016.

[377] La Régie approuve la disposition du compte d'écarts 2015 de la charge locale de transport au montant de 5,0 M\$, dans les revenus requis de l'année témoin 2016.

²³⁷ Dossier R-3934-2015, pièce B-0028, p. 9, tableau 4.

²³⁸ Page 127, par. 503.

²³⁹ Décision D-2015-031, p. 6, par. 13.

11. COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SERVICES À LA CLIENTÈLE

[378] Les coûts de distribution et des SALC totalisent 2 803,1 M\$ pour l'année témoin 2016 et sont en baisse de 197,2 M\$ (-6,6 %) par rapport aux montants autorisés pour l'année 2015. Le tableau suivant présente les composantes des coûts de distribution et des SALC.

[379] En 2016, le Distributeur propose deux modifications en ce qui a trait à la présentation des coûts liés aux ententes pour la clientèle à faible revenu (voir la section 11.1.2.2). Ainsi, il présente au tableau suivant les données redressées.

TABLEAU 17
COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SALC

(en M\$)	2014 Année historique (1)	2015 (D-2015-018) (1)	2015 Année de base Révisée (2)	2016 Année témoin Initiale	2016 Année témoin Révisée (2)	2016 Année témoin Révisée (3)	Variation Année témoin 2016 vs 2015 (D-2015-018)	
Charges d'exploitation	1 268,8	1 304,6	1 317,7	1 260,5	1 271,5	1 251,2	(53,4)	(4,1 %)
Autres charges	985,3	906,5	895,1	788,1	796,6	780,2	(126,3)	(13,9 %)
Frais corporatifs	30,4	30,8	31,5	30,1	30,6	30,6	(0,2)	(0,6 %)
Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation	859,8	758,4	774,0	751,7	753,0	741,1	(17,3)	(2,3 %)
Total	3 144,3	3 000,3	3 018,3	2 830,4	2 851,7	2 803,1	(197,2)	(6,6 %)

Sources : Pièce B-0026, p. 5; pièce B-0128, p. 11 à 13 et pièce B-0145, p. 7 à 9.

Note 1 : Tient compte de la présentation du montant associé aux rabais sur ventes-MFR en réduction des ventes plutôt qu'à titre de dépense de mauvaises créances.

Note 2 : Mise à jour en suivi de la décision D-2015-189 relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP.

Note 3 : Mise à jour de certains paramètres en audience, incluant la mise à jour en suivi de la décision D-2015-189.

Note 4 : IFRS pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015; US GAAP pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

[380] Dans les sections qui suivent, la Régie traite de chacune des rubriques des coûts de distribution et des SALC. Il s'agit des charges d'exploitation (section 11.1), des autres charges (section 11.2), des frais corporatifs (section 11.3) et du rendement de la base de tarification (section 11.4).

11.1 CHARGES D'EXPLOITATION

[381] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente des charges d'exploitation au montant de 1 260,5 M\$ pour l'année témoin 2016. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à 1 271,5 M\$. En audience, le Distributeur met à jour certains paramètres, dont le renversement du solde du compte

d'écarts-Événements imprévisibles en réseaux autonomes au montant de 20,3 M\$, en conformité avec la décision D-2015-150.

[382] Les charges d'exploitation s'élèvent à un montant total de 1 251,2 M\$ pour l'année témoin 2016, soit une baisse de 53,4 M\$ (-4,1 %) par rapport au montant autorisé en 2015. Le tableau suivant présente le détail des charges d'exploitation.

TABLEAU 18
CHARGES D'EXPLOITATION

(en M\$)	2014 Année historique (1)	2015 (D-2015-018) (1)	2015 Année de base Révisée (2)	2016 Année témoin Initiale	2016 Année témoin Révisée (2)	2016 Année témoin Révisée (3)	Variation Année témoin 2016 vs 2015 (D-2015-018)
Charges brutes directes	1 043,4	1 094,1	1 103,5	1 052,2	1 062,6	1 042,3	(51,8) (4,7 %)
Masse salariale	700,3	675,3	681,0	624,3	640,7	640,7	(34,6) (5,1 %)
Autres charges directes	400,7	465,3	471,0	474,3	468,3	448,0	(17,3) (3,7 %)
Récupération de coûts	(57,6)	(46,5)	(48,5)	(46,4)	(46,4)	(46,4)	0,1 (0,2 %)
Charges de services partagés	546,7	539,3	538,6	512,3	517,1	517,1	(22,2) (4,1 %)
Coûts capitalisés	(321,3)	(328,8)	(324,4)	(304,0)	(308,2)	(308,2)	20,6 (6,3 %)
Total	1 268,8	1 304,6	1 317,7	1 260,5	1 271,5	1 251,2	(53,4) (4,1 %)

Sources : Pièce B-0026, p. 5; pièce B-0128, p. 11 à 13 et pièce B-0145, p. 7 à 9.

Note 1 : Tient compte de la présentation du montant associé aux rabais sur ventes-MFR en réduction des ventes plutôt qu'à titre de dépense de mauvaises créances.

Note 2 : Mise à jour en suivi de la décision D-2015-189 relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP.

Note 3 : Mise à jour de certains paramètres en audience, incluant la mise à jour en suivi de la décision D-2015-189.

Note 4 : IFRS pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015; US GAAP pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

11.1.1 APPROCHE SPÉCIFIQUE

[383] Dans un premier temps, la Régie analyse les charges d'exploitation de façon spécifique, en examinant chaque rubrique, soit les charges brutes directes, les charges de services partagés et les coûts capitalisés. Dans un deuxième temps, ces charges sont examinées de façon globale (voir la section 11.1.2).

11.1.1.1 Charges brutes directes

[384] Les charges brutes directes se composent de la « Masse salariale » et des « Autres charges directes » et sont réduites de la « Récupération des coûts ».

Masse salariale et effectifs

[385] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présentait une masse salariale au montant de 624,3 M\$ pour l'année témoin 2016. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à 640,7 M\$, afin de tenir compte de la révision du coût de retraite.

[386] La masse salariale est en baisse de 34,6 M\$ (-5,1 %) en 2016 par rapport au montant autorisé pour l'année 2015.

[387] Le tableau suivant détaille les composantes de la masse salariale et présente l'évolution des effectifs du Distributeur pour les années 2014 à 2016.

TABLEAU 19
MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS

<i>(en M\$)</i>	<i>2014</i> <i>Année historique (D-2015-018)</i>	<i>2015</i> <i>Année de base Révisée (1)</i>	<i>2015</i> <i>Année de base Révisée (1)</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin Initiale</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin Révisée (1)</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2016 vs 2015 (D-2015-018)</i>	
Salaire de base	404,7	428,6	425,5	437,3	437,3	8,7	2,0 %
Temps supplémentaire	43,3	35,0	42,5	39,2	39,2	4,2	12,0 %
Primes et revenus divers	29,1	28,4	27,4	26,7	26,7	(1,7)	(6,0 %)
	477,1	492,0	495,4	503,2	503,2	11,2	2,3 %
Avantages sociaux	223,2	183,3	185,6	121,1	137,5	(45,8)	(25,0 %)
Total	700,3	675,3	681,0	624,3	640,7	(34,6)	(5,1 %)
ETC total	6 037	6 085	5 997	5 905	5 905	(180)	(3,0 %)

Sources : Pièce B-0027, p. 5 et 8; pièce B-0128, p. 11 et pièce B-0145, p. 7.

Note 1 : Mise à jour en suivi de la décision D-2015-189 relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP.

Note 2 : IFRS pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015; US GAAP pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

[388] La baisse de 34,6 M\$ (-5,1 %) provient principalement d'une diminution des avantages sociaux pour un montant de 45,8 M\$ qui s'explique, notamment, par la variation du coût de retraite (-58,8 M\$) et des comptes d'écarts du coût de retraite pour la

masse salariale (13,5 M\$) (voir la section 11.1.2.2). N'eut été de la diminution des avantages sociaux, la masse salariale serait en hausse de 11,2 M\$ (2,3 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2015.

[389] Le nombre d'équivalent temps complet (ETC) du Distributeur s'élève à 5 905 en 2016, soit une baisse de 180 ETC (-3,0 %) par rapport au nombre autorisé pour l'année 2015 de 6 085 ETC et une baisse de 132 ETC (-2,2 %) par rapport au nombre de 6 037 ETC pour l'année historique 2014.

[390] La Régie observe une hausse des salaires de base de 32,6 M\$ (8,1 %) en 2016, par rapport au montant de l'année historique 2014. Cette hausse s'explique principalement par les éléments suivants :

- augmentations salariales totalisant 28,3 M\$ (7,0 %), plus particulièrement celles convenues aux conventions collectives et de l'intégration du régime d'intéressement corporatif dans les échelles salariales des employés syndiqués en 2015;
- progression salariale de l'ensemble des employés pour un montant de 13,5 M\$ (3,3 %);
- diminution de 132 ETC correspondant à une baisse de 9,2 M\$ des salaires de base, laquelle est composée essentiellement des éléments suivants :
 - baisse nette de 327 ETC découlant du Projet LAD,
 - baisse additionnelle de 94 ETC attribuable à l'amélioration de la performance organisationnelle,
 - hausse de 274 ETC (20,5 M\$) attribuable au renouvellement de la main-d'oeuvre affectée aux activités opérationnelles du Distributeur, afin de répondre à la croissance des activités liées aux nouveaux abonnements, d'assurer la pérennité du réseau de distribution et de maintenir la qualité de service,
 - hausse de 23 ETC (1,7 M\$) relative à la stratégie pour la clientèle à faible revenu²⁴⁰.

²⁴⁰ Pièce B-0075, p. 36, 37 et 39.

[391] Tel qu'illustré au tableau suivant, la Régie observe également une surestimation moyenne des salaires de base, entre le montant autorisé et le réel, de 35,0 M\$ sur la période 2010 à 2014, malgré les réductions demandées par la Régie dans ses décisions précédentes.

TABLEAU 20
ÉVOLUTION DES SALAIRES DE BASE

<i>(en M\$)</i>	<i>Année témoin (autorisée et ajustée)</i>	<i>Année de base</i>	<i>Année historique</i>	<i>Variation Année historique vs Autorisée</i>	
2010	507,2	488,4	479,3	(27,9)	(5,5 %)
2011	489,6	500,8	466,7	(22,9)	(4,7 %)
2012	490,6	478,9	447,8	(42,8)	(8,7 %)
2013	475,7	439,4	422,2	(53,5)	(11,2 %)
2014	432,8	422,6	404,7	(28,1)	(6,5 %)
2015	428,6 ¹	425,5		(3,1)	(0,7 %)
2016	437,3				

Sources: Pièce B-0027, p. 5 et dossier R-3905-2014, décision D-2015-018, p. 134, tableau 20.

Note 1 : Le montant autorisé de 428,6 M\$ pour l'année 2015 inclut une réduction globale de 20,0 M\$ demandée par la Régie dans sa décision D-2015-018.

[392] Questionné à ce sujet, le Distributeur justifie les écarts de prévision des salaires de base entre l'année témoin et l'année historique par l'évolution du nombre d'ETC. Il confirme que les écarts entre le nombre d'ETC de l'année témoin et celui de l'année historique proviennent en majeure partie des gains d'efficience non anticipés. Il explique que la prise en compte des pistes d'efficience dans l'élaboration de ses prévisions doit se faire de façon prudente, celles-ci devant être mises en œuvre dans le respect des conventions collectives et en lien avec les enjeux organisationnels. Il indique que l'établissement de la prévision du nombre d'ETC est également tributaire du moment où les mouvements de personnel, tels que les départs à la retraite, se produisent²⁴¹.

²⁴¹ Pièce B-0126, p. 16.

[393] D'après les écarts observés entre les montants autorisés et ceux réalisés de 2010 à 2014, la Régie estime que le Distributeur devrait améliorer ses prévisions des salaires de base en tenant compte d'une prévision des gains d'efficacité plus près de la réalité. De plus, elle fait valoir que n'eut été de la réduction de 20 M\$ demandée dans sa décision D-2015-018²⁴², l'écart entre le montant demandé et celui de l'année base 2015 aurait été de 23,1 M\$.

Balisage sur la rémunération globale

[394] Le 30 juillet 2015, le Distributeur demande à la Régie de le relever de l'ordonnance contenue à la décision D-2014-037²⁴³ de déposer une étude de balisage sur la rémunération globale dans le présent dossier. Il rappelle qu'Hydro-Québec vient de conclure des ententes d'une durée de cinq ans avec les syndicats pour l'ensemble des conventions collectives. Il soumet qu'il ne lui paraît alors pas opportun d'engager, à ce moment-ci, des frais pour une telle étude.

[395] Dans sa décision procédurale interlocutoire D-2015-145, la Régie maintient sa demande relative au dépôt d'une étude de balisage sur la rémunération globale.

[396] Dans sa décision D-2015-153²⁴⁴, la Régie accepte la demande du Distributeur de produire et déposer une étude de balisage sur la rémunération globale du Distributeur, conformément au paragraphe 251 de la décision D-2014-037, pour la prochaine demande tarifaire 2017-2018.

[397] La Régie demande au Distributeur de déposer l'étude de balisage au plus tard le 20 mai 2016 et de convoquer une séance de travail regroupant le Distributeur, les intervenants au présent dossier qui représentent la clientèle et le personnel de la Régie, afin de présenter les résultats de l'étude et répondre aux questions.

²⁴² Page 134, par. 529.

²⁴³ Page 71, par. 251.

²⁴⁴ Pages 8 et 9, par. 25 à 27.

[398] **La Régie rappelle que l'étude de balisage doit être effectuée auprès d'entreprises comparables, en incluant les plus récentes données et celles de 2013, 2014 et 2015.**

Autres charges directes

[399] Les autres charges directes incluent, entre autres, les « Services externes »²⁴⁵, les « Mauvaises créances » et les « Stocks, achats, locations et autres ».

[400] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente les autres charges directes au montant de 474,3 M\$ pour l'année témoin 2016. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à 468,3 M\$. En audience, le Distributeur met à jour certains paramètres, dont le renversement du solde du compte d'écarts-Évènements imprévisibles en réseaux autonomes de 20,3 M\$ en conformité avec la décision D-2015-150.

[401] En conséquence, les « Autres charges directes » totalisent 448,0 M\$ en 2016, soit une baisse de 17,3 M\$ (-3,7 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2015.

[402] La Régie observe qu'en excluant les compte d'écarts-Pannes majeures et Projets majeurs et le compte de frais reportés-PCGR des États-Unis, les « Autres charges directes » sont en hausse de 11,9 M\$ (2,8 %) par rapport au montant autorisé en 2015 et de 35,2 M\$ (8,6 %) par rapport à l'année historique 2014.

[403] La hausse de 35,2 M\$ (8,6 %) en 2016 par rapport à l'année historique 2014 s'explique essentiellement par une hausse liée aux « Services externes » et plus spécifiquement par les éléments suivants :

- hausse de 10,6 M\$ liée à la « Maîtrise de la végétation »;
- hausse de 16,4 M\$ liée aux « Services professionnels et autres ».

²⁴⁵ Les « Services externes » regroupent les rubriques suivantes : « Maîtrise de la végétation », « Courrier, messagerie » et « Services professionnels et autres ».

[404] En réponse à une DDR, le Distributeur présente l'évolution des charges reliées à la « Maîtrise de la végétation » pour les années 2010 à 2016. Les dépenses de 2010 à 2013 sont relativement stables d'année en année, soit environ 60 M\$. Le montant pour l'année 2014 est plus faible en raison de la grève des élagueurs à l'automne 2014, qui a eu un impact à la baisse de près de 11 M\$. Pour ce qui est de l'année témoin 2016, les prévisions sont en grande partie basées sur les données réelles de 2014, corrigées de l'impact de la grève des élagueurs²⁴⁶.

[405] En ce qui a trait aux « Services professionnels et autres », le Distributeur explique une partie de la hausse de 16,4 M\$ par l'ajout d'un montant additionnel de près de 6 M\$²⁴⁷ nécessaire pour les travaux de mise en conformité des parcs à carburant des centrales en réseaux autonomes²⁴⁸.

[406] Par ailleurs, le Distributeur souligne qu'il ne prévoit pas être en mesure de réaliser la réduction de 10 M\$ demandée par la Régie dans sa décision D-2015-018²⁴⁹, soit un montant autorisé de 88,8 M\$ en 2015. Ainsi, les charges des « Services professionnels et autres » passent de 91,8 M\$ en 2014 à 108,2 M\$ pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

[407] En réponse à une DDR, le Distributeur réévalue ces charges à 91,6 M\$²⁵⁰ sur la base de 11 mois réels et 1 mois projeté en 2015, soit une baisse de 16,6 M\$ par rapport à la prévision de 4 mois réels et 8 mois projetés de l'année 2015. Cet écart s'explique principalement par une réduction des coûts liés aux interventions en efficacité énergétique. Par conséquent, l'écart entre le montant autorisé de 88,8 M\$ en 2015 et la prévision sur la base de 11 mois réels et 1 mois projeté en 2015 s'élève à 2,8 M\$.

[408] Tel qu'illustré au tableau suivant, la Régie observe une surestimation moyenne des charges des « Services professionnels et autres », entre le montant demandé par le Distributeur et le réel, de 21,9 M\$ sur la période 2010 à 2014, en excluant les réductions qu'elle a demandées dans ses décisions précédentes.

²⁴⁶ Pièce B-0075, p. 47.

²⁴⁷ Pièce B-0075, p. 47 et 48.

²⁴⁸ *Règlement sur les systèmes de stockage de produit pétrolier et de produit apparenté*, DORS/2008-197 (Gaz.Can. II), sous la responsabilité de la Régie du bâtiment du Québec.

²⁴⁹ Page 136, par. 539.

²⁵⁰ Pièce B-0160, p. 5.

TABLEAU 21
ÉVOLUTION DES CHARGES DES « SERVICES PROFESSIONNELS ET AUTRES »

(en M\$)	<i>Année témoin (demandée et ajustée)</i>	<i>Année témoin (autorisée et ajustée)</i>	<i>Année de base (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>Année de base (réel 11/12 - budget 1/12)</i>	<i>Année historique</i>	<i>Variation Année historique vs Demandée</i>	
2010	72,6	73,3			68,3	(4,3)	(5,9 %)
2011	89,8	82,4			77,8	(12,0)	(13,4 %)
2012	137,0	125,5			89,1	(47,9)	(35,0 %)
2013	121,4	117,8			82,4	(39,0)	(32,1 %)
2014	98,3	87,5			91,8	(6,5)	(6,6 %)
2015	98,8	88,8	108,2	91,6		(7,2)	(7,3 %)
2016	108,2						

Sources: Pièce B-0099, p. 40 et pièce B-0160, p. 5.

[409] En réponse à une DDR, le Distributeur explique que les écarts observés en 2011 à 2014 sont notamment en lien avec le Projet LAD, les « Interventions en efficacité énergétique » et les « Inspections de poteaux »²⁵¹.

[410] Étant donné l'historique prévisionnel de ces charges et le caractère incertain des sommes associées aux interventions en efficacité énergétique, OC recommande à la Régie de fixer pour l'année témoin 2016 le montant de la rubrique « Services professionnels et autres » à 101,2 M\$, soit au niveau de la prévision de l'année 2015, sur la base de 9 mois réels et 3 mois projetés²⁵².

[411] La Régie partage l'opinion d'OC. Elle juge que les coûts des services professionnels sont surestimés, d'après les écarts observés entre les montants demandés par le Distributeur et les montants réels de 2010 à 2015. Elle note également une hausse de l'ordre de 18 % pour l'année témoin 2016 par rapport à l'année historique 2014 et à l'année de base 2015 (sur la base de 11 mois réels et 1 mois projeté).

²⁵¹ Pièce B-0099, p. 41 et 42.

²⁵² Pièce B-0075, p. 49.

[412] Le GRAME recommande que les coûts relatifs aux déversements en réseaux autonomes figurent dans une sous-rubrique des « Services professionnels et autres » afin de permettre le suivi lors des demandes d'inclusion dans les coûts de distribution.

[413] Par souci de transparence, la Régie demande au Distributeur de fournir, à compter de la demande tarifaire 2017-2018, pour chaque événement lié à un déversement en réseaux autonomes de plus de 5 M\$, un tableau récapitulatif de tous les coûts relatifs à ces déversements pour l'année historique, l'année autorisée, l'année de base et l'année témoin, par rubrique de coût.

Récupération de coûts

[414] La rubrique « Récupération de coûts » se compose de deux catégories de revenus : « Pose d'attaches, espace poteaux et conduits » et « Réclamations aux tiers et autres ». Les coûts relatifs à la rubrique « Réclamations aux tiers et autres » sont compensés par des revenus équivalents.

[415] La Régie note que les revenus associés à la récupération de coûts se chiffrent à 46,4 M\$ en 2016, soit une baisse de 0,1 M\$ (-0,2 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2015.

11.1.1.2 Charges de services partagés

[416] Les charges de services partagés incluent, entre autres, les charges du CSP, du « Groupe Technologie » et des « Unités corporatives ».

[417] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente les charges de services partagés au montant de 512,3 M\$ pour l'année témoin 2016. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à 517,1 M\$, afin de tenir compte de la révision du coût de retraite.

[418] Les charges de services partagés sont en baisse de 17,3 M\$ (-3,7 %) en 2016 par rapport au montant autorisé en 2015, attribuable principalement à la variation du coût de retraite (-19,2 M\$) et du compte d'écarts du coût de retraite pour les charges de services partagés (2,9 M\$) (voir la section 11.1.2.2).

[419] La Régie constate que les charges de services partagés ne présentent pas des baisses comparables à celles des salaires de base du Distributeur sur la période de 2010 à 2016, attribuables, entre autres, aux améliorations de la performance²⁵³.

[420] Le Distributeur précise que les efforts d'efficacité et de réduction d'effectifs qu'il a réalisés au cours des dernières années n'auraient pu se matérialiser sans le développement et l'implantation des solutions technologiques, augmentant ainsi les coûts d'opérations et de support des fournisseurs internes du Distributeur.

[421] Tel qu'illustré au tableau suivant, la Régie observe une surestimation moyenne des charges provenant du « Groupe Technologie », entre le montant demandé par le Distributeur et le réel, de 16,5 M\$ sur la période de 2010 à 2014 et une surestimation de 19,7 M\$ entre le montant demandé et celui de l'année de base 2015.

TABLEAU 22
ÉVOLUTION DES CHARGES DU « GROUPE TECHNOLOGIE »

<i>(en M\$)</i>	<i>Année témoin (demandée et ajustée)</i>	<i>Année témoin (autorisée et ajustée)</i>	<i>Année de base</i>	<i>Année historique</i>	<i>Variation Année historique vs Demandée</i>	
2010	220,0	220,0		215,5	(4,5)	(2,0 %)
2011	232,5	226,4		217,9	(14,6)	(6,3 %)
2012	243,2	243,2		227,7	(15,5)	(6,4 %)
2013	251,7	251,7		227,1	(24,6)	(9,8 %)
2014	250,3	237,6		226,9	(23,4)	(9,3 %)
2015	250,9	240,9	231,2		(19,7)	(7,9 %)
2016	230,5					

Source : Pièce B-0099, p. 45.

Note : Charges totales avec rendement.

²⁵³ Pièce B-0068, p. 59.

[422] Le Distributeur explique que, depuis quelques années, plusieurs facteurs lui ont permis de diminuer les coûts des Services de développement des technologies de l'information et des communications (TIC). Parmi ces facteurs figurent le repositionnement des projets afin de tenir compte de l'évolution du réseau et de la vision relative à l'expérience client ainsi que la stratégie du Distributeur consistant à opter pour des solutions déjà offertes et éprouvées sur le marché. Il souligne que cette stratégie a été prise en compte dans l'élaboration de la prévision des coûts de l'année de base 2015 et de l'année témoin 2016²⁵⁴.

[423] De plus, il indique un décalage entre le moment de réalisation des travaux associés aux projets majeurs Optimisation des systèmes clientèles (OSC) et LAD et celui où ces projets ont obtenu l'autorisation de la Régie. Le Distributeur souligne toutefois que ces dépenses encourues en mode réel ont été versées au compte d'écarts sous la rubrique « Compte d'écarts – Projets majeurs » incluse dans les charges brutes directes²⁵⁵.

[424] La Régie estime que les charges du « Groupe Technologie » semblent être surestimées, d'après les écarts observés entre les montants demandés par le Distributeur et les montants réels de 2010 à 2015.

[425] La Régie invite le Distributeur à réaliser des gains d'efficience additionnels au niveau des charges de services partagés.

11.1.1.3 Coûts capitalisés

[426] Les coûts capitalisés sont déduits des charges d'exploitation du Distributeur. Ces coûts comprennent les prestations de travail et les coûts de gestion de matériel pour les activités de construction ou de développement. Ces montants sont ajoutés à la base de tarification lorsque les projets auxquels ils se rapportent sont mis en exploitation.

²⁵⁴ Pièce B-0099, p. 46.

²⁵⁵ *Ibid.*

[427] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente les coûts capitalisés au montant de 304,0 M\$ pour l'année témoin 2016. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à 308,2 M\$, afin de tenir compte de la révision du coût de retraite.

[428] Les coûts capitalisés sont en baisse de 20,6 M\$ (-6,3 %) en 2016 par rapport au montant autorisé pour l'année 2015, principalement attribuable à la réduction des heures capitalisables du Projet LAD et à la diminution du coût de retraite. Par conséquent, l'impact sur les charges d'exploitation représente une hausse équivalente de 20,6 M\$.

[429] Conformément à la décision D-2015-018²⁵⁶, le Distributeur présente un tableau permettant de suivre l'évolution des composantes des coûts capitalisés par types d'activités, dont les prestations de travail liées aux activités de base du Distributeur. Un extrait est présenté ci-dessous.

TABLEAU 23
ÉVOLUTION DES PRESTATIONS DE TRAVAIL LIÉES AUX ACTIVITÉS DE BASE
ET IMPUTÉES AUX INVESTISSEMENTS

<i>(en M\$)</i>	<i>Année témoin (autorisée)</i>	<i>Année de base</i>	<i>Année historique</i>	<i>Variation Année historique vs Autorisée</i>	
2010	294,6		293,2	(1,4)	(0,5 %)
2011	298,1		290,6	(7,5)	(2,5 %)
2012	301,5		262,6	(38,9)	(12,9 %)
2013	288,5		224,2	(64,3)	(22,3 %)
2014	260,8		224,4	(36,4)	(14,0 %)
2015	230,2	221,6		(8,6)	(3,7 %)
2016	230,1				

Source: Pièce B-0031, p. 7.

[430] Le Distributeur explique les écarts observés de 2010 à 2015 comme suit :

- pour les années 2010 et 2011, le niveau de prestations de travail liées aux activités de base était comparable à celui autorisé par la Régie;
- à compter de 2012, en raison d'une réduction importante des effectifs et des prestations de travail portées aux investissements, des écarts importants apparaissent entre le niveau réel des prestations de travail et le montant reconnu;
- en 2015, les prestations de travail liées aux activités de base ont été rétablies en fonction des heures capitalisables;
- l'année de base 2015 et l'année témoin 2016 sont comparables aux données réelles des années 2013 et 2014.

11.1.2 APPROCHE GLOBALE

[431] Après avoir analysé les charges d'exploitation de façon spécifique, la Régie examine leur évolution selon une approche globale.

[432] Tel qu'indiqué dans sa décision D-2010-022²⁵⁷, la Régie reconnaît que l'approche globale du Distributeur tient compte de certains paramètres qui reflètent la nature propre de ses activités. Elle réitère cependant que ce modèle ne remplace pas l'examen exhaustif des charges d'exploitation, mais vise plutôt à en faciliter l'appréciation globale. La Régie peut, en tout temps, revoir les paramètres utilisés lorsqu'elle le juge approprié.

[433] L'analyse des charges d'exploitation, selon une telle approche, se divise en quatre éléments, soit les activités de base du Distributeur, les activités de base avec facteurs d'indexation particuliers, les éléments spécifiques et la disposition des CER.

[434] En 2016, le Distributeur propose deux modifications en ce qui a trait à la présentation des coûts liés aux ententes pour la clientèle à faible revenu (voir la section 11.1.2.2). Ainsi, il présente au tableau suivant les données redressées.

²⁵⁷ Page 59, par. 225.

TABLEAU 24
CHARGES D'EXPLOITATION SELON L'APPROCHE GLOBALE

<i>(en M\$)</i>	<i>2014</i> <i>Année historique</i> <i>(1)</i>	<i>2015</i> <i>(D-2015-018)</i> <i>(1)</i>	<i>2015</i> <i>Année de base</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i> <i>Initiale</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i> <i>Révisée (2)</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i> <i>Révisée (3)</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2016</i> <i>vs 2015 (D-2015-018)</i>	
Activités de base du Distributeur	943,3	970,5	971,5	979,7	979,7	979,7	9,2	0,9 %
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	292,9	260,7	268,5	196,1	213,1	213,1	(47,6)	(18,3 %)
Éléments spécifiques	18,0	46,0	50,3	53,0	53,0	53,0	7,0	15,2 %
Disposition des comptes d'écarts et de reports:								
Pannes majeures	8,6	27,4	27,4	0,0	0,0	0,0	(27,4)	(100,0 %)
Événements imprévisibles en réseaux autonomes	0,0	0,0	0,0	20,3	20,3	0,0	0,0	
US GAAP	0,0	0,0	0,0	11,4	5,4	5,4	5,4	
Total	1 262,8	1 304,6	1 317,7	1 260,5	1 271,5	1 251,2	(53,4)	(4,1 %)

Sources : Pièce B-0026, p. 6; pièce B-0128, p. 11 à 13 et pièce B-0145, p. 7 à 9.

Note 1 : Tient compte de la présentation du montant associé au rabais sur ventes-MFR plutôt qu'à titre de dépense de mauvaises créances.

Note 2 : Mise à jour en suivi de la décision D-2015-189 relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP.

Note 3 : Mise à jour de certains paramètres en audience, incluant la mise à jour en suivi de la décision D-2015-189.

Note 4 : IFRS pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015; US GAAP pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

11.1.2.1 Activités de base du Distributeur

[435] En vertu du modèle paramétrique, les charges d'exploitation de ses activités de base sont établies à 979,7 M\$ pour l'année témoin 2016²⁵⁸, soit une hausse de 9,2 M\$ (0,9 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2015. Cette hausse provient des éléments suivants :

- Le facteur d'évolution combiné des charges de 2,8 % (26,7 M\$) en 2016, comparativement à 2,9 % en 2015. En 2016, ce facteur est composé d'un taux de 3,8 % découlant de l'évolution des salaires (soit 3 % pour l'ajustement économique et 0,8 % pour le facteur de projection) et d'un taux d'inflation de 2 % pour les autres charges.
- La croissance des activités liées aux nouveaux abonnements²⁵⁹ (6,3 M\$).
- Les ajustements découlant du passage aux PCGR des États-Unis (12,9 M\$).

[436] Cette hausse est en partie compensée par les éléments suivants :

- La variation du rendement des fournisseurs (-0,9 M\$).

²⁵⁸ Pièce B-0026, annexe A, p. 25.

²⁵⁹ Le Distributeur a tenu compte d'une proportion de 25 % des coûts fixes, conformément à la décision D-2012-119, p. 24 et 25.

- Les gains additionnels découlant d'actions structurantes relatives au Projet LAD (-35,8 M\$).

Gain d'efficience de 1,5 %

[437] Le Distributeur prétend qu'il n'est pas en mesure de maintenir la cible d'efficience de 1,5 % liée aux actions de gestion courante, soit environ -15 M\$, aux fins du calcul de l'enveloppe des activités de base pour l'année témoin 2016.

[438] Le Distributeur mentionne que, dans le but de répondre à ses besoins opérationnels et considérant les limites des mesures d'efficience, il constate que les budgets requis à la réalisation de ses activités en 2016 ne lui permettent pas de remettre à la clientèle d'autres gains d'efficience que ceux réalisés dans le cadre du Projet LAD. Il explique cette situation essentiellement par les éléments suivants :

- La réduction de 10,0 M\$ des coûts de services professionnels et autres imposée par la Régie dans sa décision D-2015-018 qui ne pourra être réalisée en 2015 par le Distributeur et pour lesquels les besoins prévus se maintiennent en 2016. En réponse à une DDR, le Distributeur met à jour sa prévision des coûts de services professionnels et autres, sur la base de 11 mois réels et 1 mois projeté, à 91,6 M\$ en 2015. L'écart entre le montant total autorisé de 88,8 M\$ en 2015 et cette mise à jour s'élève à un dépassement de 2,8 M\$ plutôt qu'à un dépassement de 10 M\$ anticipé par le Distributeur (voir la section 11.1.1.1).
- Un montant additionnel de 7 M\$ afin de rétablir le niveau des charges d'exploitation dû à une baisse des coûts capitalisés reliés aux prestations de travail et à la gestion du matériel, en fonction des travaux planifiés aux investissements pour 2016.
- Un montant de 6,0 M\$, découlant d'une obligation liée à la mise en conformité des parcs à carburant dans les centrales en réseaux autonomes, a été intégré dans les autres charges directes prévues pour 2016, alors que des coûts liés à la mise en conformité n'étaient pas prévus au moment du dépôt du dossier R-3905-2014.

- Ces éléments sont en partie compensés par la réduction de 8,8 M\$ des charges de services partagés par rapport au montant reconnu pour 2015, attribuable aux efforts d'efficacité réalisés au cours des dernières années par le Distributeur.

[439] Le Distributeur fait valoir qu'il est de plus en plus difficile de trouver des pistes d'efficacité récurrentes et permanentes associées aux actions de gestion courante. Il mentionne que le défi pour 2016 consiste à rendre permanente la réduction de 40 M\$ demandée par la Régie en 2015 dans sa décision D-2015-018, laquelle réduction a été atteinte pour des raisons conjoncturelles. Il ajoute qu'en 2016, il n'y a pas de place pour intégrer 1,5 % de gains additionnels, car il aura un défi important pour rendre permanents des gains d'efficacité remis à la clientèle mais non concrétisés dans ses processus²⁶⁰.

[440] La FCEI est d'avis qu'il n'est pas acceptable pour le Distributeur de ne livrer aucune efficacité pour l'année témoin 2016. Elle constate de plus que le Distributeur a été en mesure de livrer de l'efficacité à chacune des années depuis 2008. L'intervenante ne voit aucune raison valable pour ne pas intégrer d'efficacité au présent dossier. Elle demande donc de maintenir un objectif d'efficacité de 1,5 % annuel aux fins du calcul de l'enveloppe des charges d'exploitation.

[441] La FCEI recommande un montant de 955,0 M\$²⁶¹ pour les charges d'exploitation liées aux activités de base de l'année témoin 2016. Ce montant est établi en considérant un gain d'efficacité de 1,5 % et certains ajustements, soit une réduction de 24,7 M\$ par rapport à la proposition du Distributeur.

[442] Dans son argumentation, SÉ-AQLPA propose plutôt la création d'un compte d'écart pour les charges liées aux SALC spécifiquement pour l'année 2016.

[443] L'AQCIE-CIFQ analyse globalement les charges d'exploitation regroupant celles liées aux activités de base du Distributeur, aux activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et aux éléments spécifiques. L'intervenant recommande de réduire les charges d'exploitation totales de 34 M\$²⁶² pour l'année témoin 2016. Cette réduction est obtenue en comparant la croissance des charges d'exploitation totales de 2011 à 2016 et celle des prix, selon l'indice des prix à la consommation (IPC) de cette période.

²⁶⁰ Pièce B-0158, p. 5 et 6.

²⁶¹ Pièce C-FCEI-0025, p. 2.

²⁶² Pièce C-AQCIE-CIFQ-0009, p. 11.

[444] La Régie constate que l'enveloppe des charges d'exploitation liées aux activités de base, en utilisant comme point de départ le montant autorisé en 2015, aurait été de 965,1 M\$²⁶³ pour l'année témoin 2016, avec le gain d'efficacité de 1,5 %, soit une réduction de 14,6 M\$ par rapport à la proposition du Distributeur.

[445] Elle constate également que le montant de l'enveloppe globale pour l'année témoin 2016, en utilisant comme point de départ l'année historique 2014, aurait été de 955,7 M\$ sans le gain d'efficacité de 1,5 % et de 941,7 M\$ avec le gain d'efficacité de 1,5 %²⁶⁴, soit des réductions respectives de 24,0 M\$ et de 38,0 M\$ par rapport à la proposition du Distributeur.

[446] La Régie juge qu'il est important que les charges d'exploitation des activités de base du Distributeur incluent un objectif annuel de gains d'efficacité. Elle tient à souligner que dans sa recherche d'efficacité, le Distributeur doit mettre l'accent sur une amélioration continue des processus de travail, l'introduction de nouvelles façons de faire et divers moyens ou procédés de nature technologique plutôt que sur une baisse des effectifs (ETC).

[447] À ce sujet, la Régie réfère au chapitre de la présente décision sur les indicateurs d'efficacité dans lequel elle conclut qu'il existe encore un potentiel de gain d'efficacité (voir les sections 3.1 et 3.4).

[448] De plus, la Régie constate que malgré les prétentions du Distributeur, il a été en mesure de livrer de l'efficacité à chacune des dernières années, comme le démontrent ses excédents de rendement.

[449] Pour ces motifs, la Régie maintient la cible minimale d'efficacité à 1,5 % pour l'année témoin 2016.

[450] La Régie ne retient pas la proposition de SÉ-AQLPA de créer un compte d'écart pour les charges liées aux SALC spécifiquement pour l'année 2016. Elle considère ces activités comme faisant partie des opérations courantes du Distributeur.

²⁶³ Pièce B-0068, p. 42.

²⁶⁴ Pièce B-0068, p. 44.

Facteur de projection des salaires

[451] Le Distributeur a pris acte des préoccupations de la Régie et de certains intervenants à l'égard du calcul des progressions salariales. Ainsi, dans le but de raffiner ses paramètres salariaux et de tenir compte des caractéristiques de l'effectif en ce qui a trait aux promotions, aux départs à la retraite, aux nouvelles embauches et aux progressions salariales des employés, le Distributeur a travaillé de concert avec la vice-présidence - Ressources humaines d'Hydro-Québec. Ces travaux ont permis de revoir la méthode d'établissement du taux des progressions salariales.

[452] Le Distributeur explique qu'il a établi un facteur de projection sur la base de la moyenne historique des trois dernières années qui s'ajoute à l'ajustement économique et mesure l'évolution de la masse salariale. Comme indiqué précédemment, ce facteur de projection est établi à 0,8 %. Il regroupe les éléments susceptibles d'influencer la croissance et la décroissance de la masse salariale. Sans ce raffinement, le taux de progression salariale, calculé sur la même base que lors des demandes tarifaires précédentes, serait de 1,0 %.

[453] L'impact sur les revenus requis de 2016 d'utiliser un facteur de projection salariale de 0,8 % plutôt que de 1 % comme pour 2015 est de -1,7 M\$²⁶⁵.

[454] OC accueille favorablement la nouvelle méthode d'établissement du facteur de projection présentée par le Distributeur. Elle se questionne toutefois sur l'opportunité d'utiliser un facteur de projection unique pour les différents groupes d'emplois du Distributeur qui peuvent être affectés différemment par les mouvements de personnel et les départs à la retraite. OC recommande d'explorer, lors de la demande tarifaire 2017-2018, la possibilité d'utiliser des facteurs de projection variables selon les groupes d'emplois.

²⁶⁵ Pièce B-0068, p. 40.

[455] **La Régie accepte l'établissement du facteur de projection sur la base de la moyenne historique des trois dernières années, tel que proposé par le Distributeur.**

[456] **La Régie ne retient pas la recommandation d'OC d'explorer la possibilité d'utiliser des facteurs de projection variables selon les groupes d'emplois, en raison du niveau de détail demandé et de l'impact non significatif sur les revenus requis.**

11.1.2.2 Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers

[457] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente les coûts relatifs aux activités de base avec facteurs d'indexation particuliers, au montant de 196,1 M\$ pour l'année témoin 2016. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à 213,1 M\$, afin de tenir compte de la révision du coût de retraite.

[458] Le Distributeur présente au tableau suivant la ventilation des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers, totalisant 213,1 M\$ pour l'année témoin 2016.

TABLEAU 25
ACTIVITÉS DE BASE AVEC FACTEURS D'INDEXATION PARTICULIERS

<i>(en M\$)</i>	<i>2014</i> <i>Année historique</i> <i>(1)</i>	<i>2015</i> <i>(D-2015-018)</i> <i>(1)</i>	<i>2015</i> <i>Année de base</i> <i>Révisée (2)</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i> <i>Initiale</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i> <i>Révisée (2)</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2016</i> <i>vs 2015 (D-2015-018)</i>	
Coût de retraite	154,8	102,5	102,5	29,1	46,1	(56,4)	(55,0 %)
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	7,9	7,1	14,9	16,3	16,3	9,2	129,6 %
Mesures de sécurité cybernétique	7,7	9,6	9,6	11,0	11,0	1,4	14,6 %
Inspection et retraitement des poteaux de bois	10,7	13,8	13,9	15,1	15,1	1,3	9,4 %
Dépense de mauvaises créances	88,1	92,7	92,6	89,5	89,5	(3,2)	(3,5 %)
Interventions en efficacité énergétique (dont PGÉE)	23,7	35,0	35,0	35,1	35,1	0,1	0,3 %
Total	292,9	260,7	268,5	196,1	213,1	(47,6)	(18,3 %)

Sources : Pièce B-0026, p. 12 et pièce B-0128, p. 24.

Note 1 : Tient compte de la présentation du montant associé au rabais sur ventes-MFR plutôt qu'à titre de dépense de mauvaises créances.

Note 2 : Mise à jour en suivi de la décision D-2015-189 relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP.

Note 3 : IFRS pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015; US GAAP pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

Coût de retraite

[459] Le Distributeur indique que le coût de retraite d'Hydro-Québec s'appuie sur des évaluations actuarielles réalisées périodiquement par une firme externe d'actuares

conseils. Il présente les composantes du coût de retraite ainsi que les hypothèses actuarielles utilisées pour son évaluation²⁶⁶.

[460] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente le coût de retraite relatif aux activités de base avec facteurs d'indexation particuliers, au montant de 29,1 M\$ pour l'année témoin 2016. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à 46,1 M\$.

[461] Le tableau suivant détaille le coût de retraite présenté à titre d'activités de base avec facteurs d'indexation particuliers.

TABLEAU 26
COÛT DE RETRAITE

(en M\$)	Année historique 2014			Décision D-2015-018			Année de base 2015 (1)			Année témoin 2016 (1)		
	Excluant les comptes d'écarts	Comptes d'écarts	Total	Excluant les comptes d'écarts	Comptes d'écarts	Total	Excluant les comptes d'écarts	Comptes d'écarts	Total	Excluant les comptes d'écarts	Comptes d'écarts	Total
Coût de retraite												
Masse salariale	91,8	52,9	144,7	107,1	(10,0)	97,1	109,0	(11,9)	97,1	48,3	3,5	51,8
Charges de services partagés	27,6	14,6	42,2	33,2	(4,8)	28,4	31,7	(3,3)	28,4	14,0	(1,9)	12,1
Coûts capitalisés	(23,5)	(8,6)	(32,1)	(25,1)	2,1	(23,0)	(28,1)	5,1	(23,0)	(12,4)	(5,4)	(17,8)
Total	95,9	58,9	154,8	115,2	(12,7)	102,5	112,6	(10,1)	102,5	49,9	(3,8)	46,1

Source : Pièce B-0128, p. 24.

Note 1 : Mise à jour en suivi de la décision D-2015-189 relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP.

Note 2 : IFRS pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015; US GAAP pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

[462] Le Distributeur présente un coût de retraite de 46,1 M\$ pour l'année témoin 2016, en baisse de 56,4 M\$ (-55,0 %) par rapport au montant autorisé de 102,5 M\$ pour l'année 2015. Cette baisse s'explique par les éléments suivants :

- Une baisse de 65,3 M\$ entre le coût de retraite, avant la disposition des comptes d'écarts, au montant de 49,9 M\$ en 2016 et le montant autorisé de 115,2 M\$ pour l'année 2015. Cette baisse s'explique essentiellement par l'impact entre le coût de

²⁶⁶ Pièce B-0026, annexe C, p. 35.

retraite estimé en fonction des PCGR des États-Unis²⁶⁷ pour l'année témoin 2016 et le coût reconnu pour 2015 établi en fonction des IFRS (voir la section 4.1).

- Une hausse nette de 8,9 M\$ s'explique par la variation des comptes d'écart 2013 à 2015, incluant les intérêts, conformément aux traitements reconnus dans les décisions D-2011-028²⁶⁸ et D-2012-024²⁶⁹. Cette hausse nette tient compte de l'impact du passage aux PCGR des États-Unis pour l'année 2015 au montant de -2,6 M\$ (voir la section 4.1).

[463] Conformément à la décision D-2015-018²⁷⁰, le Distributeur indique que selon l'évaluation actuarielle de capitalisation la plus récente, soit celle du 31 décembre 2014, le surplus de capitalisation est de 3 763 M\$, soit un ratio de capitalisation de 122,1 %. L'actif détenu par la caisse de retraite est suffisant pour couvrir les rentes futures. Quant au ratio de solvabilité, il est de 93,1 %.

Stratégie pour la clientèle à faible revenu

[464] Le Distributeur apporte deux modifications en ce qui a trait à la présentation des coûts liés aux ententes pour la clientèle à faible revenu. Il explique que la hausse importante du nombre d'ententes de paiement conclues avec la clientèle à faible revenu justifie une présentation plus explicite de l'ensemble des coûts.

[465] La première modification est celle relative à la présentation des radiations. Le Distributeur explique que, jusqu'à présent, les coûts de la stratégie pour la clientèle à faible revenu correspondaient aux radiations brutes, soit à la totalité du soutien accordé à cette clientèle. La portion de ces radiations, ayant déjà fait l'objet d'une provision dans la DMC des années antérieures, était présentée en réduction de la DMC. À compter du présent dossier, le Distributeur présente les radiations accordées aux clients, nettes de la portion ayant déjà fait l'objet d'une provision dans la DMC des années antérieures. Selon le Distributeur, cette présentation permet de refléter de façon plus juste l'impact annuel des radiations relatives à la clientèle à faible revenu.

²⁶⁷ Ce coût est en baisse, car le rendement prévu sur les actifs du régime est calculé avec un taux de rendement prévu des actifs qui est plus élevé que le taux d'actualisation utilisé en fonction des IFRS. Cette baisse est en partie contrebalancée par l'amortissement de la perte actuarielle nette et du coût des services passés en vertu des PCGR des États-Unis alors qu'il n'y a pas un tel amortissement en IFRS.

²⁶⁸ Page 41.

²⁶⁹ Pages 39 et 40.

²⁷⁰ Page 149, par. 591.

[466] Le Distributeur souligne que ce changement n'a globalement aucun impact sur les revenus requis, les provisions prises dans les années antérieures sur les comptes en souffrance des MFR étant présentées à l'encontre du soutien financier qui leur est accordé, au lieu d'être inclus à même la DMC.

[467] La deuxième modification est celle relative à la présentation du rabais à l'encontre des ventes. Le Distributeur indique que selon les normes comptables en vigueur, toute considération remise au client, qu'elle soit en argent ou sous forme de crédit, est considérée comme une réduction présumée du prix de vente. En conséquence, le Distributeur présente, en réduction des ventes d'électricité, le soutien au paiement de la consommation courante des ententes personnalisées volet B pouvant aller jusqu'à 50 % de la facture mensuelle, si l'entente est respectée.

[468] Il souligne également que ce changement n'a globalement aucun impact sur les revenus additionnels requis, la portion considérée comme un rabais sur les ventes étant présentée à l'encontre des ventes, au lieu d'être incluse à même la DMC des MFR.

[469] Par ailleurs, le Distributeur mentionne qu'il continue tout de même de présenter la totalité du soutien financier (radiations brutes) afin de permettre l'appréciation du soutien total dont bénéficient ces clients.

[470] Considérant qu'il n'y a aucun impact sur les revenus additionnels requis, la Régie accepte les deux modifications en ce qui a trait à la présentation des coûts liés aux ententes pour la clientèle à faible revenu, telles que proposées par le Distributeur. Elle prend acte du fait que le Distributeur continuera de fournir, lors des prochaines demandes tarifaires, les tableaux 5-A, 5-B, 6 et 7 de la pièce B-0026, afin d'apprécier le soutien financier total dont bénéficient ces clients, ainsi que les explications des écarts.

[471] Le tableau suivant présente l'évolution des coûts de 2010 à 2016 de la stratégie pour la clientèle à faible revenu, incluant les modifications de présentation apportées par le Distributeur.

TABLEAU 27
COÛTS DE LA STRATÉGIE POUR LA CLIENTÈLE À FAIBLE REVENU
(REDRESSÉS, EN M\$)

Rubrique de coûts	Années historiques					2015		Année témoin 2016
	2010	2011	2012	2013	2014	D-2015-018	Année de base	
Soutien financier - Impact DMC	0,5	0,0	1,6	3,4	3,2	4,0	7,7	8,1
<i>Soutien financier - radiations brutes</i>	3,7	2,7	8,8	14,6	20,7	22,7	33,1	42,5
<i>Renversement provision (DMC)</i>	(1,7)	(1,1)	(4,2)	(6,3)	(8,3)	(10,2)	(14,9)	(19,1)
<i>Radiations consommation - rabais sur ventes</i>	(1,5)	(1,6)	(3,0)	(4,9)	(9,2)	(8,5)	(10,5)	(15,3)
Coûts opérationnels	2,3	4,0	2,1	3,1	4,7	3,1	7,2	8,2
<i>Masse salariale</i>	2,1	2,4	1,2	1,6	2,5	1,5	3,6	4,2
<i>Services externes</i>	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
<i>Charges de services partagés</i>	0,0	1,5	0,8	1,4	2,1	1,4	3,4	3,8
Total	2,8	4,0	3,7	6,5	7,9	7,1	14,9	16,3

Source : Pièce B-0026, p. 17.

[472] Le Distributeur indique que le coût des mesures dont bénéficie la clientèle à faible revenu en 2016 s'élève à 31,6 M\$, soit 16,3 M\$ auquel s'ajoute le rabais sur ventes de 15,3 M\$.

[473] La Régie constate que la totalité du soutien financier accordé à la clientèle à faible revenu (radiations brutes) s'élève à 42,5 M\$ pour l'année témoin 2016, en hausse de 19,8 M\$ (87 %) par rapport au montant autorisé de 22,7 M\$ pour l'année 2015. Le Distributeur explique cette hausse par le volume accru des ententes découlant de l'optimisation du processus permettant une accessibilité plus grande aux ententes, de l'introduction d'une entente passerelle pour augmenter graduellement le montant versé par le client, afin qu'il couvre la facture associée à sa consommation, ainsi que de l'impact de l'hiver 2014-2015 très froid.

[474] En ce qui a trait aux coûts opérationnels, le montant de 8,2 M\$ pour l'année témoin 2016 est en hausse de 5,1 M\$ (165 %) par rapport au montant autorisé de 3,1 M\$ pour l'année 2015. Cette hausse est attribuable à l'ajout de 39 ETC pour répondre à l'augmentation du nombre de transactions à traiter.

[475] La totalité du soutien financier accordé à la clientèle à faible revenu s'élève à 42,5 M\$, auquel s'ajoutent des coûts opérationnels de 8,2 M\$, représentant un montant global de 50,7 M\$ en 2016. Ce montant est en hausse de 24,9 M\$ (97 %) par rapport au montant autorisé de 25,8 M\$ en 2015.

Dépense de mauvaises créances

[476] Le Distributeur prévoit une DMC totalisant 97,6 M\$ pour l'année témoin 2016, en hausse de 0,9 M\$ (0,9 %) par rapport au montant autorisé de 96,7 M\$ en 2015. La DMC comporte deux composantes : Stratégie pour la clientèle à faible revenu (8,1 M\$) et la DMC (89,5 M\$).

[477] Le tableau suivant présente l'évolution des coûts de 2010 à 2016 de la DMC, incluant les modifications de présentation apportées par le Distributeur.

TABLEAU 28
DÉPENSE DE MAUVAISES CRÉANCES (REDRESSÉE, EN M\$)

	Années historiques					2015		Année témoin 2016
	2010	2011	2012	2013	2014	D-2015-018	Année de base	
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers								
Stratégie pour la clientèle à faible revenu (soutien financier - impact DMC)	0,5	0,0	1,6	3,4	3,2	4,0	7,7	8,1
Dépense de mauvaises créances	135,8	89,5	82,0	84,6	88,1	92,7	92,6	89,5
<i>Clientèle régulière (résidentielle, commerciale et affaires)</i>	117,5	82,0	77,1	82,4	89,6	90,4	90,3	87,2
<i>Autres</i>	18,3	7,5	4,9	2,2	(1,5)	2,3	2,3	2,3
Total de la dépense de mauvaises créances	136,3	89,5	83,6	88,0	91,3	96,7	100,3	97,6

Source : Pièce B-0026, p. 18.

[478] Pour l'année témoin 2016, le Distributeur estime que le taux de DMC (1,06 %) sur les ventes pour la clientèle résidentielle et commerciale et affaires restera stable par rapport au taux reconnu dans la décision D-2015-018 (1,07 %) et à ceux des années historiques depuis 2011.

[479] La Régie prend acte du fait que le Distributeur continue d'élaborer une approche globale du recouvrement pour 2016. Cette approche globale sera présentée dans le cadre

d'un dossier distinct qui sera déposé à la Régie en 2016 sur la révision des *Conditions de service d'électricité* (les CDSÉ). En préparation de ce dossier, une première rencontre s'est tenue le 26 mai 2015 avec les participants aux divers forums de discussions avec les associations de consommateurs, y compris les intervenants aux dossiers tarifaires, afin de discuter des mesures destinées aux clients à faible revenu ou non, en difficulté de paiement.

Inspection et retraitement des poteaux de bois

[480] Le Distributeur demande, pour l'année témoin 2016, un budget de 15,1 M\$, en hausse de 1,3 M\$ (9,4 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2015.

[481] La Régie constate une surestimation annuelle d'environ 25 % entre les montants réels et autorisés des coûts d'inspection et retraitement des poteaux entre 2011 et 2014, avec un écart moyen de 3,7 M\$²⁷¹.

[482] Dans son mémoire, la FCEI relève que les coûts moyens réels globaux d'inspection et de retraitement des poteaux sont largement inférieurs aux coûts moyens prévus pour les années 2011 à 2014²⁷². Le Distributeur, en réponse à une DDR de l'intervenante, réitère qu'il utilise un coût moyen de 70 \$ par poteau pour établir son budget pour l'année témoin 2016²⁷³. Dans son mémoire, l'intervenante note que ce coût est sensiblement supérieur aux coûts moyens réels les plus récents.

[483] En réponse à une DDR de la Régie, le Distributeur déclare avoir inspecté 183 438 poteaux en 2015, 3 438 de plus que sa cible. En 2016, il prévoit inspecter 193 000 poteaux afin de rattraper le retard des dernières années. Il souligne qu'à partir de 2015, l'échantillonnage touche en grande partie le milieu rural, où les poteaux sont plus vieux et nécessitent plus souvent une inspection complète²⁷⁴.

²⁷¹ Pièce B-0075, p. 31 et 32.

²⁷² Pièce C-FCEI-0015, p. 16.

²⁷³ Pièce B-0079, p. 34.

²⁷⁴ Pièce B-0099, p. 42.

[484] La Régie est satisfaite des réponses données par le Distributeur et constate que si le budget augmentait au même rythme que le nombre de poteaux qu'il prévoit inspecter, il serait de 14,5 M\$, seulement 0,6 M\$ de moins que le budget demandé.

Charges relatives aux interventions en efficacité énergétique

[485] Le Distributeur prévoit des charges relatives aux interventions en efficacité énergétique, dont le PGEÉ, de 35,1 M\$ pour l'année témoin 2016, soit l'équivalent du montant autorisé en 2015 et celui de l'année de base 2015. La prévision 2016 est cependant en hausse de 11,4 M\$ (48,1 %) par rapport au montant de 23,7 M\$ pour l'année historique 2014.

[486] Le Distributeur explique que la plupart des dépenses planifiées pour 2016 correspondent aux résultats réels obtenus pour 2014, à l'exception des deux rubriques suivantes pour lesquelles les budgets 2016 sont plus importants :

- Marché Résidentiel : l'écart provient principalement du programme « Sensibilisation Mieux Consommer » et vise notamment à combler les coûts de la campagne de sensibilisation, ainsi que la nouvelle section Web, qui agira comme carrefour de l'information en efficacité énergétique;
- Gestion de la demande en puissance : le déploiement de deux nouvelles interventions en gestion de charges interruptibles, l'une au marché Résidentiel et l'autre dans les bâtiments des clients institutionnels (CI), explique en bonne partie cette majoration des charges²⁷⁵.

[487] Tel qu'illustré au tableau suivant, la Régie observe une surestimation moyenne des charges relatives aux interventions en efficacité énergétique, entre le montant autorisé et le réel, de 14,4 M\$ sur la période de 2008 à 2014.

²⁷⁵ Pièce B-0075, p. 33 et 34.

TABLEAU 29
ÉVOLUTION DES CHARGES RELATIVES
AUX INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (DONT LE PGÉÉ)

<i>(en M\$)</i>	<i>Année témoin (autorisée)</i>	<i>Année de base</i>	<i>Année historique</i>	<i>Variation Année historique vs Autorisée</i>	
2008	56,8		51,9	(4,9)	(8,6 %)
2009	67,8		51,3	(16,5)	(24,3 %)
2010	69,1		44,5	(24,6)	(35,6 %)
2011	57,2		32,0	(25,2)	(44,1 %)
2012	44,1 ¹	38,1	30,6	(13,5)	(30,6 %)
2013	35,0	34,5	29,4	(5,6)	(16,0 %)
2014	34,5	29,3	23,7	(10,8)	(31,3 %)
2015	35,0	35,0		0,0	0,0%
2016	35,1				

Sources : Pièce B-0026, p. 10 et dossier R-3905-2014 Phase 1, pièce B-0081, p. 47.

Note 1 : Le montant autorisé de 44,1 M\$ pour l'année 2012 inclut une réduction de 7,8 M\$ demandée par la Régie dans sa décision D-2012-024.

[488] La Régie observe également une tendance à la baisse des montants réels des charges liées aux interventions en efficacité énergétique de 2008 à 2014, puis une augmentation prévue en 2015 et 2016.

[489] Le Distributeur explique cette tendance à la baisse par l'évolution de son contexte d'affaire :

- la maturité de plusieurs programmes (les programmes matures sont moins chers à exploiter que les nouveaux programmes);
- les bas coûts évités limitant les nouvelles opportunités en efficacité énergétique;
- les efforts de rationalisation de certaines activités (gains d'efficacité)²⁷⁶.

²⁷⁶ Pièce B-0075, p. 34.

[490] Le Distributeur souligne qu'il a pris en compte ces éléments dans sa planification et que les dépenses prévues pour 2016 correspondent à la meilleure prévision disponible des montants nécessaires pour répondre aux objectifs de l'année.

[491] En raison des charges encourues qui ont été systématiquement moins élevées que celles autorisées depuis 2008, le GRAME demande que ces charges fassent l'objet d'un compte d'écarts. L'intervenant est d'avis qu'une telle proposition permettrait à la Régie de s'assurer que les budgets autorisés pour les charges relatives aux interventions en efficacité énergétique aient moins d'impact sur les tarifs, tout en retirant l'avantage du Distributeur à proposer une estimation qui s'avère au-dessus de ses besoins.

[492] La Régie considère que la prévision des charges relatives aux interventions en efficacité énergétique doit être recalibrée afin de tenir compte des efforts de rationalisation des activités du Distributeur à cet égard. De plus, elle prend en considération le repositionnement du programme « Charges interruptibles résidentielles », dont le fait qu'il n'y aura pas de participants à l'hiver 2015-2016²⁷⁷, et la suspension de la promotion et des subventions à l'installation de chauffe-eau à trois éléments (CE3É).

[493] La Régie réduit de 5 M\$ les charges relatives aux interventions en efficacité énergétique pour l'année témoin 2016.

[494] La Régie ne retient pas la recommandation du GRAME de créer un compte d'écarts, puisqu'elle privilégie une réduction de l'enveloppe budgétaire des charges relatives aux interventions en efficacité énergétique pour l'année témoin 2016.

11.1.2.3 Éléments spécifiques

[495] Le Distributeur présente au tableau suivant la ventilation des éléments spécifiques totalisant 53,0 M\$ pour l'année témoin 2016.

²⁷⁷ Pièce B-0126, p. 32.

TABLEAU 30
ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES

<i>(en M\$)</i>	<i>2014</i> <i>Année historique</i>	<i>2015</i> <i>(D-2015-018)</i>	<i>2015</i> <i>Année de base</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2016</i> <i>vs 2015 (D-2015-018)</i>	
Électrification du transport collectif	0,3	0,5	0,5	0,8	0,3	60,0%
Automatisation du réseau	6,1	4,9	6,0	6,3	1,4	28,6%
Optimisation des systèmes clientèles (Migration majeure SIC)	1,7	1,7	1,7	1,7	0,0	0,0%
Lecture à distance-Phase 1	9,9	0,0	0,0	0,0	0,0	
Lecture à distance-Phases 2 et 3		38,9	42,1	44,2	5,3	13,6%
Total	18,0	46,0	50,3	53,0	7,0	15,2%

Source : Pièce B-0026, p. 20.

Projet LAD - Phases 2 et 3

[496] Le Distributeur rappelle que le Projet LAD, dans son ensemble, vise le remplacement de 3,8 millions de compteurs par des CNG et la mise en place d'une infrastructure de mesurage avancé.

[497] Le Distributeur prévoit un montant de 44,2 M\$ afin de compléter le déploiement des CNG en 2016, lequel est composé des éléments suivants :

- Un montant de 18,2 M\$ relatif aux frais de relocalisation des ressources. Avec la fin du déploiement massif prévue en 2016, le Distributeur doit relocaliser les employés permanents assignés aux processus actuels de relève et de recouvrement dans d'autres emplois au sein de l'entreprise.
- Un montant de 14,8 M\$ associé aux licences et maintenance de l'infrastructure des technologies de l'information (TI) et des équipements de télécommunication.
- Un montant de 11,2 M\$ en « Charges diverses » lié aux coûts de communication, du centre d'exploitation du mesurage et du centre d'appels.

11.1.2.4 Disposition des comptes d'écarts et de reports

Compte d'écarts – Évènements imprévisibles en réseaux autonomes

[498] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur intègre à ses revenus requis de 2016 un montant de 20,0 M\$ auquel s'ajoutent des intérêts de 0,3 M\$, correspondant à l'évaluation des coûts totaux attribuables au déversement accidentel d'hydrocarbures à Cap-aux-Meules. En audience, le Distributeur met à jour certains paramètres, dont le renversement du solde compte d'écarts-Évènements imprévisibles en réseaux autonomes de 20,3 M\$, en conformité avec la décision D-2015-150²⁷⁸.

[499] Dans cette décision rendue le 10 septembre 2015, la Régie indique qu'à des fins d'efficience réglementaire et compte tenu du fait qu'une enquête est en cours relativement aux circonstances entourant le déversement d'hydrocarbures dans le port de Cap-aux-Meules, elle juge qu'il est approprié d'attendre les conclusions de cette enquête avant de disposer des coûts de cet événement, excluant le montant de 9,8 M\$ sur lequel elle a déjà statué.

Compte de frais reportés - PCGR des États-Unis

[500] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur intègre à ses revenus requis de 2016 un montant de 11,4 M\$ représentant l'impact du passage aux PCGR des États-Unis en 2015, à titre de charges d'exploitation. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à 5,4 M\$ (voir la section 4.1).

[501] La Régie accepte la disposition du compte de frais reportés – PCGR des États-Unis au montant de 5,4 M\$ en 2015 dans les revenus requis de l'année témoin 2016, à titre de charges d'exploitation.

²⁷⁸ Page 23, par. 96.

11.1.3 CONCLUSION SUR LES CHARGES D'EXPLOITATION

[502] Le Distributeur présente des charges d'exploitation qui s'élèvent à un montant total de 1 251,2 M\$ pour l'année témoin 2016.

[503] Après avoir analysé les charges d'exploitation de façon spécifique et leur évolution selon une approche globale, la Régie considère que, selon l'approche globale, le montant des charges d'exploitation liées aux activités de base est surestimé de 14,6 M\$ à 38,0 M\$²⁷⁹. Par ailleurs, selon l'approche spécifique, la Régie considère que la prévision doit être recalibrée, en raison de la surestimation historique de certains postes de dépenses, notamment au chapitre des salaires de base et des charges des « Services professionnels et autres » et du « Groupe Technologie ». **En conséquence, la Régie réduit les charges d'exploitation d'un montant de 30 M\$ par rapport à la demande du Distributeur.**

[504] **La Régie approuve un montant de 1 221,2 M\$ pour les charges d'exploitation de l'année témoin 2016. La réduction de 30 M\$ résulte des modifications suivantes :**

- **réduction de 5 M\$ des charges relatives aux interventions en efficacité énergétique (voir la section 11.1.2.2);**
- **réduction globale de 25 M\$.**

11.2 AUTRES CHARGES

[505] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente une prévision pour les autres charges au montant de 788,1 M\$ pour l'année témoin 2016. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à 796,6 M\$. En audience, le Distributeur met à jour certains paramètres, dont la mise à jour des achats de combustible et l'amortissement du compte de nivellement pour aléas climatiques 2015.

²⁷⁹ Voir les paragraphes 444 et 445 de la présente décision.

[506] Les autres charges s'élèvent à un montant de 780,2 M\$ pour l'année témoin 2016, soit une baisse de 126,3 M\$ (-13,9 %) par rapport au montant autorisé en 2015. Le tableau suivant présente le détail des autres charges.

TABLEAU 31
AUTRES CHARGES

<i>(en M\$)</i>	<i>2014</i> <i>Année historique</i>	<i>2015</i> <i>(D-2015-018)</i>	<i>2015</i> <i>Année de base</i> <i>Révisée (1)</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i> <i>Initiale</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i> <i>Révisée (1)</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i> <i>Révisée (2)</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2016</i> <i>vs 2015 (D-2015-018)</i>
Achats de combustible	93,8	104,0	104,0	88,1	88,1	78,0	(26,0) (25,0 %)
Amortissement et déclassement	817,4	723,1	704,4	633,3	633,1	626,8	(96,3) (13,3 %)
Comptes d'écarts et de reports	(24,8)	25,1	33,7	(17,3)	(8,6)	(8,6)	(33,7) (134,3 %)
Taxes	98,9	54,3	53,0	84,0	84,0	84,0	29,7 54,7 %
Total	985,3	906,5	895,1	788,1	796,6	780,2	(126,3) (13,9 %)

Sources : Pièce B-0032, p. 5; pièce B-0128, p. 13 et pièce B-0145, p. 9.

Note 1 : Mise à jour en suivi de la décision D-2015-189 relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP.

Note 2 : Mise à jour de certains paramètres en audience, incluant la mise à jour en suivi de la décision D-2015-189.

Note 3 : IFRS pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015; US GAAP pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

[507] La Régie examine ci-après chaque rubrique des autres charges, soit les achats de combustible, l'amortissement et déclassement, les comptes d'écarts et de reports ainsi que les taxes.

11.2.1 ACHATS DE COMBUSTIBLE

[508] Dans sa demande initiale, le Distributeur prévoit pour l'année témoin 2016 des achats de combustible de 88,1 M\$ provenant de sa prévision des besoins d'achats de combustible de 92,9 M\$ et d'un solde total de 4,8 M\$ (créditeur) des comptes d'écarts de 2014 et 2015²⁸⁰. Cette prévision 2016 se basait sur les 4 mois réels et 8 mois projetés en 2015.

[509] La prévision du Distributeur pour les achats de combustible de l'année témoin 2016 est fondée sur la prévision annuelle des prix du pétrole West Texas Intermediate (WTI) par l'Energy Information Administration (EIA) des États-Unis, publiée en avril 2015, plutôt que sur sa méthode de prévision habituelle, basée sur une moyenne des prix à terme du mois d'avril 2015 portant sur 2016 pour le pétrole WTI²⁸¹.

²⁸⁰ Pièce B-0032, tableau 1, p. 5.

²⁸¹ Pièce B-0032, tableau 3, p. 8.

[510] Le tableau suivant présente l'évolution des achats de combustible selon la méthode proposée (prix du WTI selon l'EIA) et selon la méthode actuelle du Distributeur (moyenne des prix à terme du WTI).

TABLEAU 32
ÉVOLUTION DES ACHATS DE COMBUSTIBLE
SELON LA MÉTHODE PROPOSÉE ET LA MÉTHODE ACTUELLE

<i>(en M\$)</i>	<i>Prix du WTI selon l'EIA (méthode proposée)</i>			<i>Moyenne des prix à terme du WTI (méthode actuelle)</i>		
	<i>2016</i>	<i>2016</i>	<i>2016</i>	<i>2016</i>	<i>2016</i>	<i>2016</i>
	<i>avec 4/8 2015</i>	<i>avec 9/3 2015</i>	<i>avec 10/2 2015</i>	<i>avec 4/8 2015</i>	<i>avec 9/3 2015</i>	<i>avec 10/2 2015</i>
	<i>(1)</i>	<i>(2)</i>	<i>(3)</i>	<i>(4)</i>	<i>(5)</i>	<i>(6)</i>
Achats de combustible	92,9	76,9	82,5	84,1	73,2	81,5
Compte d'écarts 2014	(1,7)	(1,7)	(1,7)	(1,7)	(1,7)	(1,7)
Compte d'écarts 2015	(3,1)	(5,7)	(2,8)	(1,7)	(9,9)	(5,5)
Total	88,1	69,5	78,0	80,7	61,6	74,3

Sources: (1) Pièce B-0032, p. 5, tableau 1; (2) pièce B-0075, p. 65, tableau R-33.2-A; (3) pièce B-0144, p. 6, tableau R-3.3-A;

(4) Pièce B-0068, p. 66, tableau R-25.2-A; (5) pièce B-0075, p. 65, tableau R-33.2-C; (6) pièce B-0144, p. 6, tableau R-3.3-C.

[511] En réponse à une DDR, le Distributeur refait les tableaux de sa demande initiale avec sa méthode actuelle de prévision du coût des achats de combustible, basée sur les prix à terme du WTI²⁸². Selon la méthode actuelle, le coût prévu des achats de combustible pour l'année témoin 2016 (avant les comptes d'écarts) est de 84,1 M\$ plutôt que de 92,9 M\$ avec la méthode proposée, un écart à la baisse de 8,8 M\$.

Changement de méthode de prévision

[512] Le Distributeur justifie le changement de sa méthode de prévision des coûts de combustible afin de l'harmoniser avec celle utilisée pour déterminer les coûts évités en réseaux autonomes²⁸³.

²⁸² Pièce B-0068, p. 64 à 66.

²⁸³ Pièce B-0068, p. 65.

[513] La Régie partage le point de vue du Distributeur. Il est pertinent d'harmoniser la méthode de prévision des coûts de combustible avec sa méthode de détermination des coûts évités de court terme en réseaux autonomes.

[514] Dans ce contexte, la Régie accepte la demande du Distributeur de baser dorénavant sa prévision des coûts de combustible sur la prévision des prix du pétrole de l'EIA.

Mises à jour de la prévision du coût des achats de combustible et du prix contractuel au Nunavik

[515] En raison de la baisse du prix du pétrole dans la seconde moitié de 2015 et en réponse à une DDR de la Régie, le Distributeur met à jour sa prévision des achats de combustible pour l'année témoin 2016, sur la base de 9 mois réels et 3 mois projetés en 2015²⁸⁴.

[516] En audience, le Distributeur met à nouveau à jour sa prévision des achats de combustible pour l'année témoin 2016, sur la base de 10 mois réels et 2 mois projetés en 2015. En plus de l'ajustement dû à la variation des prix du pétrole, le Distributeur intègre à cette prévision un ajustement selon la mise à jour du prix contractuel au Nunavik pour les huit premiers mois de l'année témoin 2016²⁸⁵.

[517] En conséquence, le Distributeur prévoit un coût des achats de combustible de 82,5 M\$ (avant les soldes des comptes d'écarts) pour l'année témoin 2016.

[518] La Régie considère que la preuve au dossier relative à l'ajustement du prix contractuel pour le Nunavik n'est pas suffisamment étoffée. Pour ce motif, elle ne retient pas la prévision des achats de combustible pour l'année témoin 2016 sur la base de 10 mois réels et 2 mois projetés en 2015.

²⁸⁴ Pièce B-0075, p. 62 à 66.

²⁸⁵ Pièce B-0144, p. 1 à 7.

[519] **En tenant compte de la prévision des achats de combustible pour l'année témoin 2016, sur la base de 9 mois réels et 3 mois projetés en 2015, la Régie approuve un budget d'achats de combustible au montant de 69,5 M\$ (incluant les soldes des comptes d'écarts) pour l'année témoin 2016. Le montant autorisé représente une baisse de 8,5 M\$ par rapport au montant de 78,0 M\$ ((incluant les soldes des comptes d'écarts) proposé par le Distributeur pour l'année témoin 2016.**

11.2.2 AMORTISSEMENT ET DÉCLASSEMENT

[520] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente la charge totale d'amortissement et déclassement au montant de 633,3 M\$ pour l'année témoin 2016. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à 633,1 M\$. En audience, le Distributeur met à jour certains paramètres, dont l'amortissement du compte de nivellement pour aléas climatiques 2015.

[521] La charge totale d'amortissement et déclassement est de 626,8 M\$ pour l'année témoin 2016, en baisse de 96,3 M\$ (-13,3 %) comparativement au montant autorisé de 723,1 M\$ pour l'année 2015. Cette baisse s'explique principalement par les éléments suivants :

- une diminution de 31,6 M\$ de l'amortissement des immobilisations en exploitation attribuable essentiellement aux éléments suivants :
 - une diminution de 16,1 M\$ correspondant à la révision de certaines durées de vie utile approuvée par la Régie dans sa décision D-2015-189,
 - une diminution de 16,6 M\$²⁸⁶ due à l'amortissement évité à la suite de l'augmentation des retraits des compteurs remplacés dans le cadre du Projet LAD;
- une augmentation de 9,4 M\$ de l'amortissement des interventions en efficacité énergétique (dont le PGEÉ) découlant essentiellement de la croissance des mises en services réalisées au cours des dernières années dans les différents programmes;
- une diminution de 13,3 M\$ des coûts nets liés aux sorties d'actifs s'expliquant principalement par la fin du Projet LAD en 2016;
- une diminution de 59,0 M\$ de l'amortissement du compte de nivellement pour aléas climatiques.

²⁸⁶ Pièce B-0039, p. 9.

Amortissement des immobilisations en exploitation

[522] Dans sa décision D-2015-189, la Régie autorisait le Distributeur à amortir ses immobilisations corporelles sur leurs durées de vie spécifiques, sans les limiter à 50 ans, à condition que la durée de vie utile moyenne pondérée de l'ensemble des immobilisations n'excède pas 50 ans, respectant ainsi la nouvelle interprétation de l'article 24 (3) de la LHQ (voir la section 4.1).

[523] Le tableau suivant présente la révision de certaines durées de vie utile des immobilisations corporelles, conformément à la décision D-2015-189, dont l'impact sur la charge d'amortissement est une baisse de 16,1 M\$ pour l'année témoin 2016 par rapport au montant autorisé en 2015.

TABLEAU 33
RÉVISION DES DURÉES DE VIE UTILE CONFORMÉMENT À LA DÉCISION D-2015-189

Catégories d'immobilisations corporelles	Durées de vie actuelle (ans)	Durées de vie révisée (ans)
Conducteurs moyenne tension	50	60
Canalisations souterraines en béton	50	60
Câbles aériens basse tension	50	60
Centrale hydraulique		
Fondation et structure	50	100
Canal	50	85
Barrage en béton	50	120
Autres catégories	50	70
	50	60 à 120

Source : Dossier R-3927-2015, pièce B-0035, p. 12.

[524] Pour l'année 2016, le résultat du test de la durée de vie utile moyenne pondérée de l'ensemble des immobilisations, incluant et excluant les actifs incorporels, est respectivement de 39 ans et de 40 ans²⁸⁷.

²⁸⁷ Dossier R-3927-2015, pièce B-0045, p. 19.

Coûts nets liés aux sorties d'actifs

[525] Le tableau suivant présente le détail des coûts nets liés aux sorties d'actifs par catégories d'actifs ou de projets pour la période 2014 à 2016.

TABLEAU 34
COÛTS NETS LIÉS AUX SORTIES D'ACTIFS

<i>(en M\$)</i>	<i>2014</i> <i>Année historique</i>	<i>2015</i> <i>(D-2015-018)</i>	<i>2015</i> <i>(réel 11 mois- au 30 novembre)</i>	<i>2015</i> <i>Année de base</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2016</i> <i>vs 2015 (D-2015-018)</i>	
Corroborations	4,8	2,0	9,4	8,0	8,0	6,0	300,0%
Poteaux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Conducteurs	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Câbles	3,3	0,0	2,2	6,0	6,0	6,0	
Transformateurs	1,3	1,0	0,0	1,0	1,0	0,0	
Autres	0,0	1,0	7,2	1,0	1,0	0,0	
Appareils de mesure et autres	5,8	8,0	0,5	8,0	8,0	0,0	0,0%
Appareils de mesure	3,7	4,5	2,8	4,5	4,5	0,0	
Revenus provenant de la vente d'actif	(7,2)	(7,0)	(5,5)	(6,0)	(6,0)	1,0	(14,3 %)
Projets abandonnés et autres	9,3	10,5	3,2	9,5	9,5	(1,0)	(9,5 %)
Total avant projet majeur	10,6	10,0	9,9	16,0	16,0	6,0	60,0%
Projet majeur- LAD	32,3	22,7	23,2	31,7	3,4	(19,3)	(85,0 %)
Total	42,9	32,7	33,1	47,7	19,4	(13,3)	(40,7 %)

Sources : Pièce B-0032, p. 10 et pièce B-0144, p. 8.

[526] Le Distributeur établit sa prévision des coûts nets liés aux sorties d'actifs pour l'année témoin 2016 à 19,4 M\$, une diminution de 13,3 M\$ (-40,7 %) par rapport au montant autorisé en 2015, expliquée principalement par la fin du Projet LAD en 2016. Il prévoit une diminution importante du volume de compteurs installés entre les années 2015 et 2016, entraînant une baisse de 19,3 M\$ des retraits d'actifs.

[527] Le Distributeur souligne qu'il continue de mener annuellement à terme ses exercices de corroboration. Ce faisant, il estime ne pas être en mesure d'appliquer en 2015 la réduction des coûts relatifs aux corroboration de 8 M\$ demandées par la Régie dans sa décision D-2015-018²⁸⁸.

[528] Questionné à ce sujet, le Distributeur présente les résultats les plus récents des coûts nets liés aux sorties d'actifs pour l'année 2015, soit les données pour les 11 mois se terminant le 30 novembre 2015. Les retraits d'actifs s'élèvent à 33,1 M\$²⁸⁹, soit un montant légèrement supérieur au montant autorisé de 32,7 M\$ en 2015.

[529] Le Distributeur explique la hausse de 0,4 M\$ en 2015 par rapport au montant autorisé en 2015 principalement par les éléments suivants :

- L'écart défavorable de 7,4 M\$ lié aux « Corroborations » s'explique par le fait que le Distributeur a projeté un montant de 10,0 M\$ pour l'année témoin 2015, alors que dans sa décision D-2015-018, la Régie a plutôt autorisé un montant de 2,0 M\$ en 2015. En excluant la coupure de 8,0 M\$ de la prévision effectuée par la Régie, l'écart résiduel est marginal.
- L'écart favorable de 7,5 M\$ lié aux « Appareils de mesure et autres » est essentiellement attribuable aux projets abandonnés et autres (-7,3 M\$), dont le nombre et les impacts au 30 novembre sont moins élevés que le montant autorisé. Puisque certains projets sont toujours en cours d'analyse, l'impact au 31 décembre des abandons de projets pourrait se rapprocher davantage de la moyenne de 6,9 M\$ des cinq dernières années²⁹⁰.

[530] Le Distributeur tient à rappeler que les données présentées sont en date du 30 novembre 2015. Ainsi, les écarts constatés par rapport au montant autorisé en 2015 ne tiennent pas compte de l'impact des travaux et des mises en service qui seront effectués en décembre.

[531] La Régie n'est pas convaincue que seuls les retraits d'actifs (avant le Projet LAD) du mois de décembre 2015 peuvent atteindre 6,1 M\$, représentant près de 40 % du montant annuel anticipé à 16,0 M\$ pour l'année de base 2015. Par conséquent, elle estime que la prévision de l'année témoin 2016 est surestimée.

²⁸⁹ Pièce B-0144, p. 8.

²⁹⁰ Pièce B-0144, p. 9.

Amortissement du compte de nivellement pour aléas climatiques

[532] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente l'amortissement du compte de nivellement pour aléas climatiques au montant de 148,0 M\$ (créditeur) pour l'année témoin 2016. En audience, le Distributeur met à jour certains paramètres, dont l'amortissement du compte de nivellement pour aléas climatiques 2015 au 31 octobre 2015.

[533] L'amortissement révisé est de 154,3 M\$ (créditeur) pour l'année témoin 2016 comparativement au montant autorisé de 95,3 M\$ (créditeur) pour l'année 2015.

[534] L'écart de 59,0 M\$ entre le montant de l'année témoin 2016 et celui reconnu pour 2015 s'explique principalement par un écart de 57,1 M\$ entre le versement intégral du solde 2014 de 135,8 M\$ (créditeur) aux revenus requis 2015 à la suite de la décision D-2015-018 de la Régie et le versement intégral du solde révisé 2015 de 192,9 M\$ (créditeur) aux revenus requis de 2016, comme proposé par le Distributeur dans le présent dossier.

[535] La Régie demande au Distributeur de réduire de 25 M\$ le versement du solde du compte de nivellement pour les aléas climatiques 2015 aux revenus requis de 2016, passant de 192,9 M\$ (créditeur) à 167,9 M\$ (créditeur) (voir la section 4.4).

Évolution de la charge totale d'amortissement et déclassement

[536] Tel qu'illustré au tableau suivant, la Régie observe une surestimation moyenne de la charge totale d'amortissement et déclassement entre le montant demandé par le Distributeur et le réel de 22,7 M\$ sur la période de 2010 à 2014. Elle observe également une surestimation de 18,1 M\$ entre le montant demandé et celui ajusté de l'année de base 2015.

TABLEAU 35
ÉVOLUTION DE LA CHARGE TOTALE D'AMORTISSEMENT ET DÉCLASSEMENT

<i>(en M\$)</i>	<i>Année témoin (demandée et ajustée)</i>	<i>Année témoin (autorisée et ajustée)</i>	<i>Année de base</i>	<i>Année historique</i>	<i>Variation Année historique vs Demandée</i>	
2010	852,3	852,3		832,6	(19,7)	(2,3 %)
2011	827,7	827,7		802,3	(25,4)	(3,1 %)
2012	907,7	907,7		884,8	(22,9)	(2,5 %)
2013	789,9	779,9		773,0	(16,9)	(2,1 %)
2014	824,9	804,9		796,4 ¹	(28,5)	(3,5 %)
2015	731,1	723,1	713,0 ²		(18,1)	(2,5 %)
2016	626,8					

Sources : Pièce B-0032, p. 5 et rapports annuels 2010 à 2014, pièce HQD-2, document 3.

Note 1 : Pour les fins de comparaison, le montant de l'année historique 2014 est ajusté de 21,0 M\$ relié aux sorties d'actifs du compte d'écart- Projet LAD (817,4 M\$ - 21,0 M\$ = 796,4 M\$).

Note 2 : Pour les fins de comparaison, le montant de l'année base 2015 exclut l'impact du passage aux US GAAP (704,4 M\$ + 8,6 M\$ = 713,0 M\$).

Note 3 : IFRS pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015; US GAAP pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

[537] Le Distributeur confirme que les mises en service moindres ou des reports de mises en service ont un impact à la baisse sur la charge d'amortissement d'une année donnée.

[538] Le Distributeur ajoute que la prévision de la charge d'amortissement est composée, d'une part, de l'amortissement provenant des actifs existants et, d'autre part, de l'amortissement provenant des prévisions de mises en service pour une année donnée. Ainsi, des mises en service moindres ou des reports de mises en service ont un impact à la baisse sur la prévision de la charge d'amortissement. Par contre, le Distributeur rappelle que l'amortissement provenant des actifs existants est beaucoup plus important pour une année donnée que celui provenant des mises en service. À titre d'exemple, pour l'année témoin 2016, la charge d'amortissement totale des immobilisations en exploitation est constituée à plus de 90 % de la charge d'amortissement des actifs existants au

31 décembre 2014. Selon le Distributeur, l'impact sur la charge d'amortissement totale d'un écart entre les mises en service réelles et celles prévues est donc relativement limité²⁹¹.

[539] L'AQCIE-CIFQ constate que les valeurs autorisées sont supérieures aux valeurs réelles depuis 2010. L'intervenant indique que puisque la valeur de l'« Amortissement et déclassement » est basée sur des équipements existants, on devrait alors s'attendre à ce que les valeurs réelles correspondent aux valeurs autorisées. L'AQCIE-CIFQ recommande que le Distributeur lui indique les moyens qu'il entend prendre pour que ses prévisions soient plus précises relativement à la charge totale d'amortissement.

[540] Bien que la charge d'amortissement totale des immobilisations en exploitation de l'année témoin soit constituée à plus de 90 % de la charge d'amortissement des actifs existants de l'année historique, la Régie observe tout de même une surestimation moyenne de la charge totale d'amortissement, entre le montant demandé par le Distributeur et le réel de 22,7 M\$ sur la période de 2010 à 2014. Elle observe également une surestimation de 18,1 M\$ entre le montant demandé et celui ajusté de l'année de base 2015. C'est pourquoi, elle est d'avis que la prévision de la charge totale d'amortissement et déclassement pour l'année témoin 2016 doit être recalibrée.

[541] La Régie réduit de 10 M\$ la charge totale d'amortissement et déclassement pour l'année témoin 2016.

Conclusion sur la charge totale d'amortissement et déclassement

[542] Le Distributeur présente une charge totale d'amortissement et déclassement qui s'élève à un montant de 626,8 M\$ pour l'année témoin 2016.

[543] La Régie approuve un montant de 641,8 M\$ pour la charge totale d'amortissement et déclassement de l'année témoin 2016. La hausse de 15 M\$ résulte des modifications suivantes :

- **augmentation de 25 M\$ liée au versement partiel du solde du compte de nivellement pour aléas climatiques 2015;**
- **réduction globale de 10 M\$.**

²⁹¹ Pièce B-0099, p. 53.

11.2.3 DISPOSITION DU COMPTE DE FRAIS REPORTÉS - PCGR DES ÉTATS-UNIS

[544] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur intègre à ses revenus requis de 2016 un montant créditeur de 17,3 M\$, représentant l'impact du passage aux PCGR des États-Unis en 2015, à titre des autres charges. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à un montant créditeur de 8,6 M\$ (voir la section 4.1).

[545] La Régie accepte la disposition du compte de frais reportés – PCGR des États-Unis au montant créditeur de 8,6 M\$ pour l'année 2015 dans les revenus requis de l'année témoin 2016 à titre d'autres charges.

11.2.4 TAXES

[546] Les taxes s'élèvent à 84,0 M\$ pour l'année témoin 2016, en hausse de 29,7 M\$ (54,7 %) comparativement au montant autorisé de 54,3 M\$ pour l'année 2015. Cette hausse s'explique principalement par une augmentation de 28,9 M\$ des charges relatives au BEIÉ.

Charges relatives au BEIÉ

[547] Le Distributeur présente les charges relatives au BEIÉ sous la rubrique « Taxes », afin de se conformer à la présentation des états financiers à vocation générale.

[548] Les charges relatives au BEIÉ sont déterminées et recommandées par le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, puis adoptées par décret gouvernemental. Le Distributeur n'a donc pas de contrôle, tant sur les coûts encourus représentant son apport financier réel aux programmes du BEIÉ, que sur les dates d'adoption des décrets établissant ces coûts.

[549] Les charges relatives au BEIÉ de 24,7 M\$ (débitur) en 2016 sont en hausse de 28,9 M\$ par rapport au montant autorisé de 4,2 M\$ (crédeur) en 2015, eu égard à la variation des comptes d'écarts.

[550] Le montant de 24,7 M\$ (débit) en 2016 provient de la prévision de 2016 d'un montant de 24,6 M\$ et du solde du compte d'écarts 2014 d'un montant de 0,1 M\$. Le montant autorisé de 4,2 M\$ (crédit) en 2015 provient de la prévision de 24,5 M\$ en 2015 et des soldes d'écarts 2013 et de 2014, respectivement de 8,0 M\$ (crédit) et de 20,7 M\$ (crédit).

[551] Conformément aux décisions D-2014-037²⁹² et D-2015-018²⁹³, les comptes d'écarts 2013 et 2014 comptabilisent la différence entre les coûts selon les décrets gouvernementaux les plus récents et ceux reconnus par la Régie, auxquels s'ajoutent des intérêts.

[552] Les coûts sont estimés à partir de l'information la plus récente disponible lors du dépôt du dossier et, subséquemment, lors de la mise à jour de décembre 2015. Pour 2016, l'information la plus récente demeure celle du dernier décret gouvernemental 321-2015 (1^{er} avril 2014 au 31 mars 2015) d'un montant de 24,6 M\$.

[553] La Régie approuve un montant de 24,7 M\$ pour les charges relatives au BEIÉ de l'année témoin 2016, soit la prévision de 24,6 M\$ pour l'année témoin 2016 et le versement du solde du compte d'écarts 2014 de 0,1 M\$.

[554] La Régie approuve un montant de 84,0 M\$ pour les taxes de l'année témoin 2016.

11.3 FRAIS CORPORATIFS

[555] Le Distributeur indique que les frais corporatifs à répartir correspondent aux coûts de fonctionnement engagés par les unités corporatives d'Hydro-Québec, dans le cadre d'activités dont l'objectif n'est pas de desservir une ou des unités d'affaires en particulier, mais les intérêts d'Hydro-Québec dans son ensemble. La quote-part du Distributeur est de 30 % pour l'année témoin 2016.

²⁹² Pages 26 et 27.

²⁹³ Page 166.

[556] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente des frais corporatifs au montant de 30,1 M\$ pour l'année témoin 2016. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à 30,6 M\$, afin de tenir compte de la révision du coût de retraite.

[557] Les frais corporatifs pour le Distributeur passent d'un montant autorisé de 30,8 M\$ en 2015 à 30,6 M\$ en 2016, soit une baisse de 0,2 M\$ (-0,6 %), tel que présenté au tableau suivant.

TABLEAU 36
FRAIS CORPORATIFS

<i>(en M\$)</i>	<i>2014</i> <i>Année historique</i>	<i>2015</i> <i>(D-2015-018)</i>	<i>2015</i> <i>Année de base</i> <i>Révisée (1)</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i> <i>Initiale</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i> <i>Révisée (1)</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2016</i> <i>vs 2015 (D-2015-018)</i>	
Frais corporatifs	28,8	31,3	31,9	31,0	30,9	(0,4)	(1,3 %)
Compte d'écarts - Coût de retraite	1,6	(0,5)	(0,4)	(0,9)	(0,3)	0,2	40,0%
Total	30,4	30,8	31,5	30,1	30,6	(0,2)	(0,6 %)

Sources : Pièce B-0022, p. 8; pièce B-0128, p. 13 et pièce B-0145, p. 9.

Note 1 : Mise à jour en suivi de la décision D-2015-189 relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP.

Note 2 : IFRS pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015; US GAAP pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

[558] La Régie approuve les frais corporatifs au montant total de 30,6 M\$ pour l'année témoin 2016.

11.4 RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

[559] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente le rendement de la base de tarification au montant de 751,7 M\$ pour l'année témoin 2016. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à 753,0 M\$. En audience, le Distributeur met à jour certains paramètres, dont la mise à jour du coût de la dette actualisé avec les prévisions du *Consensus Forecasts* de novembre 2015²⁹⁴ pour un montant de -9,4 M\$, en conformité avec la décision D-2014-034²⁹⁵.

²⁹⁴ Pièce B-0132, p. 5.

²⁹⁵ Page 68, par. 273.

[560] Le rendement de la base de tarification se chiffre à 741,1 M\$ pour l'année témoin 2016, en baisse de 17,3 M\$ (-2,3 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2015²⁹⁶, tel que présenté au tableau suivant.

TABLEAU 37
RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

(en M\$)	2014 <i>Année historique</i>	2015 <i>(D-2015-018)</i>	2015 <i>Année de base Révisée (1)</i>	2016 <i>Année témoin Initiale</i>	2016 <i>Année témoin Révisée (1)</i>	2016 <i>Année témoin Révisée (2)</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2016 vs 2015 (D-2015-018)</i>	
Charge de désactualisation	1,6	1,6					(1,6)	(100,0 %)
Rendement de la base de tarification	858,2	756,8	774,0	751,7	753,0	741,1	(15,7)	(2,1 %)
Capitaux empruntés (frais financiers réglés)	449,6	450,0	439,9	445,1	445,9	435,0	(15,0)	(3,3 %)
Capitaux propres (bénéfice réglé)	408,6	306,8	334,1	306,6	307,1	306,1	(0,7)	(0,2 %)
Total	859,8	758,4	774,0	751,7	753,0	741,1	(17,3)	(2,3 %)

Sources : Pièce B-0022, p. 8; pièce B-0128, p. 13 et pièce B-0145, p. 9.

Note 1 : Mise à jour en suivi de la décision D-2015-189 relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP.

Note 2 : Mise à jour de certains paramètres en audience, incluant la mise à jour en suivi de la décision D-2015-189.

Note 3 : IFRS pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015; US GAAP pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

[561] La baisse de 17,3 M\$ (-2,3 %) provient principalement de la diminution du taux de rendement de la base de tarification, passant d'un taux autorisé de 7,081 % en 2015 à 6,949 % en 2016.

[562] La Régie approuve le rendement de la base de tarification au montant estimé à 734,2 M\$ pour l'année témoin 2016, considérant une baisse de 6,9 M\$²⁹⁷ attribuable à une réduction globale de 100 M\$ de la base de tarification (moyenne des 13 soldes) (voir la section 12).

12. BASE DE TARIFICATION

[563] Le Distributeur demande à la Régie d'établir sa base de tarification pour l'année témoin 2016 en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité ou qui sont réputés l'être en vertu de la Loi.

²⁹⁶ Le montant autorisé en 2015 inclut une charge de désactualisation de 1,6 M\$ qui est reclassée aux charges d'exploitation en 2016, conformément aux PCGR des États-Unis.

²⁹⁷ La baisse de 6,9 M\$ se calcule comme suit : 100 M\$ x 6,949 %.

[564] Lors de sa demande initiale, le Distributeur projette, pour l'année témoin 2016, une base de tarification, établie selon la moyenne des 13 soldes, à 10 683,0 M\$.

[565] Le montant de l'année témoin 2016 tient compte d'une application des méthodes comptables découlant du passage aux PCGR des États-Unis, tel que demandé par le Distributeur et le Transporteur dans le dossier R-3927-2015. Le montant pour l'année de base 2015, quant à lui, est de 10 528,9 M\$.

[566] En lien avec le dossier R-3927-2015, le Distributeur apporte les modifications suivantes à la base de tarification à compter de l'année de base 2015 :

- les immobilisations corporelles sont amorties sur leur durée de vie utile, sans limitation à 50 ans, aux fins de l'établissement des tarifs;
- les OLMHS sont comptabilisées selon les PCGR des États-Unis;
- le coût et l'amortissement cumulé des interventions, programmes et activités en efficacité énergétique, auparavant présentés dans la rubrique « Actifs incorporels », ont été reclassés à leur valeur nette dans la section « Autres actifs »;
- le coût et l'amortissement cumulé des frais de développement, auparavant présentés dans la rubrique « Autres actifs incorporels » de la section « Actifs incorporels », ont été reclassés, à leur valeur nette, dans la rubrique « Autres actifs réglementaires » de la section « Autres actifs ».

[567] Conformément à la décision D-2015-189, le Distributeur effectue une première mise à jour des montants de l'année de base 2015 et de l'année témoin 2016²⁹⁸. La base de tarification est ainsi ajustée à 10 526,5 M\$ pour l'année de base 2015 et à 10 702,0 M\$ pour l'année témoin 2016.

[568] Lors de l'audience, le Distributeur produit une nouvelle mise à jour intégrant les ajustements découlant de la décision D-2015-189 (19,0 M\$) et un ajustement de l'encaisse réglementaire (-38,0 M\$). La base de tarification, établie selon la moyenne des 13 soldes, totalise 10 664,0 M pour l'année témoin 2016²⁹⁹.

²⁹⁸ Pièce B-0128, p. 16 à 19.

²⁹⁹ Pièce B-0145, p. 10 et 11.

[569] Le tableau suivant présente les composantes de la moyenne des 13 soldes de la base de tarification sur la période 2014 à 2016. Les données de l'année de base 2015 et de l'année témoin projetée 2016 qui y figurent correspondent aux données finales relatives aux PCGR des États-Unis déposées par le Distributeur. Les données de l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015 sont établies selon les IFRS.

TABLEAU 38
BASE DE TARIFICATION

<i>(en k\$)</i> <i>(moyenne des 13 soldes)</i>	<i>2014</i> <i>Année</i> <i>historique (1)</i>	<i>2015</i> <i>(D-2015-018)</i> <i>(1)</i>	<i>2015</i> <i>Année de base</i> <i>Révisée (2)</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i> <i>Initiale</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i> <i>Révisée (2)</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i> <i>Révisée (3)</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2016</i> <i>vs 2015 (D-2015-018)</i>	
Immobilisations en exploitation	8 644 724	8 959 320	8 905 897	9 092 122	9 083 617	9 083 617	124 297	1,4 %
Contrat de location-acquisition	32 567	34 510	33 620	40 615	40 615	40 615	6 105	17,7 %
Actifs incorporels en exploitation								
Logiciels	260 809	255 774	215 547	181 897	181 897	181 897	(73 877)	(28,9 %)
Autres actifs incorporels	33 646	32 099	36 451	33 310	33 310	33 310	1 211	3,8 %
Total	294 455	287 873	251 998	215 207	215 207	215 207	(72 666)	(25,2 %)
Autres actifs								
PGEE	798 630	749 292	747 631	692 959	692 959	692 959	(56 333)	(7,5 %)
Programmes et activités du BEIÉ	98 833	83 404	83 404	67 974	67 974	67 974	(15 430)	(18,5 %)
Contributions à des projets de raccordement	101 993	256 228	188 105	303 646	303 646	303 646	47 418	18,5 %
Compte de nivellement pour aléas climatiques	222 884	0	0	0	0	0	0	
Autres actifs réglementaires	7 263	8 999	5 445	5 513	5 513	5 513	(3 486)	(38,7 %)
Remboursement gouvernemental	23 282	23 282	23 282	23 282	23 282	23 282	0	0,0 %
Total	1 252 885	1 121 205	1 047 867	1 093 374	1 093 374	1 093 374	(27 831)	(2,5 %)
Fonds de roulement								
Encaisse	190 186	152 940	152 109	119 347	146 811	108 799	(44 141)	(28,9 %)
Matériaux, combustibles et fournitures	135 649	132 944	135 010	122 341	122 341	122 341	(10 603)	(8,0 %)
Total	325 835	285 884	287 119	241 688	269 152	231 140	(54 744)	(19,1 %)
Total	10 550 466	10 688 792	10 526 501	10 683 006	10 701 965	10 663 953	(24 839)	(0,2 %)

Sources : Pièce B-0034; pièce B-0128, p. 16 à 19 et pièce B-0145, p. 10 et 11.

Note 1 : Ajustée des modifications de présentation.

Note 2 : Mise à jour en suivi de la décision D-2015-189 relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP.

Note 3 : Mise à jour de certains paramètres en audience, incluant la mise à jour en suivi de la décision D-2015-189.

Note 4 : IFRS pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015; US GAAP pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

[570] La moyenne des 13 soldes de la base de tarification pour l'année témoin 2016 est en baisse de 24,8 M\$ (-0,2 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2015. Cette baisse est principalement attribuable aux éléments suivants :

- la mise en exploitation des immobilisations provenant des investissements (124,3 M\$), dont l'impact de la révision de certaines durées de vie utiles autorisée dans la décision D-2015-189;
- les logiciels (-73,9 M\$);
- les interventions en efficacité énergétique (dont le PGEÉ) et les programmes et activités du BEIÉ (-71,8 M\$).

[571] Par ailleurs, le Distributeur présente au tableau suivant les écarts entre les bases de tarification autorisées et réelles depuis 2010. Questionné à cet égard, le Distributeur présente également l'impact des mises en service sur la base de tarification et le rendement depuis 2012³⁰⁰.

TABLEAU 39
ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION SUR LA PÉRIODE 2010-2015

<i>(en M\$)</i> <i>(Moyenne des 13 soldes)</i>	<i>Année témoin</i> <i>(autorisée)</i>	<i>Année de base</i>	<i>Année</i> <i>historique</i>	<i>Variation</i> <i>Année historique vs Autorisée</i>	
2010	10 044,8 ¹		9 989,8	(55,0)	(0,5 %)
2011	10 387,6		10 305,6	(82,0)	(0,8 %)
2012	10 063,0		9 895,7	(167,3)	(1,7 %)
2013	10 280,0		10 138,8	(141,2)	(1,4 %)
2014	10 568,5 ²		10 550,5	(18,0)	(0,2 %)
2015	10 688,8	10 526,5 ³		(162,3)	(1,5 %)

Source: Pièce B-0141, p. 6, tableau R-5.1-A.

Note 1 : Le montant autorisé de 10 044,8 M\$ pour l'année 2010 inclut une réduction globale de 50 M\$ demandée par la Régie dans sa décision D-2010-022.

Note 2 : Le montant autorisé de 10 568,5 M\$ pour l'année 2014 inclut une réduction globale de 100 M\$ demandée par la Régie dans sa décision D-2014-037.

Note 3 : Pour l'année de base 2015, 10 528,9 M\$ en vertu des IFRS et 10 526,5 M\$ en vertu des US GAAP.

³⁰⁰ Pièce B-0078, p. 26 et pièce B-0141, p. 7.

[572] La Régie constate une baisse de 162,3 M\$ entre le montant de 10 526,5 M\$ pour l'année de base 2015 et le montant autorisé de 10 688,8 M\$ pour l'année 2015.

[573] Le Distributeur explique cette baisse principalement par les éléments suivants :

- un solde d'ouverture au 1^{er} janvier 2015 inférieur de 98,9 M\$ dû, principalement, aux investissements et aux mises en services, moindres que prévu;
- des prévisions de mises en service inférieures de 66,7 M\$ attribuables principalement à la révision du montant de la contribution aux projets en croissance du Transporteur, à l'augmentation du volume de compteurs installés dans le cadre du Projet LAD et aux impacts découlant de révisions des projets d'investissements³⁰¹.

[574] La Régie considère que l'examen des écarts observés dans la base de tarification, notamment entre le montant de l'année historique et celui autorisé est important. Elle juge ainsi pertinent de disposer d'un historique des écarts liés à la base de tarification et à l'impact des mises en service. **La Régie demande au Distributeur d'inclure, dans ses prochaines demandes tarifaires, selon le même format, les informations contenues dans les tableaux R-5.1-A et R-5.1B de la pièce B-0141³⁰².**

[575] L'AQCIE-CIFQ recommande, quant à lui, que le Distributeur indique à la Régie les moyens qu'il entend prendre pour que ses prévisions soient plus précises relativement à sa base de tarification, notamment la valeur des mises en service prévues.

[576] La Régie constate l'importance des écarts au niveau de la base de tarification, notamment depuis 2012. Il ressort du tableau R-5.1-A de la pièce B-0141, un écart moyen entre les données réelles et autorisées, de plus de 100 M\$ sur la période 2010-2015. Sur la période 2012-2015, l'écart moyen atteindrait environ 122 M\$.

³⁰¹ Pièce B-0075, p. 72.

³⁰² Pièce B-0141, p. 6 et 7.

[577] En fait, seule l'année 2014 présente un écart de faible amplitude de 18,0 M\$. N'eut été de la réduction de 100 M\$ demandée par la Régie dans sa décision D-2014-037, l'écart aurait été de 118,0 M\$.

[578] Malgré certains ajustements apportés par la Régie lors de demandes tarifaires antérieures³⁰³, la Régie constate une surestimation récurrente de la base de tarification. Il est difficile, dans ces conditions, de conclure à la fiabilité des projections à cet égard.

[579] En conséquence, la Régie réduit de 100 M\$ la projection de la base de tarification pour l'année témoin 2016 (moyenne des 13 soldes), ce qui a pour effet de réduire les revenus requis de 6,9 M\$.

[580] Elle demande au Distributeur de mettre à jour sa base de tarification de l'année témoin 2016 et de la déposer au plus tard le 16 mars 2016, à 11 h.

Contributions à des projets de raccordement

[581] Le Distributeur présente le détail des contributions à des projets de raccordement, au montant de 355,3 M\$ au 31 décembre 2016³⁰⁴, soit une contribution à payer au Transporteur au montant de 371,4 M\$ et une contribution à recevoir du Producteur au montant de 16,1 M\$³⁰⁵.

[582] La Régie constate que le Distributeur a donné suite à l'ensemble des exigences contenues dans la décision D-2015-018³⁰⁶, tel que :

- la conciliation de ses projets de raccordement avec ceux du Transporteur³⁰⁷;
- la présentation du détail de l'évolution de sa contribution aux projets en croissance du Transporteur pour l'année historique 2014, l'année de base 2015 et l'année témoin 2016³⁰⁸.

³⁰³ Décision D-2014-037, p. 102, par. 385 et décision D-2010-022, p. 88, par. 368.

³⁰⁴ Pièce B-0041, p. 24.

³⁰⁵ Pièce B-0041, p. 25.

³⁰⁶ Page 171, par. 683 et p. 172, par. 689.

³⁰⁷ Pièce B-0041, p. 25.

³⁰⁸ Pièce B-0041, p. 26 et 27.

[583] En suivi de la décision D-2015-018³⁰⁹, conformément au traitement retenu par le Transporteur, le Distributeur propose de comptabiliser, à compter de 2016, les contributions liées aux mises en service annuelles au 31 décembre de l'année concernée.

[584] La Régie accepte la proposition du Distributeur de comptabiliser, à compter de 2016, les contributions liées aux mises en service annuelles au 31 décembre de l'année concernée, en cohérence avec la décision D-2016-029³¹⁰ rendue dans la demande tarifaire du Transporteur pour l'année 2016.

13. AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2016

13.1 SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS

[585] Pour 2016, les besoins d'investissements prévus par le Distributeur totalisent 682,4 M\$. Ce montant inclut les investissements autorisés avant l'entrée en vigueur de l'article 73 de la Loi, les projets majeurs nécessitant une autorisation spécifique et les projets d'investissement dont les coûts individuels sont inférieurs à 10 M\$. Ces derniers, d'un montant de 529,2 M\$, font l'objet de la demande d'autorisation du Distributeur.

[586] Le Distributeur présente, au tableau suivant, le sommaire des investissements prévus pour 2016.

³⁰⁹ Page 172, par. 688.

³¹⁰ Page 54, par. 190.

TABLEAU 40
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS 2016 (EN M\$)

Catégories	Investissements autorisés avant entrée en vigueur art. 73	AUTORISATION SPÉCIFIQUE		DEMANDE D'AUTORISATION			Grand total
		Projets majeurs > 10 M\$		Autres investissements < 10 M\$			
		Autorisés	À autoriser	Réseau intégré	Réseaux autonomes	Total	
Maintien des actifs		53,2	3,0	203,4	30,1	233,5	289,7
Réseau de distribution				110,6	1,8	112,4	112,4
Centrale de production			2,5		23,9	23,9	26,4
Réseau de transport			0,5		3,8	3,8	4,3
Mesurage et relève		53,2		9,5		9,5	62,7
Bâtiments administratifs				25,0		25,0	25,0
Matériel roulant				27,9		27,9	27,9
Autres actifs de soutien				30,4	0,6	31,0	31,0
Amélioration de la qualité			5,0	24,3		24,3	29,3
Croissance de la demande		54,5	24,5	224,4	9,6	234,0	313,0
Respect des exigences	12,0	1,0		37,0	0,4	37,4	50,4
Total	12,0	108,7	32,5	489,1	40,1	529,2	682,4

Source : Pièce B-0038, p. 5.

[587] Le Distributeur présente également un suivi des investissements par types d'autorisation et par catégories sur la période 2014 à 2016.

TABLEAU 41
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS PAR TYPES D'AUTORISATION (EN M\$)

TYPES D'AUTORISATION	Année historique 2014	Autorisé 2015 (D-2015-018)	Année de base 2015	Année témoin 2016
< 10 M\$	490,6	550,9	492,2	529,2
> 10 M\$ autorisés	321,6	279,8	341,9	108,7
> 10 M\$ à autoriser		0,8	3,0	32,5
Investissements autorisés avant art. 73	6,8	12,0	11,2	12,0
TOTAL	819,0	843,5	848,3	682,4

Source : Pièce B-0038, p. 6.

TABLEAU 42
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS PAR CATÉGORIES D'INVESTISSEMENTS (EN M\$)

CATÉGORIES	Année historique 2014	Autorisé 2015 (D-2015-018)	Année de base 2015	Année témoin 2016
Maintien des actifs	459,5	410,5	471,1	289,7
Amélioration de la qualité	15,1	33,5	19,4	29,3
Croissance de la demande	297,4	347,2	315,6	313,0
Respect des exigences	47,0	52,3	42,2	50,4
TOTAL	819,0	843,5	848,3	682,4

Source : Pièce B-0038, p. 6.

13.1.1 CONTEXTE GÉNÉRAL DE PLANIFICATION DES INVESTISSEMENTS

[588] Le Distributeur expose sa démarche de planification au soutien de ses investissements. Il répond aux demandes d'information formulées par la Régie dans sa décision D-2015-018 ainsi que dans sa lettre du 18 juin 2015 en suivi de la rencontre technique du 4 juin 2015³¹¹.

[589] La démarche du Distributeur consiste à planifier l'ensemble des travaux à réaliser selon deux types d'investissements : Investissements à impact main-d'œuvre et Autres investissements.

³¹¹ Pièce B-0038, p. 6.

TABLEAU 43
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS PAR TYPES D'INVESTISSEMENTS (EN M\$)

TYPES D'INVESTISSEMENTS	Année historique 2014	Autorisé 2015 (D-2015-018)	Année de base 2015	Année témoin 2016
Investissements à impact main-d'œuvre	435,9	471,7	428,5	450,0
<i>Investissements autorisés avant art. 73</i>	6,5	11,7	11,0	11,7
<i>Investissements inférieurs à 10 M\$</i>	408,7	406,6	353,3	363,3
<i>Investissements supérieurs à 10 M\$</i>	20,7	53,4	64,2	75,0
Autres investissements	383,1	371,8	419,8	232,4
<i>Investissements autorisés avant art. 73</i>	0,3	0,3	0,2	0,3
<i>Investissements inférieurs à 10 M\$</i>	81,9	144,3	138,9	165,9
<i>Investissements supérieurs à 10 M\$</i>	300,9	227,2	280,7	66,2
<i>dont projet LAD</i>	275,0	202,7	259,3	53,2
Investissements totaux	819,0	843,5	848,3	682,4
<i>Investissements autorisés avant art. 73</i>	6,8	12,0	11,2	12,0
<i>Investissements inférieurs à 10 M\$</i>	490,6	550,9	492,2	529,2
<i>Investissements supérieurs à 10 M\$</i>	321,6	280,6	344,9	141,2
<i>dont projet LAD</i>	275,0	202,7	259,3	53,2

Source : Pièce B-0038, p. 7.

[590] Les Investissements à impact main-d'œuvre sont essentiellement réalisés par la main-d'œuvre interne et représentent environ 65 % des investissements totaux du Distributeur, excluant ceux relatifs au Projet LAD. Leur coût se répartit entre les prestations de travail (50 %), les travaux civils et le matériel.

[591] Pour établir ses budgets et planifier ses investissements, le Distributeur considère ce qui suit :

- Les besoins du réseau de distribution sont établis pour les travaux récurrents liés aux obligations du Distributeur sur la base de données historiques et, pour les projets spécifiques, à partir d'analyses du comportement du réseau.
- La priorisation des besoins s'établit comme suit :
 - les travaux récurrents liés aux obligations du Distributeur (alimentation des abonnés, défauts et imprévus, demandes de tiers et demandes d'usage en commun) sont classés comme critiques ou élevés dans l'échelle de priorités. Ils représentent la part majoritaire des investissements de moins de 10 M\$;
 - les projets spécifiques ou planifiables font l'objet de matrices de sévérité.

- La force de travail disponible totale est établie en tenant compte du nombre d'effectifs disponibles pour réaliser les travaux, d'une saine gestion des heures supplémentaires et, le cas échéant, de la contribution des entrepreneurs externes³¹².

[592] Le Distributeur explique que la stratégie de priorisation des travaux, pour une année donnée, est élaborée à l'automne de l'année précédente et, qu'en conséquence, les matrices de sévérité ne peuvent être produites pour l'année témoin 2016, tel que l'avait demandé la Régie. La planification des investissements aux fins réglementaires a été réalisée en tenant compte des matrices de sévérité de l'année 2015 pour les catégories d'investissements « Maintien des actifs » et « Croissance de la demande ». Ces matrices sont présentées par le Distributeur³¹³.

[593] Lors de l'audience, le Distributeur estime que le niveau des investissements à impact main-d'œuvre prévus pour l'année témoin 2016 est réaliste. Il reconnaît, cependant, que la planification des TI, dont les projets s'amortissent sur trois à cinq ans³¹⁴, pose des difficultés.

[594] Quant aux Autres investissements, ils se retrouvent principalement aux catégories « Maintien des actifs » et « Amélioration de la qualité » et incluent les investissements relatifs aux réseaux autonomes, aux équipements de mesure, aux TI, aux bâtiments et au matériel roulant. Leur planification s'effectue, de façon spécifique, selon un plan de pérennité ou de croissance mis à jour annuellement et considérant les investissements réels des dernières années.

Investissements réalisés versus autorisés

[595] Conformément à la lettre de la Régie du 18 juin 2015, le Distributeur présente un historique sur cinq ans des investissements inférieurs à 10 M\$ autorisés et réalisés, les données de l'année de base par catégories et sous-catégories d'investissement et explique les écarts importants³¹⁵. Il produit également un tableau sommaire des investissements réalisés par types d'investissements pour les années 2010 à 2016.

³¹² Pièce B-0038, p. 7.

³¹³ Pièce B-0038, p. 26, figures A-1 et A-2.

³¹⁴ Pièce A-0041, p. 178 et 179.

³¹⁵ Pièce B-0038, p. 35 à 37.

TABLEAU 44
ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS TOTAUX PAR TYPES D'INVESTISSEMENTS
2010 - 2016 (EN M\$)

TYPES D'INVESTISSEMENTS	Réel					Autorisé	Année de base	Année Témoin
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2015	2016
Investissements à impact main-d'œuvre	523,7	538,6	498,6	437,7	435,9	471,7	428,5	450,0
<i>Investissements autorisés avant art. 73</i>	7,1	6,1	6,3	9,3	6,5	11,7	11,0	11,7
<i>Investissements inférieurs à 10 M\$</i>	460,8	464,9	426,9	394,7	408,7	406,6	353,3	363,3
<i>Investissements supérieurs à 10 M\$</i>	55,8	67,6	65,4	33,6	20,7	53,4	64,2	75,0
Autres investissements	199,7	219,5	229,6	311,8	383,1	371,8	419,8	232,4
<i>Investissements autorisés avant art. 73</i>	-0,6	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,3
<i>Investissements inférieurs à 10 M\$</i>	142,6	143,6	153,8	108,9	81,9	144,3	138,9	165,9
<i>Investissements supérieurs à 10 M\$</i>	57,7	75,5	75,5	202,6	300,9	227,2	280,7	66,2
Total	723,4	758,1	728,2	749,5	819,0	843,5	848,3	682,4

Source : Pièce B-0038, p. 37.

[596] Les écarts constatés au cours des dernières années entre les investissements réalisés et ceux autorisés³¹⁶ s'expliquent, selon le Distributeur, par les éléments suivants :

- La surévaluation en mode prévisionnel des heures capitalisables depuis 2012. Le rétablissement du niveau de ces heures en 2015 corrige en bonne partie le niveau des investissements à impact main-d'œuvre.
- La saine gestion des heures supplémentaires.
- Le nombre et l'ampleur des événements hors du contrôle du Distributeur, tels les pannes majeures et les missions d'assistance à l'extérieur du Québec.
- La mise à jour en continu de la planification opérationnelle des travaux.

[597] Tel que demandé par la Régie, le Distributeur présente l'évolution des prestations de travail et le pourcentage de correction sur les investissements totaux pour les années 2012 et suivantes³¹⁷.

³¹⁶ Pièce B-0038, p. 37, tableau B-3.

³¹⁷ Pièce B-0038, p. 9 et 10.

[598] Le Distributeur compare les investissements à impact main-d'œuvre prévus pour l'année de base 2015 de 428,5 M\$ avec ceux autorisés pour cette même année, totalisant 471,7 M\$. La baisse constatée de 43,2 M\$ (-9,2 %) s'explique par :

- le retard dans le comblement des postes de métiers-lignes (près de 23 M\$);
- la réévaluation à la baisse des travaux réalisés par les entrepreneurs externes à la suite de la révision des priorités du Distributeur (près de 21 M\$)³¹⁸.

[599] Lors de l'audience, le Distributeur compare les investissements totaux projetés en 2016 à ceux de l'année historique 2014, pour les investissements à impact main-d'œuvre et pour les autres investissements, selon qu'il s'agisse de projets supérieurs ou inférieurs à 10 M\$³¹⁹.

13.1.2 PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$

[600] Le Distributeur présente au tableau suivant l'évolution de 2014 à 2016 des investissements inférieurs à 10 M\$.

TABLEAU 45
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS À 10 M\$
PAR CATÉGORIES D'INVESTISSEMENTS (EN M\$)

CATÉGORIES	Année historique 2014	Autorisé 2015 (D-2015-018)	Année de base 2015	Année témoin 2016
Maintien des actifs	184,5	207,8	211,8	233,5
Amélioration de la qualité	8,4	33,5	19,4	24,3
Croissance de la demande	257,6	270,3	231,0	234,0
Respect des exigences	40,1	39,3	30,0	37,4
TOTAL	490,6	550,9	492,2	529,2

Source : Pièce B-0038, p. 10.

³¹⁸ Pièce B-0038, p. 8 et 9.

³¹⁹ Pièce B-0129, p. 4.

[601] Pour 2016, la demande d'autorisation des investissements pour l'ensemble des projets inférieurs à 10 M\$, établie à 529,2 M\$, représente une diminution de 21,7 M\$ (-3,9 %) par rapport au montant autorisé en 2015 et une hausse de 38,6 M\$ (7,9 %) par rapport à l'année historique 2014.

Maintien des actifs

[602] Le Distributeur présente au tableau suivant l'évolution de 2014 à 2016 des investissements en « Maintien des actifs » :

TABLEAU 46
PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$ EN « MAINTIEN DES ACTIFS » (EN M\$)

COMPOSANTES	Année historique 2014	Autorisé 2015 (D-2015-018)	Année de base 2015	Année témoin 2016
Investissements à impact main-d'œuvre	129,3	118,7	111,0	112,4
<i>Réseau de distribution</i>	129,3	118,7	111,0	112,4
Autres investissements	55,2	89,1	100,8	121,1
<i>Centrale de production</i>	10,2	12,0	25,6	23,9
<i>Réseau de transport</i>	2,4	4,2	3,4	3,8
<i>Mesurage et relève</i>	9,1	6,0	8,1	9,5
<i>Bâtiments</i>	25,1	29,5	25,0	25,0
<i>Matériel roulant</i>	-0,3	15,0	12,0	27,9
<i>Autres actifs de soutien</i>	8,7	22,4	26,7	31,0
TOTAL	184,5	207,8	211,8	233,5

Source : Pièce B-0038, p. 11.

[603] Les investissements liés au « Maintien des actifs » totalisent 233,5 M\$ pour 2016, soit un montant supérieur de 25,7 M\$ (12,4 %) par rapport à celui autorisé de 207,8 M\$ en 2015. Le Distributeur explique les différentes composantes de cet écart, notamment par les éléments suivants :

- Pour le réseau de distribution : le reclassement en 2016 du projet Système d'information géoréférencié (SIG) dans la rubrique « Autres actifs de soutien » (-6,3 M\$);
- Pour la Centrale de production : la réfection des parcs à carburant (11,9 M\$);

- Pour les Bâtiments : les besoins établis en tenant compte du plan de pérennité sur cinq ans du CSP (-4,5 M\$);
- Pour le matériel roulant : l'acquisition de véhicules pour les équipes-relèves (4,0 M\$) et pour assurer la pérennité du parc de véhicules (8,9 M\$);
- Pour les Autres actifs de soutien : outre le reclassement en 2016 du projet SIG, le reclassement du projet Téléphonie sans fil (TSF) de la catégorie « Amélioration de qualité » vers la catégorie « Maintien des actifs » et l'acquisition d'outils servant à équiper les nouveaux véhicules (8,6 M\$).

Amélioration de la qualité

[604] Les investissements prévus en amélioration de la qualité pour 2016 s'élèvent à 24,3 M\$, en baisse de 9,2 M\$ (-27,5 %) par rapport à ceux autorisés de 33,5 M\$ en 2015. Cette baisse s'explique notamment par le reclassement en 2016 du projet TSF et par la révision des besoins et du portefeuille de projets relatifs aux TIC du Distributeur.

[605] Des investissements, totalisant 20,7 M\$ en 2016, sont prévus en technologies de l'information dont, notamment :

- 8,4 M\$ pour le projet Ordonnancement des équipes mesure et maintenance (POEMM);
- 2,0 M\$ pour la poursuite de l'amélioration des livres-services Web et mobile;
- 7,0 M\$ pour le développement de différents outils d'aide à la gestion du recouvrement.

[606] Des investissements de 3,6 M\$ en 2016 sont prévus pour des activités de développement menées en collaboration avec l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ).

Croissance de la demande

[607] Le Distributeur présente au tableau suivant l'évolution de 2014 à 2016 des investissements liés à la « Croissance de la demande ».

TABLEAU 47
PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$ EN « CROISSANCE DE LA DEMANDE » (EN M\$)

COMPOSANTES	Année historique 2014	Autorisé 2015 (D-2015-018)	Année de base 2015	Année témoin 2016
Investissements à impact main-d'œuvre	244,9	252,1	215,8	217,0
<i>Réseau de distribution</i>	67,7	73,8	58,5	59,7
<i>Alimentation des abonnés</i>	177,2	178,3	157,3	157,3
Autres investissements	12,7	18,2	15,2	17,0
<i>Réseaux autonomes</i>	4,1	5,5	5,1	6,0
<i>Équipements de mesurage</i>	8,3	11,7	10,1	11,0
<i>Autres actifs de soutien</i>	0,3	1,0		
TOTAL	257,6	270,3	231,0	234,0

Source : Pièce B-0038, p. 14.

[608] Les investissements prévus pour l'année 2016 totalisent 234,0 M\$, soit une baisse de 36,3 M\$ (-13,4 %) par rapport au montant autorisé de 270,3 M\$ en 2015. Ces investissements permettent, entre autres, de raccorder 36 000 nouveaux abonnements.

[609] Cette baisse de 36,3 M\$ s'explique essentiellement par la réduction des travaux au niveau du réseau de distribution (-14,1 M\$) et une baisse pour l'alimentation des abonnés (-21,0 M\$).

[610] Le Distributeur présente un historique sur cinq ans des nouveaux abonnements, des investissements en alimentation des abonnés et des coûts par nouvel abonné³²⁰. Il soutient qu'une analyse comparative des coûts unitaires ne permettrait pas d'apprécier le caractère juste et raisonnable des investissements. Il invoque les spécifications des équipements requis ou choisis en lien avec le type de travaux aériens ou souterrains à réaliser, les types d'équipements installés, les conditions climatiques, l'étendue du territoire québécois, jumelée à l'obligation de desservir.

³²⁰ Pièce B-0038, p. 15, tableau 9.

Respect des exigences

[611] Le Distributeur présente l'évolution de 2014 à 2016 des composantes de la catégorie « Respect des exigences »³²¹.

[612] Les investissements prévus en 2016 s'élèvent à 37,4 M\$, soit un niveau comparable au montant autorisé pour 2015.

[613] Les montants attribuables aux Demandes de tiers et aux Poteaux en commun sont établis respectivement à 22,9 M\$ et 4,9 M\$ sur la base de la moyenne des deux dernières années et de la moyenne normalisée des deux dernières années.

13.1.3 PROJETS SUPÉRIEURS À 10 M\$ ET PROJETS À AUTORISER

[614] Les projets supérieurs à 10 M\$ totalisent 141,2 M\$ pour l'année 2016, dont 108,7 M\$ pour des projets déjà autorisés et 32,5 M\$ pour ceux à autoriser.

[615] Les projets autorisés avant la mise en vigueur de l'article 73 de la Loi se chiffrent, pour leur part, à 12,0 M\$ pour l'année 2016. Ils sont relatifs au programme d'enfouissement du réseau.

[616] Le Distributeur fournit, pour chacun des projets supérieurs à 10 M\$, les montants d'investissements prévus de 2014 à 2020³²².

13.1.4 CONCLUSION SUR LES INVESTISSEMENTS 2016

[617] L'AQCIE-CIFQ souligne l'effort du Distributeur dans la divulgation d'informations additionnelles. Toutefois, les explications supplémentaires apportées ne permettent pas, selon l'intervenant, de justifier les montants prévus à chaque catégorie d'investissements.

³²¹ Pièce B-0038, p. 16, tableau 10.

³²² Pièce B-0038, p. 18 à 20, tableaux 11, 12 et 13.

[618] L'AQCIE-CIFQ recommande de limiter le budget d'investissements de moins de 10 M\$ à un niveau de 490 M\$, correspondant à celui de 2014 et à celui de l'année de base 2015. L'intervenant soutient que les investissements réalisés chaque année depuis 2010 sont inférieurs à ceux autorisés.

[619] Par ailleurs, l'intervenant souligne le caractère qualitatif de plusieurs explications fournies par le Distributeur pour justifier ces écarts et note le faible niveau de l'indice de sévérité pour une portion importante des investissements. Il considère injustifié l'impact à la hausse sur les revenus requis³²³.

[620] Lors de l'audience, l'intervenant note que les investissements se rapportent en grande partie à des prévisions globales et dépendent de conditions hors de contrôle du Distributeur.

[621] L'UMQ note une baisse significative des besoins d'investissements du Distributeur depuis 2010 et présente, à cet égard, les investissements de 2010 à 2020³²⁴.

[622] L'intervenante recommande que le Distributeur entreprenne des échanges avec les intervenants intéressés permettant de valider la forme et le contenu que pourrait prendre un programme triennal d'immobilisations. Elle cite l'exemple de la Société des transports de Laval (STL) et la ville de Québec³²⁵.

[623] Le Distributeur réplique en précisant le cadre réglementaire applicable pour les investissements inférieurs à 10 M\$, qui prévoit des enveloppes pour un grand nombre de petits projets qui ne peuvent pas être suivis de façon aussi détaillée que les projets d'infrastructures dans les municipalités. De plus, il rappelle qu'il s'est doté de certains outils pour en faire le suivi. Il mentionne le « *rebasement* » 2015 qui offre une certaine garantie, le tableau de criticité ou de sévérité et les travaux du Distributeur en vue de développer un indice qui permettrait de raffiner davantage la prévision d'investissements³²⁶.

³²³ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0009, p. 19.

³²⁴ Pièce C-UMQ-0008, p. 15.

³²⁵ Pièce A-0056, p. 178 à 180.

³²⁶ Pièce A-0062, p. 153 et 154.

Opinion de la Régie

[624] La Régie note que, conformément à sa décision D-2015-018³²⁷, le Distributeur présente les projets d'investissement dont la dépense annuelle est de plus de 1 M\$ dans les réseaux autonomes³²⁸.

[625] La Régie constate également que le Distributeur a donné suite à la décision D-2015-018 et à la plupart des conclusions émises à la suite de la séance de travail tenue le 4 juin 2015³²⁹.

[626] La Régie est satisfaite des explications fournies par le Distributeur sur les grandes lignes de son processus de planification qui ont permis une meilleure compréhension des budgets soumis. **La Régie demande au Distributeur, dans les demandes tarifaires subséquentes, d'expliquer toute modification qui pourrait être apportée à ce processus.**

[627] Par ailleurs, la Régie apprécie les efforts engagés par le Distributeur dans le niveau de détails et de présentation des informations fournies, nettement supérieur à celui des années précédentes. Elle constate que le Distributeur effectue plusieurs ventilations des investissements : répartition découlant du processus de planification, selon les catégories d'investissements et par types d'investissements.

[628] Malgré certaines conciliations effectuées par le Distributeur, la Régie constate que les explications fournies ne sont pas toujours quantifiées ni présentées selon le même format, rendant difficiles certains recoupements. C'est le cas, par exemple, des écarts enregistrés entre l'année témoin 2016 et l'année historique 2014 dans les technologies de l'information, présentés lors de l'audience.

³²⁷ Page 178, par. 706.

³²⁸ Pièce B-0038, p. 43.

³²⁹ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2015-18/Regie_LtrSuiviRencontre_18juin2015.pdf.

[629] **Aux fins d'une meilleure compréhension des budgets soumis, la Régie demande au Distributeur de fournir un tableau qui présente les composantes de la catégorie « Amélioration de la qualité », sous le même format que les tableaux 7, 8 et 10 de la pièce B-0038. Pour cette catégorie, les investissements pourraient se subdiviser selon les composantes suivantes :**

- **POEMM;**
- **Libres services Web et mobile;**
- **Aide à la gestion de recouvrement;**
- **Autres investissements;**
- **Activités avec l'IREQ.**

[630] **De plus, la Régie demande au Distributeur de compléter le tableau synthèse B-1 présenté à l'annexe B de la pièce B-0038, en y incluant les composantes de la catégorie « Amélioration de la qualité » décrites précédemment.**

[631] Quant à l'évolution des investissements, la Régie constate la baisse récurrente des budgets réels par rapport aux budgets autorisés.

[632] Par ailleurs, la Régie considère que les matrices de sévérité constituent un bon outil de prévision. Toutefois, elles ont trait à des projets spécifiques qui représentent une faible portion des investissements de moins de 10 M\$, ce qui relativise leurs contributions pour une meilleure fiabilité des prévisions.

[633] Toutefois, la Régie prend acte du fait que le Distributeur se dit confiant de réaliser les investissements à impact main-d'œuvre de 450,0 M\$ prévus pour 2016, dont 363,3 M\$ visent les investissements inférieurs à 10 M\$.

[634] La Régie note également que le budget des investissements inférieurs à 10 M\$, prévus pour 2016, est inférieur à celui autorisé pour l'année 2015.

[635] **La Régie juge que le niveau global des investissements de moins de 10 M\$, soumis pour l'année témoin 2016, est raisonnable. Elle autorise le budget demandé par le Distributeur au montant de 529,2 M\$.**

13.2 INDICATEURS RELATIFS AUX INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS À 10 M\$

[636] Le Distributeur précise que l'objectif d'un indicateur relatif aux investissements est de permettre à la Régie de mieux évaluer si l'ampleur des budgets d'investissement demandés pour le service attendu est juste et raisonnable.

[637] Le Distributeur souligne que depuis une vingtaine d'années, diverses stratégies visant à optimiser ses pratiques d'intervention sur le réseau et à effectuer une meilleure gestion de son risque, jumelées à une plus grande densification, ont permis de maintenir la fiabilité du réseau, sans avoir recours à des investissements massifs. Il réfère également à d'autres facteurs et mesures proactives contribuant au maintien de la fiabilité du réseau, tels que sa conception, les programmes spéciaux, l'optimisation des méthodes de travail et les stratégies de rétablissement de service.

[638] Selon lui, il est impossible d'établir un lien direct entre les investissements effectués sur le réseau et les indices de fiabilité, comme l'indice de continuité du service (IC). Les impacts des investissements ne peuvent, selon lui, être constatés qu'après plusieurs années et il devient difficile de relier précisément les investissements d'une année donnée aux indices de fiabilité des années subséquentes.

[639] Sans remettre en question l'importance des investissements sur le réseau dans le maintien de sa performance, tenter d'établir un lien direct entre les investissements sur le réseau et sa fiabilité ne présenterait, selon le Distributeur, aucune utilité aux fins recherchées par la Régie.

[640] En matière de balisage externe, le Distributeur a amorcé avec la firme First Quartile des analyses sur les indicateurs de performance relatifs aux investissements, produits et utilisés ailleurs par des distributeurs comparables à des fins de balisage. Il propose de poursuivre ses évaluations au cours de la prochaine année et de faire état de ses conclusions à la Régie dans la demande tarifaire 2017-2018.

[641] Les premiers résultats montrent que l'indicateur « Montant des investissements annuels en distribution, global ou par catégorie (maintenance et croissance) » sur la valeur de l'ensemble des actifs en exploitation nécessiterait des analyses plus poussées.

[642] Selon le Distributeur, une analyse doit être effectuée sur la comparabilité de ses informations internes qui requièrent une série d'ajustements à cette fin. Il devra choisir un indicateur qui, en plus d'être adopté par le groupe de référence de l'industrie, doit être significatif pour lui.

[643] Le Distributeur indique aussi que First Quartile a exploré l'indicateur « Charges et investissements en Maintien des actifs » par rapport à la valeur des actifs, proposé par l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ) et développé avec plusieurs entreprises de services publics. Selon lui, un tel indicateur permet d'éviter les ajustements reliés à la comptabilisation aux charges ou aux investissements et intègre les charges qui ont un impact direct sur la continuité de service, par exemple la maîtrise de la végétation³³⁰.

[644] En audience, le Distributeur mentionne qu'il vise à obtenir l'information recherchée sur une base annuelle et en faire rapport à la Régie tous les cinq ans³³¹.

[645] Aux fins d'une comparaison à l'interne, le Distributeur reconnaît que l'indicateur peut être différent. S'il entrevoit d'autres indicateurs pouvant servir en matière d'investissements, il les fournira lors de la demande tarifaire 2017-2018³³².

[646] En ce qui a trait aux inducteurs de coûts mentionnés par la Régie dans sa lettre du 18 juin 2015, le Distributeur fait valoir qu'il n'existe pas de lien direct entre le kilométrage de réseau ajouté et les investissements totaux qui intègrent le renforcement du réseau ou le remplacement de lignes en fin de vie utile. L'ajout de charges et les nouvelles ventes transitées sur le réseau constituent, pour leur part, des inducteurs pour lesquels le niveau de densité du réseau, par exemple, pourrait fausser la comparaison³³³.

³³⁰ Pièce B-0126, p. 25 et 26.

³³¹ Pièce A-0043, p. 124 et 125.

³³² Pièce A-0043, p. 126.

³³³ Pièce B-0126, p. 24 et 25.

[647] L'UPA, pour sa part, souligne l'impact important du travail de maîtrise de la végétation sur le nombre de pannes, lesquelles occasionnent des contraintes importantes pour les clients agricoles. Elle demande à la Régie d'inciter le Distributeur à développer un indicateur qui ferait le lien entre les investissements sur le réseau et sa fiabilité³³⁴. Lors de l'audience, l'intervenante précise qu'un tel indicateur devrait faire le lien entre les dépenses relatives à la maîtrise de la végétation sur le réseau et sa fiabilité³³⁵.

Opinion de la Régie

[648] La Régie retient que des travaux sont en cours avec la firme First Quartile, à des fins de balisage. Elle retient également que la recherche d'autres indicateurs sur les investissements, intégrant ceux à des fins de suivi à l'interne, fait partie des travaux à venir du Distributeur³³⁶ et que ce dernier présentera l'ensemble des résultats lors de la demande tarifaire 2017-2018.

[649] La Régie note que le Distributeur vise, aux fins de balisage, à obtenir l'information recherchée sur une base annuelle et en faire un rapport à la Régie tous les cinq ans.

[650] La Régie juge que la production d'un rapport annuel sur les résultats du balisage s'avère nécessaire dès la première année et chacune des années suivantes. Elle rappelle qu'il s'agit là d'un outil contribuant à évaluer si l'ampleur des budgets d'investissement demandés pour le service attendu est juste et raisonnable.

[651] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de déposer, dès la demande tarifaire 2017-2018, les résultats du balisage, en précisant les données de base utilisées à ces fins.

[652] Par ailleurs, compte tenu de contraintes liées à la comparabilité des indicateurs d'une entreprise à l'autre et de l'importance des investissements de moins de 10 M\$, la Régie juge que la mise en place et le suivi d'indicateurs à l'interne s'avèrent essentiels, en vue de mesurer le caractère raisonnable et utile des investissements annuels. Elle rappelle, à ce propos, l'extrait suivant de sa lettre du 18 juin 2015 :

³³⁴ Pièce C-UPA-0008, p. 18.

³³⁵ Pièce A-0060, p. 150.

³³⁶ Pièce B-0126, p. 24 à 26.

« Par ailleurs, la Régie retient également que le Distributeur, dans la mesure du possible, s'assurera que les informations suivantes seront déposées dans le dossier de l'année tarifaire 2016-2017 :

- [...]
- *Indicateurs de performance relatifs aux investissements par rapport à l'indice de continuité et/ou sur la durée moyenne des pannes et par rapport aux inducteurs de coûts. Selon qu'il s'agisse d'investissements pour le maintien des actifs ou la croissance de la demande, ces inducteurs de coûts pourront être par exemple le kilométrage total de réseau ou seulement celui qui est ajouté, le nombre total d'abonnés ou les nouveaux abonnements, la charge totale ou l'augmentation de la charge et les nouvelles ventes transitant par le réseau.*
- *Évolution sur cinq ans de ces indicateurs de performance pour le Distributeur et si possible, un balisage avec des distributeurs comparables ».*

[653] La Régie retient l'absence de lien direct entre les indicateurs de fiabilité et les investissements. Toutefois, elle n'est pas convaincue de la non-pertinence d'indicateurs associés aux inducteurs de coûts mentionnés ci-dessus.

[654] Le Distributeur invoque l'absence de lien direct entre le kilométrage de réseau ajouté et les investissements totaux, qui intègrent le renforcement du réseau, ou le remplacement de lignes en fin de vie utile et la nécessité de considérer le niveau de densité du réseau pour ce qui est de l'augmentation de la charge ou les nouvelles ventes transitant par le réseau.

[655] La Régie rappelle qu'elle souhaite obtenir une mesure pour évaluer l'ampleur des investissements, tout en considérant les impératifs liés à la fiabilité du réseau. L'extrait ci-dessus de sa lettre du 18 juin 2015 réfère à des exemples d'inducteurs de coûts qui pourraient être adaptés. En particulier, ces inducteurs de coûts pourraient tenir compte des catégories d'investissements et des caractéristiques des équipements (à titre d'exemple, distinction entre les lignes aériennes et souterraines). La Régie est d'avis que ces inducteurs pourraient nécessiter des ajustements ou des pondérations et intégrer d'autres variables jugées pertinentes, le cas échéant.

[656] La Régie considère que, malgré leurs limites, ces inducteurs de coûts présentent l'avantage de quantifier les investissements sur la base d'unités physiques.

[657] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de présenter, en plus des résultats des travaux sur le balisage, des indicateurs permettant d'évaluer, année après année, sa performance en matière d'investissements, en tenant compte des préoccupations émises ci-dessus. La Régie lui demande également de présenter l'évolution historique de ces indicateurs sur cinq ans, en précisant les données de base.

13.3 SUIVI DU PROJET LAD

[658] Le Distributeur mentionne que la date de fin du Projet LAD est le 31 décembre 2016, soit un an avant la date de fin prévue au dossier R-3770-2011. Il souligne que la fin du Projet LAD concorde avec la fin du déploiement des CNG mais que la matérialisation des gains se termine une année après la fin du projet³³⁷.

[659] À la fin de l'année témoin 2016, le Distributeur indique que des gains cumulatifs de 712 ETC, pour un montant de l'ordre de 74 M\$, auront été réalisés.

[660] De plus, le Distributeur souligne qu'il aura réalisé, à terme, les gains prévus de 726 ETC, pour un montant récurrent annuel de 76,8 M\$, par rapport aux gains économiques de 81,3 M\$, tels que présentés au dossier R-3770-2011. L'écart de 4,5 M\$ correspond à la différence entre les gains économiques considérés dans le cadre de l'analyse de rentabilité du projet et les gains financiers pris en compte dans les revenus requis annuels. En effet, le calcul des gains économiques tient compte des coûts de main-d'oeuvre évités, indexés à l'inflation à partir de l'année de référence 2011 jusqu'en 2018. Les gains financiers annuels correspondent, quant à eux, aux coûts de main-d'oeuvre de l'année courante en lien avec les postes abolis.

³³⁷ Pièce B-0099, p. 60.

[661] Conformément à la décision D-2013-037³³⁸, le Distributeur présente au tableau suivant la comparaison des données incluses dans le présent dossier et celles du dossier du Projet LAD (dossier R-3770-2011). Il souligne que les informations sont présentées globalement et ne dépassent pas l'horizon de l'année témoin.

TABLEAU 48
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU PROJET LAD

<i>(en M\$)</i>	<i>D-2015-018</i>	<i>R-3933-2015</i>		<i>R-3770-2011</i>	
	<i>2015</i>	<i>Année témoin 2016</i>	<i>Cumulatif 2010-2016</i>	<i>Année témoin 2016</i>	<i>Cumulatif 2010-2016</i>
Charges d'exploitation	18,8	23,8	53,7	15,8	83,7
Charges d'exploitation	31,7	44,2	124,6	24,2	137,2
Gains d'efficacité	(20,1)	(20,4)	(71,6)	(8,4)	(53,7)
Revenus autres que ventes d'électricité	0,0	0,0	(0,3)	0,0	0,0
Compte d'écart- Projets majeurs	7,2	0,0	1,0	0,0	0,3
Autres charges	104,4	53,1	229,1	41,6	229,9
Amortissement	54,8	49,7	141,4	41,6	142,8
Sorties d'actifs	22,7	3,4	87,7	0,0	87,1
Compte d'écart- Projets majeurs	27,0	0,0	0,1	0,0	0,0
Rendement de la base de tarification	40,2	48,2	125,5	37,8	114,6
Revenus	(1,8)	(5,5)	(8,2)	0,0	0,0
Total - Charges nettes projet LAD	161,6	119,6	400,1	95,2	428,2
Gains supplémentaires 2015	(3,9)	(15,4)			
Total - Impact revenus requis	157,7	104,2	400,1	95,2	428,2

Source : Pièce B-0039, p. 9.

Note : Le total et les sous-totaux peuvent différer de la somme des données pour cause d'arrondis.

[662] Le Distributeur explique que l'écart cumulatif favorable de 28,1 M\$ pour l'année témoin 2016, entre les données du présent dossier et celles du dossier R-3770-2011,

provient principalement de deux éléments. Premièrement, le report du début du déploiement massif a eu pour effet de retarder dans le temps certaines dépenses, comme les frais de relocalisation et l'amortissement des nouveaux actifs. Deuxièmement, la révision du calendrier de déploiement a un impact favorable sur la concrétisation plus rapide des gains, contrebalancé par un impact défavorable sur l'amortissement accéléré des compteurs remplacés et le rendement sur la base de tarification.

[663] La Régie est satisfaite de l'information fournie par le Distributeur à l'égard du suivi du Projet LAD.

14. INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

14.1 SUIVI DES RÉSULTATS 2014 ET ANTICIPÉS POUR 2015

[664] Le Distributeur présente les résultats anticipés pour 2015, soit un ajout de 546 GWh d'économies annuelles avec un budget de 113 M\$, auquel il faut ajouter 17 M\$ en gestion de la demande en puissance³³⁹. Le PGEÉ aura permis de réaliser, entre les années 2003 et 2015, des économies d'énergie cumulées de 8,7 TWh, avec des dépenses du Distributeur totalisant 1,7 milliard de dollars. Le Distributeur a dépassé les objectifs fixés par le gouvernement du Québec de 8 TWh une année plus tôt que prévu. De plus, selon le Distributeur, ces économies d'énergie contribueraient à réduire les besoins de puissance d'environ 1 200 MW.

³³⁹ Pièce B-0042, p. 6 à 8.

TABLEAU 49
RÉSULTATS ANTICIPÉS POUR 2015
DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Programmes et activités du Distributeur	D-2015-018		Résultats anticipés		Écart	
	Budget TOTAL (M\$)	Économies d'énergie (GWh)	Budget TOTAL (M\$)	Économies d'énergie (GWh)	Budget TOTAL (M\$)	Économies d'énergie (GWh)
Marché Résidentiel	32	185	28	176	(4)	(8)
Marché Affaires - Commercial et institutionnel	39	172	32	196	(7)	25
Marché Affaires - Industriel	27	187	26	163	(1)	(24)
Réseaux autonomes	3	2	6	10	3	7
Innovations technologiques et commerciales	10	1	10	1	0	(0)
Activités communes	12	-	11	-	(2)	-
Sous total - M\$ et GWh	123	546	113	546	(10)	0

Source : Pièce B-0042, p. 8.

[665] Les coûts réels de 2014 étaient de 113 M\$ pour 504 GWh d'économies réelles ajoutées³⁴⁰, soit 22 M\$ de moins que le montant autorisé en 2014, pour des économies d'énergie de 464 GWh³⁴¹.

[666] **La Régie prend acte des résultats anticipés en économies d'énergie présentés par le Distributeur pour le PGEÉ 2015 et des résultats réels pour le PGEÉ 2014. Cependant, l'impact en puissance du PGEÉ 2015 doit être révisé à la baisse de 28 MW à cause du report d'un an du démarrage du projet de télécontrôle des chauffe-eau résidentiels³⁴².**

³⁴⁰ Pièce B-0042, p. 32 et 33, tableaux A-2 et A-3.

³⁴¹ Décision D-2014-037, p. 120 et 121, par. 456 et 457.

³⁴² Pièce B-0099, p. 73 et 74.

14.2 DEMANDE BUDGÉTAIRE 2016

[667] En 2016, le Distributeur prévoit consacrer aux interventions en efficacité énergétique des efforts comparables à ceux des années antérieures. Dans l'ensemble, les programmes et activités sont maintenus. Les priorités pour l'année 2016 sont :

- le développement de nouvelles opportunités en gestion de la demande en puissance;
- la poursuite des efforts en sensibilisation et en transformation des marchés et l'évaluation du potentiel de nouvelles mesures reliées à l'éclairage et aux thermostats électroniques, entre autres;
- la mise en place d'une approche intégrée pour les MFR.

[668] Le Distributeur poursuivra sa participation auprès des organismes de réglementation, notamment pour les thermopompes pour climat froid. Il effectuera également des analyses de marché afin de déterminer les potentiels d'économies d'énergie futurs. Les autres activités de planification et de suivi des programmes se poursuivront sans modifications majeures.

[669] Pour 2016, les interventions du Distributeur permettront d'ajouter des économies d'énergie annuelles de 461 GWh, dont 156 GWh, 166 GWh et 136 GWh respectivement pour les marchés Résidentiel, Commercial et Industriel³⁴³.

[670] Le tableau suivant présente la répartition du budget de 135 M\$ pour l'année témoin 2016 des investissements en efficacité énergétique.

³⁴³ Pièce B-0042, p. 33, tableau A-3.

TABLEAU 50
RÉPARTITION DU BUDGET 2016 DES INTERVENTIONS
EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

	M\$
Marché Résidentiel	25
Marché Affaires - Commercial et institutionnel	28
Marché Affaires - Industriel	24
Gestion de la demande en puissance	31
Réseaux autonomes	5
Innovations technologiques et commerciales	10
Activités communes	11
TOTAL	135

Source : Pièce B-0042, p. 9.

[671] Par rapport au PGEÉ 2015, la Régie note que le budget des réseaux autonomes passe de 3 à 5 M\$ et que l'augmentation du budget consacré à la gestion de la demande en puissance provient des budgets alloués aux programmes des marchés Affaires et Résidentiel, sans en modifier notablement les proportions relatives.

[672] **Hormis quelques réserves et ajustements budgétaires découlant de certains programmes spécifiques qui seront traités dans les sections qui suivent, la Régie approuve l'orientation globale des interventions en efficacité énergétique 2016.**

14.3 RENTABILITÉ DES PROGRAMMES ET IMPACT TARIFAIRE

[673] Les résultats des analyses économiques confirment la rentabilité des programmes et activités du Distributeur et justifient leur poursuite en 2016. Le test du coût total en ressources (TCTR) indique une valeur de 313 M\$, alors que le test du participant (TP) atteint 402 M\$. Par ailleurs, le test de neutralité tarifaire (TNT) présente une valeur négative de -29 M\$, ce qui indique que les interventions en efficacité énergétique exercent une pression à la hausse sur les tarifs du Distributeur.

TABLEAU 51
RÉSULTATS DES ANALYSES ÉCONOMIQUES
DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
(EN M\$ ACTUALISÉS DE 2016)

	TCTR	TP	TNT
Marché Résidentiel	92	133	-23
Marché Affaires - Commercial et institutionnel	133	170	-9
Marché Affaires - Industriel	64	69	9
Réseaux autonomes	1	3	-1
Innovations technologiques et commerciales	-9	0	-9
Gestion de la demande en puissance	41	27	14
Activités communes	-9	0	-9
TOTAL - Interventions du Distributeur	313	402	-29

Source : Pièce B-0042, p. 24.

[674] La Régie note que le TNT négatif des charges interruptibles résidentielles est la conséquence d'une hypothèse du Distributeur sur la durée de vie commerciale de ces mesures, estimée à seulement trois ans. Il suffirait que cette durée soit portée à quatre ans pour que ces programmes aient un TNT positif³⁴⁴. La Régie considère qu'avec le temps, le Distributeur sera en mesure de mieux évaluer la durée de vie commerciale de ses programmes de gestion de la demande de puissance une fois qu'il en aura mieux précisé les modalités et qu'il connaîtra les premières réactions des clients à qui ils seront proposés.

[675] La Régie prend acte de la rentabilité globale des interventions en efficacité énergétique pour l'année 2016.

³⁴⁴ Pièce B-0075, p. 103.

14.4 ENJEUX SPÉCIFIQUES À CERTAINS PROGRAMMES

14.4.1 PROGRAMMES DE GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE

[676] Le Distributeur présente ses interventions en gestion de la demande en puissance pour 2016, notamment les programmes de charges interruptibles résidentielles, la biénergie et le tarif DT, la sensibilisation à la pointe hivernale, le programme de CE3É et les programmes de charges interruptibles dans les bâtiments CI et ceux d'Hydro-Québec³⁴⁵. Il fait part de sa volonté d'accroître ses efforts pour déployer de nouvelles interventions en gestion de la demande en puissance et explique que la part relative de la gestion de la demande en puissance dans le budget total est passée de 0,3 % en 2012 à plus de 21 %³⁴⁶ en 2016.

[677] Par ailleurs, dans les réseaux autonomes, afin de respecter le critère de fiabilité en puissance, le Distributeur prévoit mettre en place un programme s'adressant aux CI détenteurs de génératrices. Des contacts ont déjà été effectués auprès de gestionnaires d'immeubles et d'équipements du secteur public du Nunavik afin d'évaluer l'opportunité de réaliser un projet pilote dès janvier 2016. Le projet pilote permettra de valider, notamment, le potentiel commercial du programme, de même que la faisabilité technique pour les clients de gérer des charges à l'aide de leurs génératrices³⁴⁷.

[678] Dans sa décision D-2015-018, la Régie demandait au Distributeur « *de présenter une mise à jour de l'analyse du potentiel technico-économique en puissance* »³⁴⁸. La Régie note l'engagement du Distributeur, énoncé lors de l'audience, de déposer les résultats d'une étude de balisage sur les options offertes par d'autres distributeurs sur les moyens de gestion de la demande à la pointe³⁴⁹.

³⁴⁵ Pièce B-0042, p. 16 à 20.

³⁴⁶ Cette valeur tient compte des corrections à faire en raison du report d'un an du programme de charges interruptibles résidentielles.

³⁴⁷ Pièce B-0042, p. 22.

³⁴⁸ Décision D-2015-018, p. 193, par. 772.

³⁴⁹ Pièce A-0043, p. 203 à 205.

[679] **La Régie demande au Distributeur que le rapport de balisage sur les moyens de gestion de la demande à la pointe soit déposé à la fois dans le cadre de la demande tarifaire 2017-2018 et dans celle portant sur le plan d’approvisionnement.**

[680] **Après examen de la preuve, la Régie approuve globalement pour 2016 les orientations du Distributeur et plus spécifiquement l’emphase qui est mise sur la gestion de la demande en puissance parmi les interventions en efficacité énergétique.**

[681] **La Régie note, cependant, que le Distributeur n’accorde aucun budget pour la biénergie et le tarif DT en 2016³⁵⁰. Elle s’attend à ce que le Distributeur fasse de nouvelles propositions relatives à la biénergie, dans le cadre de la demande tarifaire 2017-2018, tel qu’expliqué dans la section Stratégie relative aux tarifs domestiques³⁵¹.**

[682] Les deux programmes relatifs aux chauffe-eau résidentiels soulèvent toutefois certains enjeux ou préoccupations sur lesquels la Régie se penche ci-dessous.

Report d’un an du programme de chauffe-eau – Charges interruptibles résidentielles

[683] Le Distributeur indique, à propos du programme de télécontrôle des chauffe-eau résidentiels que « *le contexte d’élaboration du nouveau plan stratégique amène le Distributeur à se repositionner sur la meilleure stratégie à mettre en place afin d’atteindre les objectifs qu’il s’est fixés dans ce marché. Ce repositionnement implique qu’il n’y aura pas de participants à ce programme à l’hiver 2015-2016* »³⁵².

[684] Il ajoute que le budget du programme « Charges interruptibles résidentielles » pour l’implantation de 40 000 contrôles de chauffe-eau en 2015 était de 12 M\$, incluant l’exploitation du programme, et que ce montant n’inclut pas les compensations financières versées aux clients, qui sont inscrites aux budgets des approvisionnements³⁵³.

³⁵⁰ Pièce B-0099, p. 76, tableau R-27.9.

³⁵¹ Voir la section 20.5.

³⁵² Pièce B-0099, p. 73.

³⁵³ Pièce B-0126, p. 32.

[685] Le Distributeur précise que puisque le programme fait l'objet d'un repositionnement et qu'il n'y a pas eu de participants à l'hiver 2015-2016, la somme requise pour 2015 est désormais estimée à 1 M\$. En revanche, le budget pour l'implantation de 100 000 contrôles de chauffe-eau en 2016 est maintenu à 26 M\$.

[686] En ce qui a trait au revenu requis pour 2016, il faut tenir compte des compensations financières qui avaient été budgétées pour les 40 000 chauffe-eau qui auraient dû être installés en 2015 et des frais réduits pour l'exploitation du système de télécontrôle qui se traduisent par une réduction des charges de 1,7 M\$ réclamées au budget 2016 :

« Le Distributeur estime une baisse de ses revenus requis 2016 de l'ordre de 5,6 M\$, dont un montant de 3,9 M\$ à titre de coûts d'approvisionnement.

Le Distributeur rappelle que tout écart entre les coûts d'approvisionnement constatés et ceux reconnus par la Régie est versé au compte de pass-on et par conséquent pris en compte ultérieurement dans les tarifs »³⁵⁴.

[687] La Régie note une réduction de 1,7 M\$ des charges réclamées au budget 2016. Par ailleurs, tel que mentionné à la section 8.1.5, un montant de 3,9 M\$ est réduit des coûts d'approvisionnement pour l'année témoin 2016.

[688] Pour ce qui est du budget des compensations financières qui seront versées aux 100 000 participants du programme de chauffe-eau interruptibles au cours de l'hiver 2016-2017, le Distributeur explique qu'elles seront intégrées aux budgets des approvisionnements, à l'instar des crédits fixes versés aux CI adhérant aux options tarifaires d'électricité interruptible³⁵⁵. Il ajoute que ces compensations financières n'ont pas à faire l'objet d'une modification des « Tarifs » puisque « pour l'instant, les nouvelles interventions en GDP sont considérées comme des programmes commerciaux »³⁵⁶.

³⁵⁴ Pièce B-0126, p. 32.

³⁵⁵ Pièce B-0126, p. 31.

³⁵⁶ Pièce B-0126, p. 32.

[689] Par ailleurs, le programme de télécontrôle des chauffe-eau interruptibles propose un arrêt complet de l'alimentation électrique des chauffe-eau existants pendant les périodes d'interruption. Selon le rapport LTE-RT-2008-0182³⁵⁷ (le Rapport du LTE), cette méthode garantit un effacement complet de la charge pendant les heures critiques mais crée un important appel de puissance lors de la reprise de charge. Un chauffe-eau interrompu pendant quatre heures peut exiger une puissance moyenne diversifiée trois fois plus élevée au moment de la reprise que s'il n'avait pas été interrompu auparavant³⁵⁸ :

« Parfois désigné « effet de retour », ce phénomène représente la plus grande contrainte de cette stratégie de la charge ».

[690] La Régie en arrive à la conclusion que, dans son programme de charges interruptibles, le Distributeur devra utiliser les fonctionnalités du système de télécontrôle qu'il veut déployer pour gérer la reprise des chauffe-eau participants, afin de ne pas créer de nouvelle pointe critique.

[691] Lors de sa demande tarifaire 2017-2018, la Régie demande au Distributeur d'expliquer sa stratégie de télécontrôle de la reprise de charge des chauffe-eau après interruption. Elle demande également au Distributeur de clarifier, par la même occasion, les modalités du programme ainsi que le mode de traitement des compensations financières versées.

Programme de chauffe-eau à trois éléments (CE3É)

[692] Depuis ses débuts en 2011 et jusqu'en 2015, le programme CE3É a bénéficié d'un budget annuel de moins de 1 M\$, pour un montant cumulatif de 2 M\$. Pendant cette période, l'impact annuel à la pointe était entre 1 et 2 MW, pour un cumulatif en 2015 de 8 MW. Pour 2016, le Distributeur souhaite augmenter le budget annuel à 2 M\$³⁵⁹ et prévoit un impact à la pointe de 3 MW grâce à une promotion accrue et à une subvention à l'installation³⁶⁰.

³⁵⁷ Rapport LTE-RT-2008-0182 en liasse dans l'Annexe A, en complément de réponse à la question 6.2 de la DDR n° 2 du dossier R-3748-2010, pièce B-0024, notamment les figures S-2 et S-4 et les pages vii à x du sommaire et les figures 18, 19 et 20 aux pages 22 et 23 du rapport.

³⁵⁸ Dossier R-3748-2010, pièce B-0024, p. 2 et 3.

³⁵⁹ Pièce B-0042, p. 32, tableau A-2.

³⁶⁰ Pièce B-0042, p. 33, tableau A-3; voir aussi les p. 18 et 19.

[693] Dans sa décision D-2015-018, la Régie exprimait le besoin « *de clarifier le statut et les objectifs du programme « Chauffe-eau à trois éléments », par rapport au nouveau programme de gestion à distance des chauffe-eau* »³⁶¹.

[694] La Régie a donc examiné et analysé les réponses du Distributeur à ce sujet³⁶². À la suggestion du Distributeur³⁶³, elle a réexaminé le rapport d'essais de terrain du CE3É effectué en 2006-2007 par le LTE, notamment la figure 20, ainsi que la réponse du Distributeur sur l'impact observé lors du projet pilote d'interruption des chauffe-eau réalisé en 2014-2015.

[695] À la suite de son analyse de la preuve, la Régie demeure préoccupée par les faits suivants :

- Pendant les quatre heures de la période de pointe, aucun CE3É de l'échantillon du Rapport du LTE ne fonctionne au niveau de puissance de 800 W en continu, la quasi-totalité a recours à l'élément de 3 000 W et tous arrêtent totalement de consommer de la puissance pendant au moins une heure parmi les quatre heures critiques. Il ne semble donc pas y avoir de déplacement de la consommation d'électricité de la période critique hors de cette période.
- L'impact du programme de CE3É a été révisé à 100 W par chauffe-eau, alors que le Rapport du LTE l'établit à 200 W. Une incertitude demeure quant à l'impact attribué au CE3É.

[696] Ces éléments confirment que le besoin de clarification exprimé par la Régie dans sa décision D-2015-018 demeure.

[697] La Régie demande au Distributeur d'organiser une séance de travail au printemps 2016 avec le personnel de la Régie afin de discuter des bénéfices réels de ce programme. Entre-temps, la Régie laisse le Distributeur juger de la pertinence de suspendre la promotion et la subvention de l'installation des CE3É.

³⁶¹ Décision D-2015-018, p. 191 et 192, par. 763 et 764.

³⁶² Pièce B-0099, p. 69.

³⁶³ Pièce B-0126, p. 29.

14.4.2 PROGRAMME REMISE À NIVEAU DES SYSTÈMES ÉLECTROMÉCANIQUES

[698] Un projet pilote de remise à niveau des systèmes électromécaniques (recommissioning) pour le marché CI a été autorisé en 2012 et avait pour objectif de valider les gains énergétiques et la durée de vie des impacts d'une telle intervention. Le Distributeur a mis fin à ce programme en 2013. Toutefois, l'évaluation des gains pour ce projet n'est pas complétée, le projet pilote se terminant le 31 décembre 2015. Le programme « Remise à niveau des systèmes électromécaniques » est une démarche qui visait particulièrement les bâtiments commerciaux, institutionnels et municipaux, dans le but d'optimiser le fonctionnement, entre autres, des systèmes de chauffage, de ventilation et d'air climatisé des bâtiments³⁶⁴.

[699] Le Distributeur précise qu'il :

« [...] a cessé d'accepter de nouveaux projets dans le cadre de ce projet pilote puisqu'il disposait de suffisamment d'informations sur les barrières commerciales (notamment, faible participation et retard dans la livraison des projets) limitant l'impact du programme sur la consommation électrique. Toutefois, le projet pilote qui devait se terminer en 2012, a été prolongé jusqu'en 2015 pour permettre aux participants de compléter leurs projets.

L'analyse des résultats des projets complétés permettra au Distributeur de statuer sur les suites à donner à ce volet dans son portefeuille d'offres en efficacité énergétique au marché CI »³⁶⁵.

[700] À propos du même programme poursuivi par Gaz Métro, la Régie constate que :

« Gaz Métro souligne que le potentiel technico-économique de la mesure « Recommissioning » pour la période 2013-2017 est de 39,4 Mm³, soit le plus gros potentiel d'économies d'énergie pour les marchés commercial et institutionnel. Les données réelles de participation au programme démontrent que les économies sont plus importantes que prévu et que le potentiel identifié est réalisable. Ces constats ont donc fortement incité Gaz Métro à continuer d'appuyer cette mesure malgré le retrait d'Hydro-Québec. De plus, le BEIE a pris position rapidement en décidant de reprendre la place laissée libre par

³⁶⁴ Pièce B-0075, p. 100.

³⁶⁵ Pièce B-0099, p. 63.

Hydro-Québec au sein de ses programmes et d'offrir un volet consacré au « Recommissioning » »³⁶⁶.

[701] Dans sa décision D-2015-181 portant sur la demande tarifaire de Gaz Métro, la Régie soulignait :

« [534] Par ailleurs, la preuve au présent dossier démontre qu'il existe de réelles économies provenant d'une autre source d'énergie que celle du Distributeur, qui ne sont pas prises en compte, notamment dans le cas du projet PE226 Recommissioning. La même problématique existe aussi auprès du distributeur d'électricité pour son programme Offre intégrée Piscines » [note de bas de page omise]³⁶⁷.

[702] La Régie prend acte de la réponse du Distributeur à propos du programme « Offre intégrée Piscines » à l'effet que « *le Distributeur ne peut se créditer que des économies d'énergie électrique* »³⁶⁸.

[703] La Régie note que le Distributeur accorde une importance aux tests économiques et qu'il est ouvert à comptabiliser les économies provenant d'autres sources d'énergie aux fins de ces tests :

« [...] les tests économiques sont toujours pertinents pour les programmes commerciaux. Les différences de contexte entre les distributeurs font en sorte que les intrants, tels les taux d'actualisation ou la valeur de l'énergie, sont spécifiques à chacun.

Quant à la comptabilisation des résultats, le Distributeur est ouvert à toute proposition qui permet de tenir compte des efforts de chacun tout en évitant le double comptage »³⁶⁹.

[704] La Régie demande au Distributeur de faire état, dans son Rapport annuel 2015, des résultats du projet pilote de remise à niveau des systèmes électromécaniques et des suites qu'il entend y donner.

³⁶⁶ Dossier R-3814-2012, pièce B-0042, p. 21.

³⁶⁷ Décision D-2015-181, p. 142 et 143.

³⁶⁸ Réponse du 18 juin 2015, suivi 2015 des évaluations du PGEÉ, p. 3.

³⁶⁹ Pièce B-0075, p. 113.

14.4.3 PROGRAMMES POMPES À CHALEUR – OFFRE INTÉGRÉE – NOUVELLE CONSTRUCTION

[705] Le Distributeur indique son intérêt envers les pompes à chaleur à haut rendement ou efficaces, c'est-à-dire celles qui répondent ou dépassent les normes *Energy Star*, et envers les pompes à chaleur de deuxième génération « pour climat froid » qui continuent à offrir un rendement énergétique satisfaisant même à de très basses températures³⁷⁰.

[706] Pour les premières, la sensibilisation se fera dans le cadre du programme « Sensibilisation Mieux consommer » dans la nouvelle section du site internet d'Hydro-Québec dédiée à la nouvelle construction et à la rénovation et la promotion dans le cadre du programme « Maisons efficaces ».

[707] Pour les deuxièmes, le Distributeur travaille avec Ressources naturelles Canada, le Groupe CSA et d'autres entreprises d'énergie nord-américaines afin d'accélérer l'entrée en vigueur de normes applicables à ces appareils³⁷¹. La Régie comprend que ces travaux font partie des activités communes dotées d'un budget de 11 M\$³⁷².

[708] Considérant le potentiel de réduction de la consommation de mazout de ces technologies dans les réseaux autonomes à centrale diesel³⁷³, la Régie a interrogé le Distributeur quant aux efforts qu'il entendait déployer pour encourager l'adoption de cette technologie, notamment aux Îles-de-la-Madeleine qui jouissent d'un climat maritime, comme alternative au chauffage au mazout dans le cadre du PUEÉRA.

[709] Le Distributeur explique qu'il n'a pas évalué le potentiel technico-économique de cette mesure pour les Îles-de-la-Madeleine parce qu'il la considère non rentable³⁷⁴. Il précise :

³⁷⁰ Pièce B-0042, p. 13.

³⁷¹ Pièce B-0075, p. 101.

³⁷² Pièce B-0042, p. 31, tableau A-1.

³⁷³ En tenant compte du coefficient de performance (COP) des pompes à chaleur, on obtient non seulement une grande réduction de consommation par rapport aux plinthes électriques, mais également par rapport au chauffage au mazout, le produit du COP par le rendement de production électrique pouvant dépasser le rendement de conversion du mazout en chaleur dans une résidence.

³⁷⁴ Pièce B-0099, p. 64 et 65.

« Le Distributeur rappelle qu'il n'existe pas de potentiel d'économie d'énergie électrique pour la mesure pompe à chaleur air-air aux Îles-de-la-Madeleine. En effet, la mesure est non rentable à cause de son coût élevé, justifié par l'installation d'un système de redistribution de chaleur, et de sa durée de vie limitée. Ces facteurs ont été pris en considération au moment de la réalisation du PTÉ en réseaux autonomes.

Nonobstant l'absence de rentabilité des pompes à chaleur air-air aux Îles-de-la-Madeleine, le Distributeur soumet respectueusement que le prochain plan d'approvisionnement, prévu à l'automne 2016, sera le forum approprié pour examiner la question du portefeuille de mesures en réseaux autonomes ».

[710] Considérant que le PUEÉRA existe depuis de nombreuses années aux Îles-de-la-Madeleine, la Régie s'étonne que le taux de pénétration des systèmes de redistribution de chaleur dans la construction existante et la nouvelle construction soit plus faible aux Îles-de-la-Madeleine qu'en réseau intégré.

[711] Par ailleurs, si les technologies de pompe à chaleur n'ont aucun potentiel technico-économique aux Îles-de-la-Madeleine, alors que les coûts évités y sont beaucoup plus élevés qu'en réseau intégré et que leur climat maritime moins froid permet d'en tirer un meilleur rendement saisonnier, la Régie considère qu'il y a lieu de se questionner sur les raisons pour lesquelles elles auraient un potentiel en réseau intégré.

[712] La Régie demande au Distributeur de fournir, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, une étude d'opportunité pour le développement d'un programme de pompes à chaleur efficaces dans les réseaux autonomes ayant un climat permettant l'installation de ces technologies.

14.4.4 RÉDUCTION DES USAGES THERMIQUES DE L'ÉLECTRICITÉ DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES AU NORD DU 53^E PARALLÈLE

[713] Dans sa décision D-2014-037³⁷⁵, la Régie constatait que les factures de plus de

³⁷⁵ Section 18.5, p. 193 à 199.

95 % des abonnements résidentiels du Nunavik sont prises en charge par quelques organismes seulement. Elle encourageait le Distributeur à collaborer avec toutes les parties visées afin de mettre en place des mesures permettant de réduire la consommation en 2^e tranche des clients du Nunavik. La Régie demandait au Distributeur de présenter un plan de réduction du chauffage d'appoint électrique, en commençant par les réseaux à centrale thermique où des ajouts de puissance sont planifiés dans un horizon de deux à quatre ans.

[714] Le Distributeur dépose le Rapport final « *Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik* » de mai 2015³⁷⁶. Il présente également les grandes lignes de cette enquête et de son plan d'action³⁷⁷.

[715] Dans cette enquête, des audits énergétiques ont été réalisés pour mieux comprendre la consommation d'électricité au nord du 53^e parallèle, notamment celle facturée à la 2^e tranche du tarif D. Parmi les 14 villages du Nunavik, le Distributeur en a retenu six, soit trois du côté est (Kuujuuaq, Kangirsuk et Salluit) et trois du côté ouest (Kuujuarapik, Inukjuak et Puvirnituq). Au total, 346 entrevues face-à-face, de porte à porte, ont été complétées.

[716] Il appert de ces entrevues que la consommation de certains ménages en 2^e tranche du tarif D serait liée à la présence du chauffage d'appoint électrique dans les maisons ou dans les remises. L'ampleur de cette consommation varie en fonction des habitudes et des caractéristiques des ménages.

[717] Également, une cinquantaine d'audits énergétiques ont été effectués et révèlent :

- que l'isolation thermique et l'étanchéité à l'air ne présentent pas de faiblesses significatives et ne peuvent être améliorées que si d'importants travaux de rénovations sont envisagés;
- qu'il y a peu de dommages importants aux propriétés et que, de façon générale, peu d'entretien est requis à l'extérieur comme à l'intérieur des bâtiments;
- que 20 % des habitations sont ventilées au moyen de ventilateur récupérateur de chaleur, mais que les utilisateurs auraient avantage à mieux connaître le mode d'utilisation et d'entretien de ces équipements.

³⁷⁶ Pièce B-0083, p. 67 et suivantes.

³⁷⁷ Pièce B-0042, p. 20 et 21.

[718] Les audits énergétiques ont permis au Distributeur de constater que, généralement, les maisons ne nécessitent pas le recours à du chauffage électrique d'appoint.

[719] Les discussions se poursuivent avec l'Administration régionale Kativik (ARK), la Société Makivik et la Société d'habitation du Québec (SHQ) / Office municipal d'habitation Kativik (OMHK) pour l'élaboration d'un plan d'action afin de réduire le chauffage électrique d'appoint et d'encourager une meilleure utilisation de l'électricité. Le plan d'action 2015-2016 et les mesures proposées consistent notamment à :

- communiquer des messages de sensibilisation auprès de la clientèle concernée qui viseront à réduire l'utilisation du chauffage électrique d'appoint;
- promouvoir l'utilisation d'une autre source d'énergie que l'électricité pour le chauffage d'appoint;
- déployer un programme de minuteriers pour les chauffe-moteurs³⁷⁸.

[720] L'UC soulève le besoin d'une meilleure compréhension de la production d'électricité, de l'utilisation des thermostats, de l'état des portes d'entrée, de l'utilisation des remises pour l'entretien des véhicules, de l'utilisation des minuteriers pour chauffe-moteurs ou encore du potentiel de remplacement des congélateurs désuets³⁷⁹. L'intervenante note que les propositions qui résultent de l'étude sur la consommation d'électricité au Nunavik et des 346 entrevues qui y ont été réalisées se distinguent grandement des mesures comprises dans le potentiel technico-économique d'efficacité énergétique en électricité et en mazout au Nunavik, qui a été présenté au dossier R-3854-2013³⁸⁰.

[721] L'UC recommande à la Régie de demander au Distributeur d'explorer les mesures d'efficacité énergétique proposées et de faire part à la Régie, le cas échéant, lors de la demande tarifaire 2017-2018, des nouveaux programmes qu'il entend offrir au Nunavik.

³⁷⁸ Pièce B-0042, p. 21 et 22.

³⁷⁹ Pièce C-UC-0009, p. 43 à 45.

³⁸⁰ Potentiel technico-économique d'efficacité énergétique en réseaux autonomes, dossier R-3854-2013, pièce B-0038.

[722] La Régie rappelle le paragraphe suivant de sa décision D-2014-037³⁸¹ :

« [507] La Régie juge incomplète l'analyse du PTÉ en efficacité énergétique présentée par le Distributeur pour les RA, notamment au niveau du potentiel de gestion de la demande à la pointe. Elle considère qu'il est nécessaire d'avoir un portrait de la réalité des usages des différentes formes d'énergie pour chaque réseau autonome en fonction de constats réels sur le terrain. Cette identification nécessite une approche globale d'évaluation de la situation, réseau par réseau ».

[723] La Régie constate que la nouvelle construction est équipée d'appareils d'éclairage et de ventilation performants et de systèmes de chauffage au mazout pour les locaux et la production d'eau chaude. Les seules charges thermiques d'importance comblées par l'électricité à l'intérieur de ces maisons sont la cuisinière et la sècheuse. Le Distributeur indique qu'une consommation de 20 kWh/jour est suffisante pour combler les besoins de telles maisons, alors que le seuil de la 2^e tranche est de 30 kWh/jour. Ces habitations peuvent servir de modèle à atteindre pour l'ensemble des résidences.

[724] Le Distributeur rappelle les objectifs du PUEÉRA qu'il offre à sa clientèle :

« lorsqu'ils achètent du mazout, ils l'achètent à un prix moins élevé que le prix de la deuxième tranche du Distributeur présentement [...] ce qu'on veut c'est que [chez] ces clients-là [...], on veut que la chauffe se fasse à la maison plutôt que de [transformer le mazout en électricité à] la centrale puis transporter ça sur les fils pour la retransformer en chaleur comme telle »³⁸².

[725] Le Distributeur envisage par ailleurs de réintroduire le propane offert depuis 2005 dans le PUEÉRA³⁸³, après avoir décidé de l'abandonner en 2013 à la suite des préoccupations du milieu³⁸⁴.

[726] La Régie considère que l'enjeu de la chauffe à l'électricité plutôt que par combustible implique d'importants coûts d'investissement à cause de la pression à la hausse que cet usage crée sur la demande à la pointe, mais aussi les coûts annuels

³⁸¹ Page 136.

³⁸² Pièce A-0049, p. 130.

³⁸³ Pièce B-0042, p. 22.

³⁸⁴ Pièce B-0126, p. 34, réponse 14.2 de la DDR n° 6 et dossier R-3854-2013, pièce B-0094, p. 67.

d'exploitation et les émissions de gaz à effet de serre (GES). Elle constate par ailleurs que 95 % de la clientèle du Nunavik n'est pas responsable de sa facture d'électricité.

[727] La Régie demande au Distributeur de poursuivre ses efforts auprès de la clientèle des réseaux autonomes, visant la réduction de la durée d'utilisation des chauffe-moteur, en période de pointe notamment, et le déploiement de solutions pour éliminer le chauffage électrique des remises et des entrées de maison.

[728] La Régie prend note des enquêtes et audits réalisés au Nunavik. **Elle demande au Distributeur de continuer de collaborer avec les organismes responsables des factures d'électricité dans le but de trouver des solutions autres que l'électricité pour combler des besoins thermiques.** Elle considère que le PUEÉRA doit permettre de compenser certains coûts défrayés par les usagers pour les solutions de rechange. La Régie réitère par ailleurs l'importance d'aider les responsables de la facture d'électricité à détecter quand il y a un dépassement de la 1^{re} tranche de facturation à cause du chauffage électrique.

[729] La Régie encourage le Distributeur à poursuivre ses efforts de réintroduction du propane, amorcée à l'automne 2015, ou de tout autre combustible, dans les réseaux autonomes.

14.5 AUTORISATION DU BUDGET 2016 RELATIF AUX INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[730] Considérant les résultats historiques du PGEÉ par rapport aux montants accordés et les constats exprimés à propos des programmes de chauffe-eau, la Régie autorise un budget global de 130 M\$ pour les charges et les investissements de l'ensemble des interventions en efficacité énergétique 2016, soit une réduction des charges de 5 M\$ par rapport au budget demandé par le Distributeur (voir la section 11.1.2.2).

15. REVENUS REQUIS

[731] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente les revenus requis au montant de 11 970,3 M\$ pour l'année témoin 2016. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à 12 032,8 M\$. En audience, le Distributeur met à jour certains paramètres, si bien que les revenus requis s'élèvent à 11 849,1 M\$ pour l'année témoin 2016, tel que présenté au tableau suivant.

TABLEAU 52
REVENUS REQUIS 2016

(en M\$)	2014 Année historique (1)	2015 (D-2015-018) (1)	2015 Année de base Révisée (2)	2016 Année témoin Initiale	2016 Année témoin Révisée (2)	2016 Année témoin Révisée (3)	Variation Année témoin 2016 vs 2015 (D-2015-018)	
Achats d'électricité	5 617,0	5 907,8	6 117,9	6 356,3	6 352,0	6 232,8	325,0	5,5 %
Service de transport	2 739,3	2 783,9	2 783,9	2 783,6	2 829,1	2 813,2	29,3	1,1 %
Distribution								
Charges brutes directes	1 043,4	1 094,1	1 103,5	1 052,2	1 062,6	1 042,3	(51,8)	(4,7 %)
Charges de services partagés	546,7	539,3	538,6	512,3	517,1	517,1	(22,2)	(4,1 %)
Coûts capitalisés	(321,3)	(328,8)	(324,4)	(304,0)	(308,2)	(308,2)	20,6	(6,3 %)
Charges d'exploitation	1 268,8	1 304,6	1 317,7	1 260,5	1 271,5	1 251,2	(53,4)	(4,1 %)
Achats de combustible	93,8	104,0	104,0	88,1	88,1	78,0	(26,0)	(25,0 %)
déclassement	817,4	723,1	704,4	633,3	633,1	626,8	(96,3)	(13,3 %)
Comptes d'écarts et de reports	(24,8)	25,1	33,7	(17,3)	(8,6)	(8,6)	(33,7)	(134,3 %)
Taxes	98,9	54,3	53,0	84,0	84,0	84,0	29,7	54,7 %
Autres charges	985,3	906,5	895,1	788,1	796,6	780,2	(126,3)	(13,9 %)
Frais corporatifs	30,4	30,8	31,5	30,1	30,6	30,6	(0,2)	(0,6 %)
Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation	859,8	758,4	774,0	751,7	753,0	741,1	(17,3)	(2,3 %)
Total Distribution	3 144,3	3 000,3	3 018,3	2 830,4	2 851,7	2 803,1	(197,2)	(6,6 %)
Total	11 500,6	11 692,0	11 920,1	11 970,3	12 032,8	11 849,1	157,1	1,3 %

Sources : Pièce B-0022, p. 6 à 8; pièce B-0128, p. 11 à 13 et pièce B-0145, p. 7 à 9.

Note 1 : Tient compte de la présentation du montant associé aux rabais sur ventes-MFR en réduction des ventes plutôt qu'à titre de dépense de mauvaises créances.

Note 2 : Mise à jour en suivi de la décision D-2015-189 relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP.

Note 3 : Mise à jour de certains paramètres en audience, incluant la mise à jour en suivi de la décision D-2015-189.

Note 4 : IFRS pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015; US GAAP pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

[732] Les revenus requis demandés par le Distributeur pour l'année témoin 2016 sont en hausse de 157,1 M\$ (1,3 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2015. Cette hausse s'explique par une augmentation de 325,0 M\$ provenant des achats d'électricité et de 29,3 M\$ du service de transport, compensée partiellement par une baisse de 197,2 M\$ des coûts de distribution (voir la section 1).

[733] **Tenant compte des modifications apportées aux revenus requis dans la présente décision, la Régie autorise le Distributeur à récupérer des revenus requis estimés à 11 758,7 M\$ pour l'année témoin 2016, tels que présentés au tableau suivant.**

TABLEAU 53
ESTIMÉ DES REVENUS REQUIS 2016

<i>(en M\$)</i>	<i>Demandés</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Reconnus</i>
Achats d'électricité			
Ajustement relié au programme «Charges interruptibles résidentielles» (voir la section 8,2)		(3,9)	
Ajustement des contrats spéciaux (voir la section 8,2)		6,2	
Total		2,3	
Service de transport (voir la section 10)		(62,3)	
Charges d'exploitation (voir la section 11.1.3)		(30,0)	
Autres charges			
Achats de combustible (voir la section 11.2.1)		(8,5)	
Compte de nivellement pour aléas climatiques (voir les sections 4.4 et 11.2.2)		25,0	
Amortissement (voir la section 11.2.2)		(10,0)	
Total		6,5	
Rendement de la base de tarification (voir les sections 11.4 et 12)		(6,9)	
Décolant de la réduction globale de 100 M\$ de la base de tarification			
Revenus requis	11 849,1	(90,4)	11 758,7

[734] **La Régie demande au Distributeur de mettre à jour les données relatives aux revenus requis 2016, en tenant compte de la présente décision. Elle lui demande donc de déposer le détail du calcul des revenus requis 2016 ainsi ajustés, au plus tard le 16 mars 2016 à 11 h.**

16. REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ ET RABAIS SUR VENTES – MÉNAGES À FAIBLE REVENU

16.1 REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ

[735] Les revenus autres que ceux provenant de la vente d'électricité réduisent les revenus requis du Distributeur. Ces autres revenus passent de 180,7 M\$, pour l'année autorisée 2015, à 174,1 M\$ pour l'année témoin 2016, soit une baisse de 6,6 M\$ (-3,7 %) en 2016 par rapport au montant autorisé pour l'année 2015.

[736] Le tableau suivant présente le détail des revenus autres que les ventes d'électricité pour les années 2014 à 2016.

TABLEAU 54
REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ

<i>(en M\$)</i>	<i>2014</i> <i>Année historique</i>	<i>2015</i> <i>(D-2015-018)</i>	<i>2015</i> <i>Année de base</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2016</i> <i>vs 2015 (D-2015-018)</i>	
Facturation externe émise	89,6	98,3	94,3	95,2	(3,1)	(3,2 %)
Facturation interne émise	81,6	82,0	80,8	78,6	(3,4)	(4,1 %)
Crédits d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	0,3	0,4	0,3	0,3	(0,1)	(25,0 %)
Total	171,5	180,7	175,4	174,1	(6,6)	(3,7 %)

Source : Pièce B-0043, p. 3.

[737] Les revenus provenant de la facturation externe émise sont en baisse de 3,1 M\$ (-3,2 %) en 2016 par rapport au montant autorisé pour l'année 2015. Cette baisse s'explique principalement par une diminution des frais d'administration en raison de la hausse des ententes personnalisées destinées aux MFR, pour lesquelles il y a arrêt de la facturation des frais d'administration, et de la gestion active des comptes à recevoir.

[738] Les revenus provenant de la facturation interne émise sont également en baisse de 3,4 M\$ (-4,1 %) en 2016 par rapport au montant autorisé pour l'année 2015. Cette baisse provient essentiellement d'une diminution des revenus de facturation de l'électricité aux entités affiliées découlant, principalement, de la baisse des revenus provenant du

Producteur pour la consommation d'électricité du chantier de la Romaine, à la suite de la mise en service de la Romaine-1 prévue au printemps 2016.

[739] La Régie approuve les revenus autres que les ventes d'électricité pour l'année témoin 2016, tels que présentés par le Distributeur.

16.2 RABAIS SUR VENTES - MÉNAGES À FAIBLE REVENU

[740] Le rabais sur ventes, correspondant au soutien à la consommation courante qui découle de l'entente personnalisée volet B pour les MFR, est présenté dorénavant en réduction des ventes d'électricité (voir la section 11.1.2.2).

[741] Le rabais sur ventes - MFR s'élève à un montant de 15,3 M\$ pour l'année témoin 2016, soit une hausse de 6,8 M\$ (80 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2015.

[742] Le tableau suivant présente le détail du rabais sur ventes - MFR, selon la nouvelle présentation proposée par le Distributeur.

TABLEAU 55
RABAIS SUR VENTES – MÉNAGES À FAIBLE REVENU

<i>(en M\$)</i>	<i>2014</i> <i>Année historique</i>	<i>2015</i> <i>(D-2015-018)</i>	<i>2015</i> <i>Année de base</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2016</i> <i>vs 2015 (D-2015-018)</i>	
Rabais sur ventes - MFR	(9,2)	(8,5)	(10,5)	(15,3)	(6,8)	80,0%

Source : Pièce B-0043, p. 4.

[743] La Régie approuve le rabais sur ventes – MFR pour l'année témoin 2016, tel que présenté par le Distributeur.

17. RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE

[744] Le Distributeur soumet la répartition de son coût de service par catégories de consommateurs. Il n'apporte aucune modification aux méthodes applicables pour l'année témoin projetée 2016³⁸⁵.

[745] Le Distributeur confirme, dans une réponse à la Régie, que la méthode de répartition du coût de service est toujours adéquate et qu'aucun nouvel élément de contexte ne justifie de la réviser en tout ou en partie³⁸⁶.

[746] **La Régie prend acte de la répartition du coût de service proposée par le Distributeur.**

18. CONDITIONS DE SERVICE D'ÉLECTRICITÉ

18.1 SUIVI DES ENGAGEMENTS DU DOSSIER TARIFAIRE 2015-2016

[747] Tel que convenu avec la Régie dans le cadre de la dernière demande tarifaire³⁸⁷, le Distributeur prévoit déposer en 2016 une demande intégrée de modifications à apporter aux CDSÉ. L'ensemble des modifications envisagées et proposées par le Distributeur aux CDSÉ et au chapitre 12 des *Tarifs d'électricité* (Tarifs) seront alors soumises à la Régie pour approbation.

[748] En conséquence, le Distributeur ne présente aucune demande de modification des CDSÉ dans le cadre du présent dossier³⁸⁸.

³⁸⁵ Pièce B-0002, p. 4.

³⁸⁶ Pièce B-0071, p. 4.

³⁸⁷ Lettre du Distributeur relative au suivi des engagements souscrits dans le cadre du dossier R-3905-2014, datée du 4 février 2015, et réponse de la Régie à ce sujet le 16 février 2015.

³⁸⁸ Pièce B-0048, p. 5.

18.2 OFFRE DE RÉFÉRENCE POUR LA CONCEPTION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION

[749] Dans sa décision D-2014-160, la Régie demandait au Distributeur de former un groupe de travail multipartite afin d'examiner l'offre de référence en matière de distribution électrique lors de modifications ou de prolongements de réseau³⁸⁹.

[750] Le Distributeur indique que le groupe de travail, composé de représentants de l'Association de la construction du Québec, de l'APCHQ, du Distributeur, de la Fédération québécoise des municipalités, de l'Ordre des urbanistes du Québec et de l'UMQ, a tenu six rencontres entre le 28 octobre 2014 et le 25 juin 2015 à cet égard³⁹⁰.

[751] Le Distributeur précise que les travaux du groupe de travail ont porté sur l'offre de référence en matière de distribution aérienne ainsi que sur l'offre de référence en matière de distribution souterraine. Il ajoute que les principales recommandations du groupe de travail seront présentées et examinées dans le cadre du dossier générique portant sur les modifications aux CDSÉ, qui sera déposé en 2016.

18.3 FRAIS D'ADMINISTRATION

18.3.1 TAUX DES FRAIS D'ADMINISTRATION

[752] Dans sa décision D-2015-018, la Régie faisait la demande suivante au Distributeur :

« La Régie est préoccupée par l'écart important entre les frais d'administration exigés par le Distributeur et le taux préférentiel de la BNC. Elle demande au Distributeur de procéder à un balisage auprès d'entreprises de services publics, d'en déposer les résultats lors du prochain dossier tarifaire et, le cas échéant, de soumettre une proposition à la Régie »³⁹¹.

³⁸⁹ Décision D-2014-160, p. 13.

³⁹⁰ Pièce B-0048, p. 6.

³⁹¹ Décision D-2015-018, p. 29, par. 80.

[753] Tel que demandé, le Distributeur dépose le résultat du balisage. Il y indique que les frais d'administration couvrent non seulement les frais de financement des sommes impayées, mais également les coûts associés à ses activités de recouvrement³⁹².

[754] En audience, le Distributeur précise que « [...] *les frais d'administration ne couvrent pas tous les coûts de recouvrement, mauvaises créances et frais de financement. Ils en couvrent qu'une très petite partie en fait, pas beaucoup. Et le reste est couvert par le tarif... le tarif comme tel* »³⁹³.

[755] Le Distributeur indique également que les frais d'administration ne servent pas à offrir aux clients un moyen de financement, telle une marge de crédit. Ils constituent plutôt un incitatif au paiement des factures à l'échéance³⁹⁴.

[756] Le Distributeur souligne que le taux des frais d'administration appliqué aux sommes non payées dans les délais est inférieur à celui des autres distributeurs canadiens d'électricité et de certaines entreprises de services publics du Québec, qui est généralement d'au moins 1,5 % mensuellement (19,56 % annuellement). Il ajoute qu'il est le seul parmi les entreprises couvertes par le balisage à utiliser un taux annuel simple plutôt que composé, ce qui est à l'avantage de ses clients³⁹⁵.

[757] OC souligne que depuis l'instauration de la fourchette de référence en 1996, les frais de financement du Distributeur ont baissé à la suite de la diminution des taux d'intérêt, dont le taux préférentiel de la Banque Nationale du Canada³⁹⁶.

[758] OC estime par ailleurs qu'il serait pertinent de préciser quels sont les coûts exacts que doivent assumer les clients qui paient des frais d'administration, afin de s'assurer du caractère raisonnable de ces frais. Avec ces éléments d'information, une modification de la fourchette des taux des frais d'administration pourrait être effectuée afin de refléter les réalités de financement du Distributeur³⁹⁷.

³⁹² Pièce B-0048, p. 8 à 10.

³⁹³ Pièce A-0045, p. 222.

³⁹⁴ Pièce B-0048, p. 9.

³⁹⁵ *Ibid.*

³⁹⁶ Pièce C-OC-0015, p. 7, par. 23.

³⁹⁷ Pièce C-OC-0015, p. 7, par. 24.

[759] Comme OC, l'UC soumet que le taux de 14,4 % est trop élevé et devrait être réduit de manière importante puisqu'il ne reflète pas les taux d'intérêt en vigueur à l'heure actuelle, tels que le taux préférentiel de la Banque Nationale du Canada, qui est de 2,85 %³⁹⁸, et le taux utilisé par Revenu Québec, qui est fixé à 6,0 %³⁹⁹.

[760] L'UC soumet que l'importance des frais d'administration n'est pas un incitatif au paiement de la facture et que la réduction de ces frais n'aura pas d'impact négatif sur les mauvaises créances.

[761] En ce qui a trait à la comparaison avec Vidéotron ou Bell Canada, l'UC souligne que ces fournisseurs de service ont de la compétition et n'ont pas l'exclusivité d'un service essentiel fourni par une société d'état⁴⁰⁰.

[762] L'UC souligne que deux autres facteurs incitent au paiement de la facture d'électricité, soit la possibilité d'une interruption de service et la nécessité pour un ménage de demeurer « minimalement fonctionnel »⁴⁰¹.

[763] Pour l'UC, la progression des comptes à recevoir et des interruptions de service indique clairement que de plus en plus de clients éprouvent des difficultés de paiement, difficultés qui sont aggravées par les frais d'administration annuels de 14,4 %. L'intervenante demande donc que le taux des frais d'administration soit fixé à 6,0 %, soit le taux d'intérêt de Revenu Québec⁴⁰².

[764] La Régie souligne d'emblée que l'imposition de frais d'administration aux clients qui ont un retard de paiement est une pratique d'affaires bien établie.

[765] La Régie constate que le taux des frais d'administration du Distributeur est plus bas que celui d'entreprises de service public comparables et qu'il s'agit d'un taux annuel simple plutôt que d'un taux mensuel et composé.

³⁹⁸ Pièce C-UC-0020, p. 16.

³⁹⁹ Pièce C-UC-0021, p. 10.

⁴⁰⁰ Pièce C-UC-0021, p. 11.

⁴⁰¹ Pièce C-UC-0008, p. 16 et 18.

⁴⁰² Pièce C-UC-0021, p. 11 et 12.

[766] La Régie rappelle que les frais d'administration ont été conçus à titre d'incitatif au paiement en temps de la facture et que leur niveau n'a jamais été calculé dans le but de couvrir les coûts occasionnés par les comptes en retard de paiement.

[767] Pour ces motifs, la Régie maintient la grille des taux des frais d'administration du Distributeur à son niveau actuel.

18.3.2 FINANCEMENT DES SOMMES IMPAYÉES

[768] Dans sa preuve initiale, le Distributeur précise que les frais d'administration couvrent les frais de financement des sommes impayées.

[769] L'UC est d'avis que tous les besoins de financement du Distributeur sont déjà pris en compte par la rémunération de l'encaisse réglementaire qui fait partie de la base de tarification. L'intervenante souligne que l'application simultanée d'un rendement sur l'encaisse réglementaire et de frais d'administration sur les factures en retard constitue une « double compensation »⁴⁰³.

[770] L'UC affirme que cette « double compensation » est considérée comme une mauvaise pratique réglementaire, selon le rapport de M. Roger D. Colton :

« Even when a utility is conceptually justified in charging a late fee to cover the carrying costs associated with delinquent payments, regulators should ensure that the company is not double-compensated for those costs. Double compensation would occur if the utility were to collect the carrying costs first through its working capital adjustment and then again through a late payment charge.

A utility's working capital requirement takes into consideration the elapsed time between when a utility incurs an expense in providing service and the time that the utility is able to recover that expense through receipt of billed revenue.\24\ Examples of expenses which contribute to working capital requirements include payments for fuel, insurance and the like » [note de bas de page omise]⁴⁰⁴.

⁴⁰³ Pièce C-UC-0008, p. 13 et 14.

⁴⁰⁴ Pièce C-UC-0008, p. 14 et 15.

[771] L'UC est d'avis que l'application simultanée d'un rendement sur l'encaisse réglementaire pour une période de 21 jours, correspondant à la période « de grâce » entre la date de facturation et la date d'échéance, et de frais d'administration à partir de la date de facturation pour couvrir les frais de financement, provoque un problème de « double compensation »⁴⁰⁵. Selon l'intervenante, les clients avec des comptes en souffrance paieront deux fois pour le financement de leur créance lors des 21 premiers jours⁴⁰⁶.

[772] Le Distributeur explique que l'encaisse réglementaire représente le niveau d'encaisse théorique qui lui est nécessaire afin de financer ses activités courantes jusqu'au moment de l'encaissement des comptes à recevoir lui permettant de récupérer les sommes avancées. Il précise toutefois que le délai d'encaissement utilisé pour l'établissement de l'encaisse réglementaire consiste en un délai théorique de 21 jours correspondant aux conditions de paiement inscrites à la facture. L'encaisse réglementaire est donc établie en présumant que tous les clients paient leur facture dans le délai prescrit. Ainsi, l'encaisse réglementaire n'inclut pas les sommes nécessaires au financement des comptes en souffrance des clients (au-delà du délai de 21 jours). Par ailleurs, les frais d'administration sont appliqués sur les sommes qui demeurent impayées au-delà du délai de 21 jours. Selon le Distributeur, il n'y a donc pas de double compensation par l'application d'un rendement sur l'encaisse réglementaire⁴⁰⁷.

[773] De plus, le Distributeur tient à souligner que, dans son rapport, M. Roger D. Colton ne dit pas que l'application de frais d'administration est une mauvaise pratique réglementaire. Dans l'extrait soumis par l'UC, M. Colton mentionne que « *Even when a utility is conceptually justified in charging a late fee to cover the carrying costs associated with delinquent payments, regulators should ensure that the company is not double-compensated for those costs.*[...] » [nous soulignons].

[774] Selon le Distributeur, M. Colton soutient qu'une entreprise peut être justifiée de facturer des frais d'administration pour des retards de paiement, mais qu'ils ne doivent pas servir à faire une « double compensation ». Le Distributeur souligne que cette situation ne se retrouve pas dans ses pratiques.

⁴⁰⁵ Pièce C-UC-0021, p. 11.

⁴⁰⁶ Pièce C-UC-0021, p. 12.

⁴⁰⁷ Pièce B-0126, p. 20 et 21.

[775] Dans sa réplique, le Distributeur affirme qu'il y a absence totale de corrélation entre les deux éléments. L'encaisse réglementaire sert à financer les activités courantes du Distributeur jusqu'au moment de l'encaissement des comptes à recevoir, lui permettant de récupérer les sommes avancées. Pour leur part, les frais d'administration visent plutôt à récupérer une partie des coûts associés au recouvrement des clients, le reste étant récupéré auprès de l'ensemble de la clientèle par l'entremise des tarifs. Du point de vue comptable, l'encaisse fait partie du bilan, alors que les revenus relatifs aux frais d'administration viennent réduire les coûts du Distributeur⁴⁰⁸.

[776] La Régie considère qu'il n'y a pas de corrélation entre l'encaisse réglementaire et les revenus relatifs aux frais d'administration. D'une part, l'encaisse réglementaire est un actif inclus dans la base de tarification, représentant le fond de roulement théorique de l'entreprise et établi selon la méthodologie « *lead/lag* ». Sa rémunération fait partie du coût de service. Il s'agit d'une pratique réglementaire reconnue. D'autre part, les revenus des ventes et ceux relatifs aux frais d'administration sont des moyens par lesquels le Distributeur couvre son coût de service. De plus, la fonction première des frais d'administration est plutôt de servir d'incitatif au paiement de la facture avant son échéance.

[777] La Régie note des propos de M. Colton que la mauvaise pratique à laquelle il réfère est l'inclusion des délais de retard de paiement dans le calcul du « *lead/lag* ». Elle rappelle que l'encaisse réglementaire est établie en supposant que tous les clients paient leur facture dans le délai prescrit.

[778] La Régie juge que l'application simultanée de frais d'administration sur les comptes en retard et d'un rendement sur l'encaisse réglementaire ne cause pas de « double compensation » réglementaire au sens où l'entend M. Roger D. Colton dans son rapport.

18.3.3 DATE D'APPLICATION DES FRAIS D'ADMINISTRATION

[779] L'UC demande que les frais d'administration applicables en cas de retard de paiement ou en cas de non-respect par un client d'une entente de paiement ne soient

⁴⁰⁸ Pièce B-0158, p. 13.

calculés qu'à partir de la date d'échéance de la facture et non à partir de la date de facturation⁴⁰⁹.

[780] Pour l'intervenante, le calcul des frais d'administration à partir de la date de facturation est une pratique punitive qui peut avoir pour effet de décourager les clients, qui se retrouvent dans l'une ou l'autre des situations mentionnées précédemment, à poursuivre les démarches de paiement et ainsi d'augmenter les sommes non recouvrées par le Distributeur⁴¹⁰.

[781] Le Distributeur réplique que le calcul des frais d'administration à partir de la date d'échéance de la facture lui causerait des pertes de revenus. Il ajoute qu'il finance déjà la consommation d'un client pendant une période d'environ 60 jours avant de recevoir un paiement⁴¹¹.

[782] La Régie constate que Gaz Métro et Gazifère calculent leurs frais d'administration à partir de la date d'échéance de la facture plutôt qu'à partir de la date de facturation, comme le fait le Distributeur. Or, la Régie considère qu'il y a lieu d'établir une cohérence entre les pratiques des entreprises réglementées à cet égard.

[783] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de modifier, pour une mise en application au 1^{er} avril 2017, ses *Conditions de service d'électricité* afin que les frais d'administration sur les factures en retard de paiement soient calculés à partir de la date d'échéance de la facture plutôt qu'à partir de la date de facturation.

19. TARIFS D'ÉLECTRICITÉ 2016-2017

19.1 OPTIONS D'AJUSTEMENT TARIFAIRE TENANT COMPTE DE LA VARIATION DES COÛTS

[784] Le Distributeur propose, pour l'année 2016-2017, une hausse tarifaire uniforme de 1,7 % pour tous les clients, à l'exception des clients industriels de grande puissance pour

⁴⁰⁹ Pièce C-UC-0008, p. 21 et 22.

⁴¹⁰ Pièce C-UC-0021, p. 12.

⁴¹¹ Pièce A-0062, p. 145 et 146.

lesquels l'ajustement est de 1,2 %, étant donné qu'ils ne sont pas visés par l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale.

[785] Comme pour les années précédentes, le Distributeur privilégie une hausse tarifaire uniforme à des hausses tarifaires différenciées reflétant la variation des coûts de desserte de chaque catégorie de consommateurs.

[786] Dans sa demande d'intervention, l'UC souligne⁴¹² qu'un ajustement reflétant la variation des coûts impliquerait un gel tarifaire pour la clientèle domestique.

[787] La Régie constate, pour la catégorie de consommateurs Grands industriels, que l'ajustement différencié reflétant la variation des coûts est plutôt de 6,3 %⁴¹³. Questionné à propos de la méthode employée pour la répartition des coûts de service et sur les résultats présentés à la pièce B-0046, le Distributeur affirme que la méthode de répartition de coût est toujours adéquate et qu'aucun nouvel élément de contexte ne justifie de la réviser en tout ou en partie. Il explique également :

« Ainsi, l'évolution des résultats de la méthode de répartition au cours des derniers dossiers tarifaires reflète notamment la part croissante des charges de fourniture postpatrimoniale dans les revenus requis totaux, puisque les efforts d'efficience tendent à stabiliser les charges de distribution et de services à la clientèle. Les critères de répartition de ces fonctions étant différents, les impacts ne sont pas les mêmes pour chaque catégorie de consommateurs.

Par ailleurs, lors de l'analyse de l'évolution des résultats de répartition, la diminution des volumes de consommation de la clientèle industrielle doit également être considérée, de même que les modifications ponctuelles des modalités de disposition des comptes de pass-on et de nivellement »⁴¹⁴.

[788] Appelé à commenter l'évolution du coût de service par kWh entre 2013 et 2016 des différentes catégories de consommateurs, le Distributeur indique que :

« L'évolution du coût de service doit être analysée à la lumière de l'effet de la croissance du volume de consommation, la catégorie Grands industriels ayant

⁴¹² Pièce C-UC-0002, p. 9.

⁴¹³ Pièce B-0046, tableau 8B, p. 15.

⁴¹⁴ Pièce B-0071, p. 4.

connu une baisse de sa consommation entre 2013 et 2016, à l'inverse de la catégorie Domestiques. Outre les éléments relatifs aux principes comptables ainsi qu'aux modifications des modalités de disposition des comptes, de façon générale, les coûts de distribution et de service à la clientèle ont diminué de 2013 à 2016. Cette diminution a eu un impact plus important sur la catégorie Domestiques compte tenu des différents facteurs de répartition. Elle s'explique notamment par les gains d'efficacité et par la diminution de la base de tarification et l'amortissement du PGEÉ.

Le Distributeur précise que les montants de la base de tarification et l'amortissement du compte de nivellement de l'année 2013 étaient positifs, puisqu'ils incluaient les soldes des années froides 2006, 2010 et 2011. Ces facteurs ont un impact non négligeable sur le coût de service et sur la répartition par catégories de consommateurs. Ce ne sont toutefois pas des éléments exceptionnels ou non récurrents »⁴¹⁵.

[789] Selon le Distributeur, le contexte du présent dossier, caractérisé notamment par la baisse des ventes et la détérioration de l'avantage concurrentiel du tarif L, milite en faveur d'une hausse uniforme. Soulignant que l'exercice de tarification implique un arbitrage de différents intérêts, il invoque particulièrement l'article 49, alinéa 6 de la Loi :

« Lorsqu'on parle des risques, ce sont évidemment des risques qu'une hausse différenciée pourrait faire porter sur certaines catégories de consommateurs, et là je parle évidemment de la catégorie industrielle, avec évidemment une diminution du caractère compétitif du tarif qui pourrait entraîner, comme on l'a constaté cette année, des... soit des pertes de volume ou encore, de manière plus évidente, des transferts à titre de contrats spéciaux.

Et ça, d'un point de vue de l'intérêt public, ce n'est pas de l'intérêt d'aucune catégorie de consommateurs parce qu'évidemment si on perd des volumes industriels, on perd des volumes qui contribuent à l'interfinancement du D. Donc il n'y a pas nécessairement de gagnant.

Mais, ça ne veut pas non plus dire que la Régie ne peut pas procéder à une hausse différenciée. Ce que ça veut dire par contre, ce n'est pas parce que l'indice a atteint un tel niveau que la Régie doit se sentir obligée de procéder à un ajustement différencié afin de maintenir ou même corriger l'interfinancement »⁴¹⁶.

⁴¹⁵ Pièce B-0099, p. 86 et 87.

⁴¹⁶ Pièce A-0060, p. 61.

[790] En audience, le Distributeur ajoute que la baisse des volumes au tarif L peut découler de décisions gouvernementales :

« Le gouvernement a exprimé son intention puis c'est public, là, ce que je vous dis là, de faire passer certains clients actuellement au tarif L, les faire passer à des contrats spéciaux, quelques clients bien ciblés »⁴¹⁷.

[791] Le Distributeur rappelle⁴¹⁸ que depuis le dossier R-3644-2007, et bien que la décision D-2007-12 à l'égard de l'interfinancement lui permet de proposer des ajustements tarifaires reflétant la variation des coûts, il a pris l'approche de « proposer une hausse uniforme tout en laissant la Régie, après avoir entendu les intervenants, arbitrer cette question en fonction de l'ensemble des éléments au dossier »⁴¹⁹.

[792] Le Distributeur ajoute que la Régie a statué, dans cette même décision D-2007-12, que « [l]a balise établie en 2003 a certainement une pertinence en ce qui a trait au suivi de l'évolution du niveau d'interfinancement [...]. Il ne s'agit cependant pas d'un niveau d'interfinancement que la Régie est obligée de maintenir par la Loi [...] »⁴²⁰.

[793] À l'égard de l'article 52.1 de la Loi, portant sur l'interfinancement, le Distributeur affirme :

« Donc en l'absence de la disposition de 52.1, la tendance normale aurait été de corriger l'interfinancement. Et ce que cette disposition vient faire, c'est qu'elle vient vous empêcher de le faire. Par contre, elle ne vous empêche pas de faire de la tarification »⁴²¹.

[794] En argumentation, le Distributeur souligne, entre autres, le passage suivant de la décision D-2007-12 affirmant :

« Lorsqu'elle fixera les tarifs du Distributeur, la Régie jugera du caractère juste et raisonnable des hausses tarifaires demandées en prenant en compte l'ensemble

⁴¹⁷ Pièce A-0038, p. 108 et 109.

⁴¹⁸ Pièce B-0076, p. 16.

⁴¹⁹ Dossier R-3644-2007, pièce B-1, HQD-12, document 1, p. 15.

⁴²⁰ Décision D-2007-12, p. 93.

⁴²¹ Pièce A-0060, p. 56.

des articles de la Loi qui s'appliquent dans ce cas, dont celui d'interfinancement en faveur de la clientèle domestique »⁴²². [le Distributeur souligne]

[795] En réponse à l'engagement n° 1 pris à la demande de l'UC, le Distributeur dépose la mise à jour du tableau 8B reflétant l'augmentation tarifaire proposée de 1,7 % à la suite de la mise à jour du Distributeur présentée lors de l'audience. Selon le tableau E-1 - *Calcul des ajustements différenciés et indices d'interfinancement* pour l'année témoin 2016, l'ajustement différencié reflétant la variation des coûts est de -0,2 % pour la catégorie des consommateurs domestiques, de 2,0 % aux tarifs généraux et de 7,0 % pour la catégorie Grands industriels⁴²³, tel que présenté au tableau suivant.

TABLEAU 56
AJUSTEMENTS TARIFAIRES UNIFORMES ET DIFFÉRENCIÉS

Catégories de consommateurs	Reflet du patrimonial (D et L) et rééquilibrage des tarifs généraux			Ajustements différenciés reflétant la variation des coûts		
	Ajustement tarifaire	Revenus après hausse (M\$)	Interfinancement	Ajustement tarifaire	Revenus après hausse (M\$)	Interfinancement
Domestiques	1,7%	5 352,7	86,4	-0,2%	5 256,1	84,9
Généraux	1,7%	4 216,6	122,1	2,0%	4 231,6	122,5
Tarif G	1,7%	1 052,2	118,9	-0,7%	1 027,2	116,1
Tarif M	1,7%	2 646,1	127,8	3,0%	2 680,2	129,5
Tarif LG	1,7%	518,3	104,0	2,9%	524,2	105,2
Grands industriels	1,0%	1 379,4	106,9	7,0%	1 461,1	112,1
		10 948,8	100,0		10 948,8	100,0

Source : Pièce B-0136, p. 4.

[796] L'AQCIE-CIFQ appuie la proposition de hausse uniforme du Distributeur. Il note que plusieurs facteurs rendent inopportune une hausse différenciée sur la base des coûts de cette année, dont la baisse des volumes au tarif L, les deux hivers très froids subis par la clientèle québécoise, les changements de modalités aux comptes de *pass-on* et de nivellement pour aléas climatiques, le passage aux PCGR des États-Unis, qui a eu des conséquences à plusieurs égards, et la détérioration des avantages concurrentiels du tarif L⁴²⁴.

⁴²² Pièce B-0158, p. 14.

⁴²³ Pièce B-0136, p. 4.

⁴²⁴ Pièce A-0049, p. 57 et 58.

[797] Considérant que la comparaison des hausses tarifaires annuelles appliquées et des hausses selon la variation des coûts entre 2011 et 2016 présente une tendance sur une période trop courte, l'AQCIE-CIFQ suggère d'examiner plutôt les années 2008-2015. Selon cet exercice, les hausses appliquées depuis 2008 ont été inférieures de 1,29 % aux variations de coûts aux tarifs domestiques, alors qu'elles étaient égales (0,01 % d'écart) aux tarifs Grands industriels⁴²⁵.

[798] L'AQCIE-CIFQ suggère que l'écart cumulatif calculé en dollar a toujours été négatif pour les tarifs domestiques et toujours positif pour les tarifs Grande puissance :

« Cette tendance serait inversée pour la première fois en 2016 dans le cas où l'augmentation serait différenciée sur la seule base de la répartition des coûts telle qu'appliquée par le Distributeur »⁴²⁶.

[799] Selon l'intervenant, l'impact des deux derniers hivers exceptionnellement froids doit être pris en compte :

« Un examen du dossier actuel montre que les clients du tarif L se voient attribuer une valeur de 84,9 M\$ (B-0046, tableau 9B, p. 17) de la valeur totale de 375,5 M\$ des comptes de pass-on 2013, 2014 et 2015, ce qui correspond à plus de 6 % de leurs coûts.

[...]

Le FU des clients du tarif L est globalement de plus de 90 %, ce qui indique que les aléas de température n'ont pas beaucoup d'impact sur leur consommation.

[...]

La question est d'autant plus pertinente que les clients du tarif L ne bénéficient d'aucun crédit du compte de nivellement pour aléas climatiques [...] »⁴²⁷.

⁴²⁵ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0012, p. 2.

⁴²⁶ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0012, p. 4.

⁴²⁷ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0012, p. 5.

[800] L'AQCIE-CIFQ fait également remarquer que la mise à jour de l'avantage concurrentiel des tarifs au Québec par rapport aux autres tarifs en Amérique du Nord présentée par le Distributeur montre une amélioration de l'avantage concurrentiel pour les clientèles Domestiques, Petite puissance et Moyenne puissance, mais une détérioration pour la clientèle Grande puissance depuis 2013.

[801] Questionnée par la Régie sur les hausses différenciées en fonction de la variation des coûts, la FCEI affirme :

« [...] une des choses qui est une constante à la FCEI c'est le désir de corriger l'interfinancement.

Et donc, si d'appliquer des hausses différenciées en fonction de la causalité des coûts systématiquement implique qu'on gèle l'interfinancement, c'est sûr que c'est difficile d'être complètement d'accord avec ça »⁴²⁸.

[802] OC note qu'au cours des deux derniers dossiers tarifaires, les hausses aux tarifs domestiques ont été supérieures à celles qui auraient prévalu sous des ajustements différenciés en fonction de l'allocation des coûts⁴²⁹.

[803] OC souligne que, dans le cadre du présent dossier, l'augmentation uniforme des tarifs ferait passer l'indice d'interfinancement de 84,9 à 86,5.

[804] Selon OC :

« [u]n ajustement différencié selon l'allocation des coûts pour l'année témoin 2016 amènerait d'importantes augmentations tarifaires pour certains clients, dont les Grands industriels (6,3 %). Tel que l'indique le Distributeur, cela pourrait aller à l'encontre de la stabilité tarifaire recherchée par la Régie. Toutefois, le Distributeur a présenté à la demande de la Régie certains scénarios d'ajustement partiellement différenciés qui permettent d'éviter des chocs tarifaires trop importants tout en étant plus équitable pour la clientèle domestique » [notes de bas de page omises]⁴³⁰.

⁴²⁸ Pièce A-0055, p. 162.

⁴²⁹ Pièce C-OC-0007, p. 11.

⁴³⁰ Pièce C-OC-0007, p. 13.

[805] Notant que « [I]’*impact des ajustements tarifaires varieront selon les décisions que prendra la Régie dans le présent dossier* », OC conclut :

*« Advenant qu’un écart important subsiste entre les ajustements uniformes et différenciés, OC recommande à la Régie de poursuivre une stratégie tarifaire qui serait partiellement différenciée selon la variation des coûts pour l’année témoin 2016 »*⁴³¹.

[806] En argumentation, SÉ-AQLPA se prononce en faveur d’une hausse uniforme entre les catégories tarifaires.

[807] L’UC note que « *selon la proposition du Distributeur, la clientèle résidentielle se voit attribuer une hausse plus importante que celle reflétant la variation de ses coûts, et conséquemment l’indice d’interfinancement se détériore en sa défaveur, passant de 84,9 % (ajustement en fonction des coûts) à 86,5 %* »⁴³².

[808] Selon l’UC, la proposition du Distributeur est en contradiction avec le principe de causalité des coûts et déroge au principe d’interfinancement et au pacte social entourant la réglementation de l’électricité au Québec⁴³³.

[809] L’UC rappelle que, dans sa décision D-2003-93, la Régie suggérait d’évaluer l’atténuation de l’interfinancement à l’aide de balises les plus objectives possibles. Elle souligne que l’élaboration et le calcul de ces balises ont été approuvés par la Régie dans sa décision D-2006-34.

[810] L’UC souligne que la Régie a également mentionné que le principe de causalité des coûts doit coexister avec celui de l’interfinancement :

*« Il n’y a donc pas lieu de donner priorité à un principe plutôt qu’à un autre. Au contraire, comme le ratio d’interfinancement met en relation les revenus et les coûts alloués à chaque catégorie, il est primordial d’établir d’abord précisément, en respectant le principe de causalité, quels sont les coûts attribuables à chaque catégorie »*⁴³⁴.

⁴³¹ Pièce C-OC-0007, p. 13.

⁴³² Pièce C-UC-0008, p. 23.

⁴³³ *Ibid.*

⁴³⁴ Décision D-2006-34, p. 64.

[811] La coexistence de ces deux principes se traduit par la possibilité d'imposer des hausses tarifaires différenciées par catégorie de consommateurs, poursuit l'UC, en ajoutant :

« Cependant avant de modifier ou d'augmenter les tarifs de la catégorie bénéficiant de l'interfinancement, la Régie doit s'assurer qu'il y a un lien réel avec l'augmentation des coûts de cette catégorie tarifaire »⁴³⁵.

[812] L'UC s'appuie sur deux passages de la décision D-2007-12 qui énoncent :

« Ainsi, lors d'une demande visant la modification des tarifs, la seule contrainte imposée, tant au Distributeur qu'à la Régie, est de s'assurer que la modification ou l'augmentation des tarifs de la catégorie bénéficiant de l'interfinancement ait une relation causale avec l'augmentation des coûts de desserte correspondants, qui peut tenir à différentes choses : une nouvelle approche en ce qui a trait à la répartition des coûts, une croissance des coûts variables en fonction de l'accroissement du volume des services rendus à cette catégorie ou l'effet contraire, une augmentation due à la répartition des coûts fixes de desserte de cette catégorie sur un moindre volume de services ou d'électricité, etc. »⁴³⁶.

« Conséquemment, le Distributeur devra faire la preuve, chaque fois qu'il demande une modification des tarifs d'une catégorie de consommateurs que l'ajustement est en relation causale avec la variation des coûts de desserte de cette catégorie »⁴³⁷.

[813] L'UC en conclut que la coexistence de ces deux principes devrait avoir une implication très simple :

« [L]a classe tarifaire bénéficiant de l'interfinancement ne devrait jamais avoir une hausse tarifaire plus élevée que celle qui surviendrait selon la variation des coûts.

⁴³⁵ Pièce C-UC-0008, p. 29.

⁴³⁶ Décision D-2007-12, p. 92 et 93.

⁴³⁷ Décision D-2007-12, p. 94.

Autrement, la hausse tarifaire pour la clientèle bénéficiant de l'interfinancement ne respecterait pas la causalité des coûts, et irait à l'encontre du principe d'interfinancement, en inversant les rôles établis et les clientèles bénéficiaires et contributives.

Ainsi, la classe tarifaire bénéficiant de l'interfinancement doit toujours obtenir une hausse tarifaire égale ou inférieure à celle qui serait donnée selon la variation des coûts »⁴³⁸.

[814] En conséquence, l'UC recommande à la Régie de prendre acte de la détérioration tendancielle de l'interfinancement, sans qu'il n'y ait eu de causalité correspondante dans la croissance des coûts, et d'établir une stratégie visant à corriger cette détérioration de l'interfinancement.

[815] Selon l'UC, une baisse tarifaire de 0,2 % est la seule alternative qui permette de respecter les principes réglementaires de causalité des coûts et la règle relative à l'interfinancement de l'article 52.1 de la Loi et les décisions de la Régie sur ce sujet⁴³⁹.

Opinion de la Régie

[816] La Régie a été appelée à se prononcer, à plusieurs reprises, sur l'interfinancement et sur la pertinence d'ajustements tarifaires reflétant la variation des coûts de desserte, notamment dans ses décisions D-2003-93, D-2006-34 et D-2007-12.

[817] Au sujet de l'article 52.1 de la Loi stipulant que les tarifs de distribution ne pourront être modifiés afin d'atténuer l'interfinancement, la décision D-2003-93 en reconnaît l'importance :

« L'objet de la Loi est la régulation économique, entre autres de la distribution d'électricité, en vue de fixer des tarifs justes et raisonnables.

La Régie en vient donc à interpréter le quatrième alinéa de l'article 52.1 de façon à y voir une intention du législateur de vouloir imposer à la Régie une limitation dans l'exercice de ses pouvoirs énoncés dans les autres dispositions de la Loi. Toutefois, il faut comprendre que l'interfinancement est un concept dont la réalité

⁴³⁸ Pièce C-UC-0008, p. 29.

⁴³⁹ Pièce C-UC-0021, p. 18.

se modifie continuellement en fonction de l'évolution des volumes consommés par chaque catégorie tarifaire ainsi que des coûts qui y sont associés. Il faut donc interpréter cette disposition de façon à maintenir la fluidité de la réalité tout en respectant les principes généralement reconnus en matière de fixation des tarifs »⁴⁴⁰.

[818] Dans sa décision D-2006-34, la Régie a confirmé que le principe de causalité des coûts doit coexister avec celui de l'interfinancement :

« La Régie, tout comme les experts de FCEI/ASSQ, d'OC et de l'UC, ne partage pas l'avis du Distributeur voulant que l'article de la Loi portant sur l'interfinancement ait prédominance sur le reflet des coûts. Le principe de causalité s'applique lors de l'établissement de méthodes de répartition des coûts entre les différentes catégories de consommateurs, tandis que le principe de l'interfinancement s'apprécie particulièrement lorsque la Régie évalue le degré de respect de la balise de l'interfinancement et donc des hausses tarifaires applicables à chacun des tarifs. Elle considère nécessaire et souhaitable que ces principes coexistent pleinement.

Il n'y a donc pas lieu de donner priorité à un principe plutôt qu'à un autre. Au contraire, comme le ratio d'interfinancement met en relation les revenus et les coûts alloués à chaque catégorie, il est primordial d'établir d'abord précisément, en respectant le principe de causalité, quels sont les coûts attribuables à chaque catégorie »⁴⁴¹.

[819] Dans sa décision D-2006-34, la Régie avait anticipé que les coûts de desserte des différentes catégories de consommateurs pourraient ne pas évoluer uniformément, ce qui aurait des conséquences sur l'interfinancement :

« Jusqu'à présent, le maintien du niveau historique d'interfinancement dont bénéficient les consommateurs de la catégorie domestique et agricole n'a pas été problématique pour les raisons suivantes :

- *les coûts de desserte des catégories de consommateurs ont progressé de façon modérée et uniforme;*
- *les caractéristiques des catégories de consommateurs n'ont pas changé substantiellement;*

⁴⁴⁰ Décision D-2003-93, p. 181.

⁴⁴¹ Décision D-2006-34, p. 64.

- *les augmentations de tarifs demandées et accordées ont été appliquées uniformément aux différentes catégories de consommateurs.*

Or, les coûts de desserte des différentes catégories de consommateurs ne vont pas nécessairement continuer d'évoluer uniformément. Dans le contexte actuel de croissance importante des coûts marginaux de fourniture, les différences de caractéristiques de consommation entre les catégories pourraient accentuer les écarts de coûts qui leur sont alloués »⁴⁴².

[820] La Régie évoquait alors la nécessité d'éventuels arbitrages entre des objectifs et des principes divergents :

« Dans sa décision D-2003-93, la Régie reconnaissait que l'interfinancement est un état de fait dynamique, que des modifications importantes à l'environnement pourraient justifier de réviser la balise, que cette dernière ne devait pas empêcher la Régie d'appliquer les autres dispositions de la Loi, que le maintien de l'interfinancement autour d'une balise ne doit pas être trop rigide et qu'une application trop stricte de la balise serait inappropriée.

La Régie constate qu'elle pourrait, à moyen terme, être amenée à poursuivre des objectifs contradictoires : corriger les structures tarifaires afin d'établir des tarifs donnant le bon signal de prix; allouer les coûts conformément aux prescriptions de la Loi (article 52.2); fixer le niveau des tarifs en tenant compte de tous les coûts (articles 52.2, 49 (6) et 52.1); et, enfin, tenter de maintenir inchangé le niveau historique d'interfinancement entre les catégories de consommateurs » [notes de bas de page omises]⁴⁴³.

[821] À la demande de la Régie, les participants au dossier R-3610-2006 ont été invités à se prononcer sur l'interprétation à donner aux dispositions de la Loi à l'égard de l'interfinancement. Dans sa décision D-2007-12, la Régie a encadré la portée de l'article sur l'interfinancement et la notion de causalité des coûts.

[822] À l'égard de l'interfinancement, la Régie a précisé, dans sa décision D-2007-12, ce qui suit :

« Il existe certainement une contrainte dans la Loi et une obligation pour la Régie à l'égard de l'interfinancement. L'article 52.1 de la Loi reconnaît une situation de

⁴⁴² Décision D-2006-34, p. 76.

⁴⁴³ Décision D-2006-34, p. 77.

fait : une catégorie de consommateurs bénéficie d'un interfinancement, c'est-à-dire que le coût pour la desservir est supérieur aux revenus tarifaires qu'elle génère. La contrainte veut que la Régie ne puisse modifier les tarifs de cette catégorie afin d'atténuer (de diminuer) l'interfinancement dont elle bénéficie.

Cela dit, les autres dispositions de la Loi doivent produire leurs effets. Au strict plan de l'interprétation législative, si la Loi dit que la Régie « ne peut modifier le tarif d'une catégorie de consommateurs afin d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs applicables à des catégories de consommateurs », cela signifie, a contrario, que la Régie peut le faire pour d'autres motifs. Par exemple, pour que les tarifs d'une catégorie de consommateurs reflètent les coûts des nouveaux approvisionnements, soit ceux qui se situent au-delà de l'approvisionnement patrimonial.

Ainsi, lors d'une demande visant la modification des tarifs, la seule contrainte imposée, tant au Distributeur qu'à la Régie, est de s'assurer que la modification ou l'augmentation des tarifs de la catégorie bénéficiant de l'interfinancement ait une relation causale avec l'augmentation des coûts de desserte correspondants, qui peut tenir à différentes choses : une nouvelle approche en ce qui a trait à la répartition des coûts, une croissance des coûts variables en fonction de l'accroissement du volume des services rendus à cette catégorie ou l'effet contraire, une augmentation due à la répartition des coûts fixes de desserte de cette catégorie sur un moindre volume de services ou d'électricité, etc.

La balise établie en 2003 a certainement une pertinence en ce qui a trait au suivi de l'évolution du niveau d'interfinancement et à l'exercice, par la Régie, de son pouvoir discrétionnaire d'établir des tarifs justes et raisonnables. Il ne s'agit cependant pas d'un niveau d'interfinancement que la Régie est obligée de maintenir par la Loi, contrairement à ce que prétendent certains intervenants.

Si tel avait été le cas, le législateur l'aurait dit clairement, en prévoyant, dans la Loi, un niveau précis d'interfinancement ou, comme le souligne un intervenant, en écrivant le texte de l'article 52.1 différemment afin de donner à la Régie la discrétion de le déterminer par règlement ou autrement » [note de bas de page omise]⁴⁴⁴. [nous soulignons]

⁴⁴⁴ Décision D-2007-12, p. 92 et 93.

[823] La Régie conclut que, dans certaines circonstances, des ajustements tarifaires différenciés selon la variation des coûts pourraient être considérés :

« La Régie réitère qu'elle vise à s'assurer, par le biais des tarifs, de la vérité des coûts et de l'équité entre les catégories de consommateurs. Dans le contexte où les coûts de desserte des différentes catégories de consommateurs n'évolueraient pas uniformément, la Régie n'est pas empêchée de procéder à des ajustements tarifaires différenciés d'une catégorie de consommateurs à l'autre. Interpréter la Loi autrement priverait de ses effets plusieurs de ses dispositions, et ce ne serait pas sain des points de vue de l'équité, de la rigueur économique ou environnementale, autant d'éléments dont la Régie doit tenir compte en exerçant ses pouvoirs « dans une perspective de développement durable ».

Conséquemment, le Distributeur devra faire la preuve, chaque fois qu'il demande une modification des tarifs d'une catégorie de consommateurs que l'ajustement est en relation causale avec la variation des coûts de desserte de cette catégorie.

À compter de la demande tarifaire 2008, le Distributeur pourra proposer des ajustements tarifaires différenciés par catégorie de consommateurs, chacun d'eux reflétant l'évolution des coûts attribuables à la catégorie correspondante.

Lorsqu'elle fixera les tarifs du Distributeur, la Régie jugera du caractère juste et raisonnable des hausses tarifaires demandées en prenant en compte l'ensemble des articles de la Loi qui s'appliquent dans ce cas, dont celui d'interfinancement en faveur de la clientèle domestique » [notes de bas de page omises]⁴⁴⁵. [nous soulignons]

[824] Sur la base de la preuve déposée au présent dossier⁴⁴⁶, la relation causale entre la modification proposée des tarifs de la catégorie bénéficiant de l'interfinancement et l'évolution des coûts de desserte correspondants n'a pas été démontrée. L'absence de cette relation causale pourrait justifier un ajustement de tarif différencié, à la lumière de la décision D-2007-12.

⁴⁴⁵ Décision D-2007-12, p. 93 et 94.

⁴⁴⁶ Pièce B-0046, tableau 8B, p. 15 et pièce B-0136, p. 4.

[825] La part croissante des charges de fourniture postpatrimoniale affecte davantage la catégorie des Grands industriels, en raison de la part relative plus grande des coûts de fourniture pour cette catégorie par rapport à la catégorie de consommateurs domestiques. La réduction des charges de distribution et de service à la clientèle bénéficie davantage à la clientèle domestique, puisqu'elle représente une part plus grande de son coût total de prestation. Ces impacts pourraient être mieux reflétés dans les tarifs des différentes catégories.

[826] La Régie veut s'assurer, par le biais des tarifs, de l'équité entre les catégories de consommateurs et de la vérité des coûts. Par conséquent, l'application de hausses différenciées peut être justifiée pour refléter l'évolution annuelle des coûts attribuables à chacune des catégories de consommateurs.

[827] La Régie constate que l'application de hausses différenciées cette année conduirait à une importante hausse tarifaire pour la catégorie de consommateurs Grands industriels. Elle note également qu'un ensemble de facteurs, certains de nature permanente, d'autres de nature temporaire, explique la forte augmentation des coûts de desserte de cette clientèle.

[828] Parmi les facteurs de nature temporaire, la Régie note l'impact sur le compte de *pass-on* des deux hivers exceptionnellement rigoureux qui ont contribué à hausser les coûts de fourniture au tarif L. Il s'agit d'un impact d'autant plus important que cette hausse des coûts de fourniture n'est aucunement compensée par un apport du compte de nivellement pour aléas climatiques. Ce constat doit être pris en compte à la lumière du critère de stabilité tarifaire.

[829] Depuis la décision D-2007-12, le Distributeur n'a pas proposé d'ajustements tarifaires différenciés et la Régie n'a pas approuvé d'ajustements différenciés selon la variation des coûts. Cela ne signifie pas pour autant que la causalité des coûts n'a pas été au cœur des décisions de la Régie.

[830] La Régie constate qu'avec des ajustements tarifaires uniformes, certaines années, les hausses ou les baisses tarifaires approuvées ont parfois été supérieures et parfois inférieures aux ajustements reflétant les variations des coûts pour la catégorie des consommateurs domestiques. Toutefois, sur l'ensemble de la période 2008 à 2015, les hausses approuvées ont été légèrement inférieures aux hausses qui auraient été requises, afin de refléter la variation des coûts de la catégorie de consommateurs domestiques.

[831] Pour la catégorie de consommateurs Grands industriels, les hausses approuvées pour l'ensemble de la période 2008 à 2015 correspondent approximativement aux ajustements tarifaires reflétant la variation de leurs coûts de desserte.

[832] Compte tenu du contexte propre à chaque dossier tarifaire présenté par le Distributeur, la Régie est appelée à arbitrer entre différentes dispositions de la Loi et divers principes, tels le signal de prix et la stabilité tarifaire. À la lumière de l'article 49, alinéa 6, de la Loi, stipulant que la Régie doit, lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif, tenir compte des coûts de service et des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs, elle doit également tenir compte des impacts tarifaires pour chaque catégorie de consommateurs ainsi que des conséquences propres à chacun des scénarios de hausses tarifaires.

[833] Considérant la détérioration de l'avantage concurrentiel du tarif L depuis 2013 par opposition à l'amélioration pour les tarifs domestiques, petite et moyenne puissance et considérant le déclin notable des volumes d'électricité vendus au tarif L, lequel est accentué par le passage de certains clients aux contrats spéciaux, la Régie estime que le contexte économique actuel ne favorise pas l'application de hausses tarifaires différenciées. Ces éléments de contexte constituent autant de facteurs de risque, non seulement pour la catégorie de consommateurs Grands industriels au tarif L mais également pour le Distributeur et la clientèle domestique, puisque cette dernière perd une source d'interfinancement lorsque les ventes au tarif L diminuent.

[834] Pour l'ensemble de ces motifs, notamment le critère de stabilité tarifaire, et compte tenu que les autres éléments de la présente décision réduisent la hausse tarifaire pour la catégorie de consommateurs domestiques, la Régie autorise le Distributeur à appliquer une hausse uniforme des tarifs pour l'année 2016-2017.

19.2 TARIFS DOMESTIQUES

[835] Les tarifs domestiques sont constitués des tarifs D, DM et DT. Pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2014, le Distributeur comptait environ 3,63 millions de clients abonnés aux tarifs domestiques⁴⁴⁷.

⁴⁴⁷ Pièce B-0051, p. 38.

[836] Le tarif D sert de base aux autres tarifs domestiques. Il s'applique à un abonnement pour lequel l'électricité est utilisée à des fins d'habitation ou livrée à une exploitation agricole. Le tarif DM s'applique aux immeubles d'habitation lorsque le mesurage est collectif.

Stratégie tarifaire pour 2016-2017

[837] Dans le contexte de la démarche de consultation portant sur la stratégie relative aux tarifs domestiques, le Distributeur propose, pour l'année 2016-2017, de ne pas reconduire la stratégie tarifaire appliquée au cours des années précédentes, soit de hausser deux fois plus le tarif de la 2^e tranche, mais de plutôt opter pour une hausse uniforme de chacune des composantes des tarifs domestiques.

[838] Selon le Distributeur, une « *hausse tarifaire uniforme au 1^{er} avril 2016 de chacune des composantes des tarifs domestiques (D, DM et DT), neutre sur la structure et sur les clients, apparaît une avenue plus appropriée au présent contexte, équilibrée et équitable pour la clientèle* » [note de bas de page omise]⁴⁴⁸.

[839] Le Distributeur soumet, en argumentation, qu'il est nécessaire de tenir compte des impacts cumulés de la hausse différenciée entre les deux tranches d'énergie ainsi que « *le risque concurrentiel auquel fait face le Distributeur, soit celui de perdre une partie du marché de la chauffe résidentielle au profit du gaz naturel* »⁴⁴⁹.

[840] En audience, le Distributeur affirme que pendant des années, le prix du gaz naturel était plus cher que l'électricité pour le chauffage :

*« Cette année, on vient d'atteindre le point d'équilibre. Si on continue à augmenter le prix de la deuxième tranche, on vient dire à Gaz Métro, venez chercher le chauffage »*⁴⁵⁰.

⁴⁴⁸ Pièce B-0051, p. 6.

⁴⁴⁹ Pièce B-0158, p. 16.

⁴⁵⁰ Pièce A-0049, p. 99.

[841] L'ACEFQ produit une analyse des impacts d'une hausse uniforme par opposition à une hausse selon la stratégie actuelle pour les très petits consommateurs, les petits consommateurs, le consommateur moyen, les grands consommateurs et les très grands consommateurs. Elle démontre que, par rapport à la stratégie actuelle, une hausse uniforme favorise les grands et les très grands consommateurs et produit des impacts contraires chez les petits consommateurs⁴⁵¹.

[842] L'ACEFQ recommande que la Régie maintienne la stratégie actuelle aux fins de l'établissement des tarifs domestiques de l'année tarifaire 2016-2017.

[843] À l'égard des hausses différenciées des tranches d'énergie, le GRAME se dit en faveur d'une croissance de la différenciation entre le prix de la 1^{re} tranche et de la 2^e tranche. Toutefois, dans le présent dossier, l'intervenant appuie la hausse tarifaire uniforme des composantes des tarifs domestiques pour 2016, considérant l'amélioration du signal de prix pour la consommation en 2^e tranche depuis 2005 et l'importance de maintenir le signal de prix en 1^{re} tranche⁴⁵².

[844] OC est plutôt favorable à la reconduction de la stratégie tarifaire actuelle pour la fixation des tarifs de l'année 2016, puisque, selon elle, les objectifs de la stratégie tarifaire actuelle demeurent pertinents⁴⁵³.

[845] Le RNCREQ ne considère pas que la stratégie tarifaire appliquée depuis 2006 a atteint son objectif, puisqu'il existe toujours un écart important entre le prix de la 2^e tranche et les coûts évités⁴⁵⁴.

[846] En argumentation, SÉ-AQLPA appuie la proposition du Distributeur, mais affirme qu'en principe, le maintien de la stratégie actuelle pour les années ultérieures demeure toujours valable et très pertinent⁴⁵⁵.

[847] L'UC appuie la demande du Distributeur.

⁴⁵¹ Pièce C-ACEFQ-0008, p. 85.

⁴⁵² Pièce C-GRAME-0010, p. 16 et 22.

⁴⁵³ Pièce C-OC-0007, p. 23.

⁴⁵⁴ Pièce C-RNCREQ-0014, p. 9.

⁴⁵⁵ Pièce C-SÉ-AQLPA-0018, p. 57.

Opinion de la Régie

[848] La Régie remarque que l'application depuis 2006 de la stratégie tarifaire actuelle n'a pas permis d'atteindre un des objectifs fixés, en l'occurrence que le prix de la 2^e tranche se rapproche davantage du coût évité de long terme du chauffage. Plutôt que de diminuer, l'écart entre le prix de la 2^e tranche d'énergie et le coût évité de long terme en énergie et puissance pour le chauffage est passé de 1,95 ¢/kWh en 2005 à 7,46 ¢/kWh en 2015.

[849] La Régie ne considère pas comme une menace immédiate le risque évoqué par le Distributeur de perdre une partie du marché de la chauffe résidentielle au profit du gaz naturel. Tel qu'indiqué au dossier⁴⁵⁶, le coût du chauffage au gaz naturel au cours de l'hiver 2014-2015 était de 10,53 ¢/kWh-équivalent lorsque l'on inclut les coûts d'acquisition et d'entretien des équipements, c'est-à-dire bien au-dessus du prix de la 2^e tranche d'énergie à 8,60 ¢/kWh en 2015.

[850] De plus, outre les coûts, d'autres facteurs peuvent influencer le choix d'un client entre l'électricité et le gaz naturel comme source de chauffage, soit la perception du produit, la disponibilité du réseau gazier, la facilité pour effectuer les travaux et la volatilité du prix de la molécule, entre autres.

[851] Le Distributeur suggère d'ailleurs, parmi ses propositions au sujet de la nouvelle stratégie relative aux tarifs domestiques à appliquer l'an prochain, de poursuivre, voire même d'intensifier⁴⁵⁷ l'amélioration du signal de prix au tarif D1, dans la mesure où un tarif D2 serait créé (voir la section 20). Quant aux clients facturés pour la puissance, le Distributeur confirme que l'utilisation de la prime de puissance comme 3^e tranche demeure toujours appropriée, que les arguments et les objectifs avancés au dossier R-3644-2007 demeurent pertinents et que la prime de puissance devrait tendre graduellement vers le coût évité de la puissance de long terme pour le chauffage des locaux, qui est de 5,85 ¢/kWh en 2024⁴⁵⁸.

⁴⁵⁶ Pièce B-0071, séance de travail, phase 1 : tarifs domestiques – 1^{re} rencontre du 30 avril 2015, p. 36.

⁴⁵⁷ Pièce B-0071, p. 17.

⁴⁵⁸ Pièce B-0076, p. 27.

[852] La Régie considère que le Distributeur n'a pas démontré de façon convaincante que la stratégie actuelle avait atteint ses limites et devait être suspendue immédiatement.

[853] **La Régie rejette donc la proposition d'une hausse uniforme des composantes des tarifs domestiques et demande au Distributeur de poursuivre, pour les tarifs D et DM, pour l'exercice 2016-2017, la stratégie qu'elle a approuvée dans sa décision D-2008-024 et reconfirmée dans sa décision D-2009-016. Toutefois, pour le tarif DT, la Régie demande au Distributeur d'appliquer une hausse uniforme du prix des deux tranches d'énergie. Les ajustements autorisés au 1^{er} avril 2016 sont donc les suivants :**

- un gel de la redevance;
- pour les tarifs D et DM, faire porter la hausse tarifaire deux fois plus sur le prix de la 2^e tranche d'énergie que sur le prix de la 1^{re} tranche;
- pour le tarif DT, appliquer une hausse uniforme du prix des tranches d'énergie en période de pointe et hors-pointe, afin de tenir compte des récentes baisses du prix du mazout;
- un gel de la prime de puissance en hiver et une augmentation de la prime de puissance en été.

[854] Avant de suspendre la stratégie de hausse différenciée entre les deux tranches d'énergie ou d'en fixer les limites, la Régie demande au Distributeur, le cas échéant, de déposer, lors d'une prochaine demande tarifaire, une analyse de la position concurrentielle de l'électricité et du gaz naturel comme source de chauffage, incluant une analyse de la rentabilité des ventes marginales d'électricité pour le marché de la chauffe résidentielle ainsi qu'une analyse de sensibilité démontrant les effets négatifs de la perte éventuelle d'une portion du marché de la chauffe résidentielle.

19.3 TARIFS GÉNÉRAUX ET INDUSTRIEL

[855] Le tarif de petite puissance (G), celui de moyenne puissance (M) et celui de grande puissance (LG) composent les tarifs généraux. Le tarif L est celui applicable à la grande industrie.

[856] Le tarif G, de type dégressif, s'applique à l'abonnement de petite puissance dont la puissance à facturer minimale (PFM) est inférieure à 65 kW.

[857] Le tarif M, également de type dégressif, s'applique à l'abonnement de moyenne puissance, soit celui dont la puissance maximale appelée n'est pas toujours inférieure à 50 kW pendant les 12 périodes mensuelles consécutives prenant fin au terme de la période de consommation visée.

[858] Le tarif LG, qui ne comporte qu'une seule tranche de prix pour l'énergie consommée, s'applique à l'abonnement de grande puissance dont la PFM est de 5 000 kW ou plus, à l'exclusion de tout abonnement lié principalement à une activité industrielle.

[859] Le tarif L, qui ne comporte qu'une seule tranche de prix pour l'énergie consommée, s'applique à l'abonnement de grande puissance dont la PFM est de 5 000 kW ou plus et qui est lié principalement à une activité industrielle.

[860] Quant à la stratégie relative aux tarifs généraux et industriel, la proposition du Distributeur est en continuité avec celle de l'année dernière. Les ajustements qu'il propose aux tarifs généraux pour le 1^{er} avril 2016 sont les suivants :

- un gel de la redevance au tarif G;
- une hausse des primes de puissance inférieure à la hausse tarifaire moyenne, mais avec une progression plus rapide au tarif G afin d'inciter les plus grands clients à migrer vers les tarifs G-9 et M;
- une hausse des crédits d'alimentation correspondant à la hausse moyenne du prix de la puissance des tarifs généraux et industriel;
- une hausse plus importante du prix de la 2^e tranche d'énergie au tarif G;
- une hausse du prix de l'énergie des deux tranches du tarif M du même ordre de grandeur afin de préserver la dégressivité des prix⁴⁵⁹.

⁴⁵⁹ Pièce B-0051, p. 7.

[861] Considérant la réflexion sur les tarifs généraux et industriel déjà prévue, le Distributeur propose de reconduire la stratégie de rééquilibrage appliquée au 1^{er} avril 2015, qui se limite uniquement aux revenus additionnels associés à l'introduction graduelle du mécanisme automatique de fixation de la PFM au tarif LG.

[862] La Régie considère qu'il est important de poursuivre le rééquilibrage des tarifs généraux afin d'alléger la pression sur les PME au tarif M. Tel que démontré en preuve, l'avantage compétitif des tarifs au Québec par rapport aux autres tarifs en Amérique du Nord est toujours le plus faible au tarif M, à 29 %, contre 55 % au tarif G et 66 % au tarif LG⁴⁶⁰.

[863] La Régie considère que les propositions du Distributeur sont raisonnables, en ce qu'elles concilient les objectifs de la réforme des tarifs et les préoccupations économiques évoquées par le Distributeur.

[864] La Régie approuve les ajustements que propose le Distributeur aux tarifs généraux et industriel et lui demande d'appliquer la hausse de tarif découlant de la présente décision.

19.4 ESSAIS D'ÉQUIPEMENTS

[865] Le Distributeur propose une modification de la section 6 du chapitre 4 des Tarifs afin d'étendre aux clients de moyenne puissance les modalités relatives aux essais d'équipements actuellement offertes aux clients de grande puissance⁴⁶¹. Les modalités d'application présentent toutefois quelques différences par rapport à celles des clients de grande puissance.

« 4.38 Facture du client

La facture du client pour chaque période de consommation visée est établie comme suit :

⁴⁶⁰ Pièce B-0071, p. 38.

⁴⁶¹ Pièce B-0053, articles 4.37 à 4.39, p. 57 et 58.

- a) *on calcule un premier montant en appliquant les prix en vigueur du tarif M ou du tarif G-9, selon le cas, à la puissance à facturer la plus élevée des 12 dernières périodes de consommation qui précèdent l'application des modalités relatives aux essais d'équipements ainsi qu'à l'énergie consommée pendant la période de consommation visée, compte tenu, s'il y a lieu, des crédits d'alimentation en moyenne ou en haute tension et du rajustement pour pertes de transformation décrits aux articles 10.2 et 10.4;*
- b) *on calcule un deuxième montant en déterminant l'écart positif, le cas échéant, entre l'énergie consommée pendant la période de consommation visée et l'énergie consommée pendant la période de consommation au cours de laquelle a été enregistrée la puissance à facturer retenue en vertu de l'alinéa a), rajustée au prorata du nombre de jours de la période de consommation visée, et en multipliant le résultat par :*
10,00 ¢ le kilowattheure;
- c) *on additionne les résultats obtenus aux sous-alinéas a) et b) »⁴⁶². [nous soulignons]*

« 5.53 *Facture du client*

À la fin de chaque période de consommation, le client doit confirmer les dates et les heures réelles de début et de fin de la ou des périodes d'essai. Après approbation de ces heures, Hydro-Québec établit la facture du client pour la période de consommation comme suit :

- a) *un premier montant est calculé comme suit : en appliquant les prix en vigueur du tarif L ou du tarif LG, selon le cas, à la puissance à facturer enregistrée en dehors de la ou des périodes d'essai ainsi qu'à l'énergie consommée pendant la période de consommation visée, compte tenu, s'il y a lieu, des crédits d'alimentation en moyenne ou en haute tension et du rajustement pour pertes de transformation décrits aux articles 10.2 et 10.4;*
- b) *on calcule un deuxième montant en faisant le total des excédents de la puissance réelle sur la puissance à facturer établie conformément au sous-alinéa a) pour chaque période d'intégration de 15 minutes des heures réelles de la ou des périodes d'essai et en multipliant le résultat par :*

10,00 \$ le kilowattheure.

⁴⁶² Pièce B-0053, article 4.38, p. 57 et 58.

*c) on additionne les résultats obtenus aux sous-alinéas a) et b) »⁴⁶³.
[nous soulignons]*

[866] Le Distributeur explique que :

« [p]our la clientèle de grande puissance, un profil horaire est disponible pour chaque période de consommation et est utilisé aux fins de facturation, ce qui permet de l'utiliser également pour l'application des modalités relatives aux essais d'équipements.

Quant aux clients de moyenne puissance, la facturation est faite à partir de registres qui compilent les données de consommation nécessaires. Afin de simplifier et de limiter les ressources associées à la facturation des modalités relatives aux essais d'équipements, le Distributeur a adapté les modalités de façon à maintenir la facturation sur la base des registres.

Pour l'application d'options tarifaires pour la clientèle de masse, le Distributeur privilégie la simplicité d'application et les opérations automatisées »⁴⁶⁴. [nous soulignons]

[867] La FCEI considère que les modalités offertes aux clients de moyenne puissance sont considérablement moins avantageuses que celles offertes aux clients du tarif L en ce qui a trait à la puissance de référence qui est égale à la puissance maximale des 12 derniers mois. L'intervenante considère que cela pourrait inciter des abonnés à se prévaloir de l'option lors de la pointe. Elle prend note des contraintes techniques soulevées par le Distributeur relativement aux registres de facturation⁴⁶⁵, mais préfère que l'option soit semblable à celle offerte aux clients de grande puissance. La FCEI considère que la puissance de référence devrait être celle du mois correspondant de l'année précédente⁴⁶⁶.

[868] Selon la Régie, le but de la proposition est de permettre aux clients d'effectuer des essais d'équipements dans un procédé non encore optimisé, tout en limitant l'impact, sur la facture du client, de l'excédent de puissance appelée pendant les essais. L'esprit et l'objectif de cette option est d'éviter une surfacturation en puissance dans les 12 mois

⁴⁶³ Pièce B-0053, article 5.53, p. 100 et 101.

⁴⁶⁴ Pièce B-0076, p. 33.

⁴⁶⁵ Pièce C-FCEI-0015, p. 23.

⁴⁶⁶ Pièce C-FCEI-0024, p. 7.

suivant de tels essais. Pendant la période d'essais, la prime de puissance additionnelle est remplacée par un prix du kWh plus élevé qui tient compte des coûts de fourniture de la puissance et qui est appliqué sur la consommation d'énergie additionnelle causée par les essais.

[869] Le Distributeur précise :

« qu'il entend maintenir la facturation des clients de moyenne puissance à partir de registres même si les compteurs de nouvelle génération permettront éventuellement de disposer des profils des clients aux 15 minutes. Puisque les modalités relatives aux essais d'équipements ne s'appliqueront que pour un délai allant de une à trois périodes de consommation, la facturation sur la base des profils aux 15 minutes serait inutilement complexe et coûteuse en regard de l'objectif poursuivi et de la durée de l'adhésion prévue. C'est pourquoi les modalités tarifaires ont été conçues afin de s'adapter aux procédures de facturation actuelles, ce qui en facilite l'application tout en limitant le traitement manuel »⁴⁶⁷.

[870] Il ajoute que le mécanisme qu'il propose à une clientèle pouvant consommer aussi peu que 50 kW doit être plus simple qu'avec la clientèle industrielle avec laquelle des calculs complexes de scénarios d'options de facturation peuvent être évalués. Il précise de plus que le mécanisme proposé a fait l'objet de discussions lors de rencontres avec la FCEI, à la suite des besoins exprimés par la clientèle⁴⁶⁸.

[871] La Régie constate qu'il y a 142 abonnés au tarif L, alors qu'il y a 28 175 abonnés au tarif M, dont 3 823 industriels⁴⁶⁹. La formule d'option tarifaire dont peuvent se prévaloir quelques dizaines de clients grande puissance par année, qui exige des traitements manuels, ne pourrait pas s'appliquer, de façon pratique, au plus grand nombre de clients de moyenne puissance qui pourraient s'en prévaloir. La Régie note également le besoin du Distributeur pour une option qui puisse être calculée de façon simple et être appliquée de façon automatique.

⁴⁶⁷ Pièce B-0092, p. 3.

⁴⁶⁸ Pièce A-0049, p. 70.

⁴⁶⁹ Pièce B-0051, p. 39, tableau A-10.

[872] Selon la Régie, la proposition de la FCEI, plus avantageuse pour la clientèle au tarif M que celle proposée par le Distributeur⁴⁷⁰, demanderait des analyses de cas plus approfondies. En effet, à la différence d'un procédé industriel en continu, il semble difficile d'utiliser comme référence une période équivalente de l'année précédente, car le profil de consommation d'un client au tarif M, qui peut avoir des charges de chauffage électrique, peut changer d'une année à l'autre ou dépendre de variables climatiques très différentes d'une année à l'autre. L'option tarifaire appliquée à un client qui procéderait à des essais ne peut avoir pour résultat une facture qui serait moins élevée que le montant qui aurait été dû en l'absence de ces essais, notamment en fonction de la puissance minimale à facturer qui peut avoir été causée par le chauffage électrique.

[873] La Régie considère que la FCEI n'a pas fait une démonstration suffisamment probante à l'effet que l'option tarifaire pour essais d'équipements proposée par le Distributeur serait inéquitable pour la clientèle au tarif M.

[874] Par ailleurs, la structure des tarifs généraux fera prochainement l'objet d'une révision et les représentants de la clientèle moyenne puissance pourront, au besoin, revenir sur cet enjeu.

[875] Considérant les éléments qui précèdent, la Régie approuve l'option pour essais d'équipements proposée par le Distributeur à la clientèle du tarif M.

19.5 TARIF GD

[876] Le tarif GD s'applique à l'abonnement annuel de moyenne puissance détenu par un producteur autonome. Le Distributeur affirme que certains producteurs optent plutôt pour le tarif G à titre de service de dépannage pour leur charge de base lorsqu'elle est inférieure ou égale à 50 kW⁴⁷¹.

⁴⁷⁰ Pièce A-0055, p. 163 et 164.

⁴⁷¹ Pièce B-0051, p. 12.

[877] Dans sa décision D-2010-022, la Régie a approuvé le retrait de la facturation de la puissance apparente au tarif GD, puisque le compteur peut enregistrer des appels de puissance apparente qui ne sont pas liés à la consommation des services auxiliaires, mais plutôt à la production d'électricité par le producteur autonome.

[878] Au 1^{er} avril 2015, le Distributeur a étendu la facturation des kilovoltampères à tous les clients dont l'appel de puissance réelle est inférieur à 50 kW, tout en maintenant l'exception au tarif GD. Cette mesure a eu un impact sur une quinzaine de producteurs autonomes au tarif G. Pour huit de ces clients, le tarif GD devient plus avantageux puisque, à ce tarif, la facturation de la puissance n'est basée que sur la puissance réelle. Toutefois, une PFM de 50 kW est appliquée au tarif GD.

[879] Le Distributeur propose de ne plus appliquer la limite de 50 kW à la PFM au tarif GD, afin d'assurer un traitement équitable pour les petits producteurs autonomes. Toutefois, en contrepartie, une facture minimale, telle que celle retrouvée aux tarifs M et G-9, est ajoutée au tarif GD afin d'assurer qu'un minimum de coûts d'abonnement soit récupéré en l'absence de toute consommation sur une période de plus de 24 mois.

[880] La Régie accepte la proposition du Distributeur de ne plus appliquer la limite de 50 kW à la puissance à facturer minimale au tarif GD, afin d'atténuer l'impact de l'entrée en vigueur au 1^{er} avril 2015 de la facturation des kilovoltampères à tous les clients dont l'appel de puissance réelle est inférieur à 50 kW, assurant ainsi un traitement équitable pour les petits producteurs autonomes. En contrepartie, une facture minimale est ajoutée au tarif GD, tel que proposé par le Distributeur, afin de s'assurer qu'un minimum de coûts d'abonnement soit récupéré en l'absence de toute consommation sur une période de plus de 24 mois.

19.6 MODALITÉS APPLICABLES AUX RÉSEAUX MUNICIPAUX AYANT DES CLIENTS AU TARIF LG OU AU TARIF L

[881] Le Distributeur a présenté au dossier R-3905-2014 une proposition de modification de l'article 5.21 des Tarifs quant au calcul du remboursement offert aux redistributeurs ayant des clients au tarif LG ou au tarif L. Cette proposition visait à établir une limite d'application à la formule de remboursement pour les clients de plus de 12 MW, basée sur le coût réel des équipements nécessaires pour desservir la nouvelle charge, incluant un rendement correspondant à celui du Distributeur.

[882] L'Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ) s'était opposée à cette proposition, qui fut retirée lors des audiences. Après discussions avec l'AREQ, le Distributeur propose de modifier la formule de remboursement afin de s'assurer que lorsque la puissance maximale appelée est supérieure à 12 MW, le montant du remboursement soit limité à celui offert pour une charge de 12 MW. Selon le Distributeur, cette proposition est moins contraignante pour les redistributeurs que celle proposée initialement.

[883] **La Régie approuve la nouvelle proposition de modification de l'article 5.21 des Tarifs qui fait suite aux discussions tenues avec l'AREQ, laquelle affirmait dans sa demande d'intervention ne pas vouloir intervenir sur ce point.**

19.7 AUTRES MODIFICATIONS

[884] Le Distributeur apporte certaines précisions quant à l'application des Tarifs et des modifications visant à harmoniser la formulation des modalités actuelles. Les changements suivants sont également proposés :

- L'article 4.14 des Tarifs portant sur les activités d'hiver au tarif G-9 est abrogé puisque la transition vers le tarif régulier est terminée. L'application de ces modalités sera maintenue au tarif G (article 3.7 des Tarifs) tant que les clients auront intérêt à y demeurer.
- L'article 7.4 des Tarifs relatif aux modalités d'application des tarifs G, G-9, M ou MA pour les clients des réseaux autonomes est modifié afin d'exclure de l'application du tarif dissuasif l'alimentation des conteneurs mortuaires.
- Abrogation de la section 6 du tarif M – *Rodage dans le cadre du programme expérimental de nouvelles technologies de chauffage* puisqu'aucun client ne s'en est prévalu et que les nouvelles technologies de chauffage pourront être mises à l'essai en vertu des modalités relatives aux essais d'équipements.

- À l'article 2.42 des Tarifs, *Modalités d'adhésion à l'option de mesurage net*, le Distributeur propose de remplacer une partie de la description des modalités afin de mieux refléter la pratique actuelle :

- Ainsi, plutôt que le libellé actuel « *Pour adhérer à l'option de mesurage net, le client doit en faire la demande à Hydro-Québec par écrit [...]. De plus, le client doit conclure une entente écrite d'interconnexion avec Hydro-Québec* », le Distributeur propose :

« Pour adhérer à l'option de mesurage net, le client doit soumettre une demande écrite à Hydro-Québec [...].

Hydro-Québec avise le client par écrit de sa décision d'accepter ou non le raccordement au réseau de son installation de production d'électricité et son adhésion à l'option de mesurage net »⁴⁷².

- Les conditions d'admissibilité demeurent les mêmes (article 2.43).
- Uniformisation du libellé et arrimage des modalités d'application des articles 5.52 et 5.53 des Tarifs portant sur les essais d'équipements pour la clientèle de grande puissance avec celles qui s'appliquent à la clientèle de moyenne puissance. En particulier, le tarif en période d'hiver passerait de 0,30 \$ à 0,10 \$ le kW.

- Par contre, un nouvel article est ajouté :

« 5.54 Restriction

Hydro-Québec peut interdire la consommation d'électricité à des fins d'essais d'équipements en fonction des besoins de gestion et de la disponibilité du réseau »⁴⁷³.

⁴⁷² Pièce B-0053, p. 29 et 30.

⁴⁷³ Pièce B-0053, p. 101.

[885] Les autres modifications proposées au texte des Tarifs apportent certaines précisions à l'application des tarifs, des modifications de syntaxe ou de formulation pour en faciliter la lecture et l'uniformisation de libellés avec ceux d'autres articles.

[886] Pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie approuve toutes ces autres modifications proposées au texte des Tarifs, tel que précisé à la pièce B-0053.

[887] La Régie demande au Distributeur de modifier le texte des Tarifs conformément à la présente décision.

[888] La Régie approuve l'intégration de ces modifications au texte final des Tarifs de la présente décision, dans leurs versions française et anglaise.

19.8 SUIVI DES MESURES VISANT LES EXPLOITATIONS AGRICOLES

19.8.1 TARIF DT

[889] Dans sa décision D-2013-174, la Régie approuvait la proposition du Distributeur d'étendre le tarif DT aux exploitations agricoles. Elle lui demandait de faire un suivi du profil de consommation des exploitations agricoles, de présenter une analyse démontrant comment ces nouveaux clients affectent la rentabilité du tarif et, selon les résultats de cette analyse, de proposer des modifications aux conditions d'admissibilité au tarif DT afin d'améliorer l'offre tarifaire⁴⁷⁴.

[890] Dans sa décision D-2015-018, à la suite du suivi de 2014, la Régie approuvait la modification à l'article 2.27 des Tarifs, pour tous les clients au tarif DT, à l'effet que la capacité du système biénergie doit être suffisante pour fournir toute la chaleur nécessaire au chauffage des locaux visés, en mode combustible seulement⁴⁷⁵.

⁴⁷⁴ Décision D-2013-174, p. 23 et 24, par. 79 à 82.

⁴⁷⁵ Décision D-2015-018, p. 233.

[891] La Régie approuvait également la modification de l'article 2.36 des Tarifs afin de rendre admissibles les entreprises agricoles possédant plus d'un branchement, tout en précisant que seul le branchement qui alimenterait le système biénergie serait admissible au tarif DT⁴⁷⁶.

[892] Le Distributeur indique que deux serres maraîchères, dont la capacité du ou des systèmes biénergie totalise environ 250 kW dans chacun des cas, ont souscrit au tarif DT en 2014. Il n'y a pas eu de nouveaux clients depuis. Pour la première année d'adhésion, le Distributeur constate au total une augmentation de la consommation d'électricité de moins de 10 %, une économie annuelle moyenne sur la facture d'électricité de près de 40 % par rapport au tarif D et un prix unitaire d'environ 50 % plus avantageux par rapport à un prix du mazout de 85 ¢/litre. Par ailleurs, l'ajout de deux clients agricoles au parc biénergie existant n'affecte pas la rentabilité du tarif DT⁴⁷⁷.

[893] Le Distributeur rapporte les résultats d'un sondage relatif au tarif DT offert aux serriculteurs : le client ayant répondu au sondage juge la prime de puissance pénalisante. Le Distributeur rappelle que la prime de puissance vise à récupérer mensuellement les coûts annuels assumés pour répondre à la demande maximale du client, peu importe sa durée, et qu'il est donc approprié d'appliquer la même prime de puissance hivernale aux clients biénergie, qui s'effacent en pointe, qu'aux autres clients qui contribuent à la pointe du réseau.

[894] Le Distributeur considère important de donner le même signal de prix en puissance aux clients de plus de 50 kW au tarif DT qu'au tarif D afin de les inciter à gérer leurs appels de puissance tout au long de l'année. Puisqu'ils ne sont pas tous facturés en puissance, mais que tous évitent des coûts au Distributeur par leur effacement en pointe, c'est par le calibrage des prix de l'énergie que le Distributeur transfère aux clients du tarif DT les économies associées aux coûts évités totaux (énergie et puissance). L'application d'une prime de puissance plus faible aux clients DT facturés en puissance reviendrait à les compenser deux fois pour leur effacement en pointe.

⁴⁷⁶ Décision D-2015-018, p. 235.

⁴⁷⁷ Pièce B-0051, p. 21 et 22.

[895] En ce qui a trait aux conditions d'admissibilité, le Distributeur ne dispose d'aucune information lui permettant de conclure que le critère de 50 % de la puissance installée représente un obstacle à l'adhésion. Il va continuer de suivre l'adhésion et d'observer l'impact de cette clientèle pour les années à venir.

[896] **La Régie est d'accord avec les conclusions du Distributeur quant au maintien des conditions d'admissibilité des serriculteurs au tarif DT et lui demande de maintenir le suivi des adhésions et de leur impact.**

[897] En ce qui a trait à la facturation en puissance des abonnés au tarif DT qui consomment plus de 50 kW, le Régie n'est pas convaincue qu'il soit équitable qu'un client qui ne consomme pas à la pointe ait à payer la même prime de puissance qu'un client qui consomme pendant les périodes de pointe critique.

[898] La Régie constate que la calibration des prix de l'énergie pour obtenir les deux taux du tarif DT actuel a été établie pour un consommateur résidentiel type consommant moins de 50 kW, qui n'est donc pas facturé en puissance et qui représente un effacement à la pointe de l'ordre de 6 à 7 kW.

[899] **La Régie demande au Distributeur :**

- **de justifier, lors de la demande tarifaire 2017-2018, les motifs pour lesquels il applique le même signal de prix en puissance aux clients de plus de 50 kW au tarif DT qu'au tarif D;**
- **de démontrer qu'un serriculteur au tarif DT, qui consomme 250 kW d'électricité en hiver, tire avantage de la structure actuelle du tarif DT qui a été calibré pour des clients qui ne sont pas facturés en puissance.**

19.8.2 ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE POUR L'ÉCLAIRAGE DE PHOTOSYNTÈSE

[900] Dans sa décision D-2013-174⁴⁷⁸, la Régie demandait au Distributeur de dresser un bilan des caractéristiques des exploitations agricoles s'étant prévaluées de l'option d'électricité additionnelle (OÉA) pour l'éclairage de photosynthèse. Elle demandait

⁴⁷⁸ Pages 35 et 36, par. 132 à 135.

également au Distributeur d'évaluer la possibilité de réduire le seuil d'admissibilité à l'option, présentement fixé à 400 kW.

[901] La Régie notait la demande de l'UPA d'abaisser de 400 à 100 kW le seuil d'admissibilité à l'OÉA pour l'éclairage de photosynthèse. Elle jugeait qu'une telle modification devait être abordée dans le cadre des rencontres entre le Distributeur et l'UPA et que, le cas échéant, des modifications pourraient être proposées dans une demande tarifaire ultérieure⁴⁷⁹.

[902] Le Distributeur indique qu'au 1^{er} juillet 2015, neuf abonnements sont facturés à l'OÉA pour l'éclairage de photosynthèse et que, pour sept d'entre eux, il s'agit de serres maraîchères. Six de ces abonnements ont une consommation de base facturée au tarif M, alors que pour trois d'entre eux, elle est facturée au tarif D. Les puissances de référence varient entre 35 et 425 kW.

[903] Le Distributeur ajoute que durant l'hiver 2014-2015, les périodes de restriction ont totalisé 33 heures (sept périodes de restriction de quatre à cinq heures). Les données de facturation, sur une période de 12 mois se terminant au 31 mars 2015, montrent que la facture d'électricité pour la consommation facturée à l'option et celle de référence facturée au tarif régulier représentent, pour les serriculteurs, une économie de l'ordre de 40 % par rapport à une facturation de toute la consommation au tarif régulier. Cette économie se traduit par un manque à gagner pour le Distributeur. Ce manque à gagner, en partie compensé par une croissance de la consommation d'environ 12 % facturée au prix de l'électricité additionnelle, s'élève à près de 1 M\$⁴⁸⁰.

[904] Le Distributeur considère que tant que la croissance de la consommation n'assure pas la rentabilité de l'option, il est prématuré d'en élargir les conditions d'admissibilité, d'autant plus que de plus petits consommateurs seraient moins enclins à gérer leur consommation en période de restriction.

⁴⁷⁹ Décision D-2015-018, p. 236.

⁴⁸⁰ Pièce B-0051, p. 22 et 23.

[905] L'UPA considère que la mesure d'OÉA, à court terme, sera rentable pour le Distributeur et considérant les investissements importants qui doivent être réalisés par les serriculteurs pour se rendre admissibles, l'intervenante demande le maintien du tarif d'OÉA qui constitue un levier économique important et exige des investissements d'envergure pour les serriculteurs. Elle demande, par ailleurs, au Distributeur d'élargir les conditions d'admissibilité à ce tarif⁴⁸¹.

[906] Considérant ce qui précède et la situation actuelle des surplus d'énergie du Distributeur, la Régie demande au Distributeur de maintenir le tarif OÉA pour photosynthèse, selon les mêmes conditions d'admissibilité.

19.9 TARIFICATION AU NORD DU 53^E PARALLÈLE

19.9.1 EXCLUSION À L'ARTICLE 7.4 DE L'APPLICATION DU TARIF DISSUASIF À L'ALIMENTATION DES CONTENEURS MORTUAIRES

[907] Le Distributeur demande une modification de l'article 7.4 des Tarifs relatif aux modalités d'application des tarifs G, G-9, M ou MA pour les clients des réseaux autonomes, afin d'exclure l'alimentation des conteneurs mortuaires de l'application du tarif dissuasif.

[908] Les conteneurs mortuaires sont équipés d'un groupe frigorifique et d'un chauffage électrique d'appoint afin de maintenir la température intérieure adéquate pour la préservation, la préparation des dépouilles ainsi que pour le recueillement. Pour répondre à un besoin exprimé par les communautés du Nunavik, et comme il n'existe pas de source d'énergie alternative pour ce type d'installation, cette nouvelle exception est cohérente avec celles déjà approuvées aux Tarifs.

[909] La Régie autorise le Distributeur à exclure de l'application du tarif dissuasif l'alimentation des conteneurs mortuaires dans les réseaux autonomes à centrales thermiques au nord du 53^e parallèle.

⁴⁸¹ Pièce C-UPA-0017, p. 6.

19.9.2 TAUX DE LA 2^E TRANCHE DU TARIF D

[910] Dans sa décision D-2014-037⁴⁸², la Régie approuvait la stratégie de mise à jour des tarifs applicables au nord du 53^e parallèle proposée par le Distributeur. Elle acceptait le report de la mise en application de la hausse graduelle du tarif de la 2^e tranche des tarifs résidentiels au 1^{er} avril 2015. Elle encourageait le Distributeur à collaborer avec toutes les parties visées afin de mettre en place des mesures permettant de réduire la consommation en 2^e tranche des clients du Nunavik⁴⁸³.

[911] Dans sa décision D-2015-018⁴⁸⁴, la Régie notait que le Distributeur proposait de suspendre temporairement l'ajustement des tarifs résidentiels au nord du 53^e parallèle qui devait débiter le 1^{er} avril 2015, afin de mener à terme ses analyses de la situation du chauffage électrique avec les parties visées et de convenir des mesures à implanter.

[912] Dans la présente demande, le Distributeur propose que la hausse prévue à la décision D-2014-037 devienne effective à partir du 1^{er} avril 2016. L'application de cette hausse ferait passer le taux prévu à l'article 7.1 des Tarifs de 34,60 à 38,08 ¢/kWh, soit une hausse de 10,1 % dans un scénario de hausse globale de 1,9 %⁴⁸⁵.

[913] Le RNCREQ s'oppose à la mise en œuvre de la hausse de 8 % par année du tarif de la 2^e tranche au nord du 53^e parallèle, en soutenant que le chauffage électrique serait la seule source de chauffage possible pour les remises. L'intervenant ne peut soutenir une mesure qui risque de priver les clients de l'utilisation quotidienne et traditionnelle qu'ils font de leur remise⁴⁸⁶. Le RNCREQ évoque également le surpeuplement des résidences au Nunavik comme raison supplémentaire de ne pas pénaliser ces ménages en imposant la hausse du prix de la 2^e tranche dans ces réseaux.

[914] La Société Makivik et l'Administration régionale Kativik (Makivik et l'ARK) jugent qu'il est déraisonnable et préjudiciable que le tarif de la 2^e tranche passe, au 1^{er} avril 2016, de 34,60 à 38,03 ¢/kWh pour les réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle, alors que, dans le reste du Québec, il passerait de 8,60 à 8,76 ¢/kWh⁴⁸⁷. Ces

⁴⁸² Section 18.5, p. 193 à 199.

⁴⁸³ Voir aussi la section 14.4.4.

⁴⁸⁴ Section 18.11, p. 236 et 237.

⁴⁸⁵ Pièce B-0052, p. 4.

⁴⁸⁶ Pièce C-RNCREQ-0033, p. 13 à 15 et 17.

⁴⁸⁷ Pièces D-0002, D-0003 et D-0004.

organismes demandent à la Régie de refuser la demande du Distributeur jusqu'à ce que ce dernier :

- ait effectué une analyse détaillée des causes réelles de surconsommation au Nunavik. Makivik et l'ARK considèrent que l'étude réalisée par le Distributeur n'est pas suffisamment approfondie pour déterminer avec précision les causes de la surconsommation en 2^e tranche et ses impacts possibles. Le Distributeur estime, sans preuve produite au soutien de cette position, que cette surconsommation est due à l'utilisation de chauffage électrique d'appoint. Or, Makivik et l'ARK soutiennent que le surpeuplement des logements au Nunavik est le facteur principal de la surconsommation en 2^e tranche;
- ait pris des mesures concrètes et efficaces pour permettre la diminution de la consommation énergétique, incluant l'élaboration et la mise en oeuvre de programmes d'efficacité énergétique et de sensibilisation de la clientèle qui sont véritablement adaptés aux besoins du Nunavik, notamment en collaboration avec l'OMHK pour le parc de logements sociaux, et en analyse les résultats.

[915] Makivik et l'ARK sont d'avis que le Distributeur n'a pas encore respecté entièrement la recommandation formulée par la Régie dans sa décision D-2014-037. Elles soulignent que les effets du surpeuplement de certains logements sur d'autres données, comme le nombre d'électroménagers par logement, ne sont pas abordés dans l'enquête sur la consommation effectuée par le Distributeur⁴⁸⁸. Selon ces organismes, l'étude du Distributeur ne traite pas en profondeur des facteurs socioéconomiques et climatiques pouvant avoir une incidence sur la surconsommation en 2^e tranche, notamment le surpeuplement des logements au Nunavik, le nombre restreint d'heures de luminosité, la conservation des produits de la chasse et de la pêche et le climat rigoureux.

[916] Makivik et l'ARK soulignent qu'il y a une forte proportion de ménages qui utilisent un chauffage électrique d'appoint, parce que les portes d'entrée, planchers ou autres ouvertures laissent entrer l'air froid dans leur logement et que ces ménages étant locataires de logements sociaux, ils n'ont souvent pas d'autres solutions que d'utiliser un tel chauffage d'appoint pour que leur logement soit suffisamment confortable.

⁴⁸⁸ Pièce D-0002, p. 4.

[917] La Régie note qu'il est de l'intérêt de ces organismes d'identifier et de corriger les déficiences de ces logements sociaux et de mettre en place les mesures correctrices nécessaires.

[918] La Régie constate que, généralement, les maisons ne requièrent pas de chauffage électrique d'appoint et que 90 % des nouvelles maisons du Nunavik sont équipées de systèmes de chauffage et de production d'eau chaude au mazout qui bénéficient du soutien du PUEÉRA. Les conditions climatiques du Nunavik n'affectent donc que la consommation de mazout qui comble les besoins de chauffage des locaux et de l'eau, et non la consommation d'électricité. La Régie considère que si cette situation n'est pas généralisée, il s'agit d'un objectif à atteindre dans le cadre d'un plan d'action spécifique aux réseaux autonomes.

[919] La Régie retient que le chauffage des locaux et de l'eau ne représentant pas de charge électrique, les besoins de ces maisons peuvent être comblés par une consommation à l'intérieur de 20 kWh/jour. De plus, les nouveaux abonnements entre 2008 et 2014 au secteur résidentiel au Nunavik ont consommé en moyenne 5 100 kWh en 2014, soit 14 kWh/jour, et 95 % ont consommé moins que 11 000 kWh, soit une consommation quotidienne moyenne inférieure à 30 kWh. Enfin, sur les quatre mois où la consommation est la plus élevée de l'année (mois d'hiver), 90 % des nouveaux abonnements comblent leurs besoins avec moins de 30 kWh/ jour⁴⁸⁹.

[920] La Régie considère que les mesures proposées par le Distributeur doivent aider l'ensemble des consommateurs résidentiels, et non seulement les nouveaux abonnés, à maintenir leur consommation à l'intérieur de 30 kWh/ jour, y compris pendant les quatre mois les plus froids de l'année.

[921] En outre, la Régie est d'avis que l'influence du nombre d'occupants sur la consommation d'électricité est relativement marginale, après élimination de la charge d'eau chaude. En effet, les charges d'éclairage sont les mêmes, et celles correspondant à l'utilisation de plusieurs ordinateurs portables ou de tablettes électroniques sont très marginales en comparaison des charges électriques d'équipements, comme la sècheuse à linge, la cuisinière, un congélateur additionnel ou le chauffe-moteur.

⁴⁸⁹ Pièce B-0126, p. 34.

[922] **Considérant ce qui précède, la Régie approuve la proposition du Distributeur de mettre en application, à compter du 1^{er} avril 2016, l'augmentation graduelle du prix de la 2^e tranche des tarifs D et DM, tel qu'elle avait été décidée dans la décision D-2014-037⁴⁹⁰, au rythme de 8 % par année, en sus de la hausse tarifaire moyenne des tarifs domestiques, pour qu'il reflète éventuellement le coût évité en réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle (à l'exclusion du réseau de Schefferville).**

[923] **La Régie encourage le Distributeur à poursuivre sa collaboration avec les organismes gérant les factures de 95 % de la clientèle résidentielle à orienter leurs interventions afin de décourager l'usage du chauffage électrique d'appoint. Elle demande également au Distributeur d'encourager les mesures et l'usage des équipements électriques les plus performants qui peuvent être proposés sur le marché, compte tenu des coûts évités élevés de la fourniture d'électricité et d'utiliser ou élargir le PUEÉRA aux systèmes de chauffage des remises (voir la section 14.4.4).**

19.10 SUIVI DU TARIF DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE

[924] **La Régie prend acte du suivi du tarif de développement économique (TDÉ) produit par le Distributeur.**

[925] La Régie exprime certaines réserves à l'égard des prévisions de coût évité de long terme en puissance présentées par le Distributeur (voir la section 7.1) et intégrées à la simulation de neutralité du TDÉ.

[926] La Régie demande au Distributeur de poursuivre le suivi prévu aux paragraphes 1044 et 1045 de la décision D-2015-018.

⁴⁹⁰ Section 18.5, p. 193 à 199.

19.11 SUIVI DES RENCONTRES AVEC L'ASSOCIATION DES REDISTRIBUTEURS D'ÉLECTRICITÉ DU QUÉBEC CONCERNANT LES OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE

[927] Compte tenu que le Distributeur a répondu à la demande de suivi de la décision D-2014-156 et que les conclusions quant à l'absence de potentiel d'effacement à la pointe de la part des redistributeurs sont claires et non contestées par l'AREQ, **la Régie met fin à ce suivi.**

19.12 RÉVISION DE LA STRATÉGIE TARIFAIRE

[928] Tel que suggéré par le Distributeur lors de sa demande tarifaire 2015-2016⁴⁹¹, la Régie acceptait, dans sa décision D-2015-018, de scinder la révision de la structure tarifaire en deux étapes, soit la révision des tarifs domestiques dans un premier temps et la révision des tarifs généraux et industriel dans un second temps⁴⁹².

[929] Puisque la révision des tarifs domestiques ne sera complétée que lors de la demande tarifaire 2017-2018, et considérant les nombreux dossiers en cours et à venir impliquant le Distributeur, il convient de reporter d'un an la révision prévue des tarifs généraux et industriel.

[930] **La Régie reporte d'un an la révision de la stratégie tarifaire relative aux tarifs généraux et industriel, soit au printemps 2017.**

20. STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS DOMESTIQUES

[931] À la suite des travaux réalisés en séances de travail, des commentaires formulés par les intervenants et des constats du Distributeur, ce dernier propose certaines orientations qu'il privilégie. Il demande à la Régie de confirmer celles qui serviront d'assise à la proposition qui sera déposée lors de la demande tarifaire 2017-2018.

⁴⁹¹ Dossier R-3905-2014, pièce A-0049, p. 255 et 256.

⁴⁹² Décision D-2015-018, p. 222.

[932] Le Distributeur rappelle l'importance de préserver des structures tarifaires simples, faciles de compréhension pour la clientèle et équitables. De plus, afin d'éviter les chocs tarifaires chez la clientèle, toute réforme doit être appliquée de façon graduelle.

[933] Les orientations privilégiées par le Distributeur sont :

- l'introduction d'une facture minimale en remplacement de la redevance;
- un seuil de la 1^{re} tranche plus élevé pour capter la notion de chauffage de base;
- la création d'un tarif distinct pour les grands consommateurs (tarif D2), tout en maintenant la stratégie d'ajustement différencié des prix de l'énergie pour améliorer le signal de prix à la marge;
- le recours à des programmes de gestion de la consommation plutôt qu'à l'introduction d'une tarification différenciée dans le temps (TDT)⁴⁹³.

[934] L'UC ne se prononce pas sur les trois premières orientations du Distributeur. De plus, elle ne partage pas le bilan que dresse le Distributeur des travaux réalisés en séances de travail quant à la suffisance des informations pour être en mesure de débattre des orientations proposées par le Distributeur⁴⁹⁴.

[935] La Régie est appelée à se prononcer sur les orientations proposées par le Distributeur à l'égard de la stratégie relative aux tarifs domestiques. Les modalités fines d'application seront proposées et étudiées lors de la demande tarifaire 2017-2018.

[936] La Régie se prononce dans la présente section sur ces orientations ainsi que sur la stratégie relative au tarif DT, la proposition de l'UPA de créer un tarif distinct pour la clientèle agricole et sur la question des véhicules électriques.

⁴⁹³ Pièce B-0051, p. 20.

⁴⁹⁴ Pièce C-UC-0021, p. 22.

20.1 INTRODUCTION D'UNE FACTURE MINIMALE EN REMPLACEMENT DE LA REDEVANCE

[937] Selon le Distributeur, l'introduction d'une facture minimale permettrait :

« de récupérer davantage de coûts fixes auprès des très petits consommateurs ou de ceux qui ne consomment pas régulièrement, par exemple, les propriétaires de résidences secondaires et les autoproducteurs, tout en épargnant les petits consommateurs qui consomment suffisamment pour ne pas être affectés par la facture minimale »⁴⁹⁵.

[938] Le Distributeur mentionne qu'il y a une trentaine d'états américains dans lesquels les distributeurs se sont adressés à leur régulateur pour imposer une facture minimale en réponse au phénomène des autoproducteurs⁴⁹⁶.

[939] La redevance couvrait 55 % des coûts d'abonnement en 2015 et 61 % en moyenne de 2008 à 2015⁴⁹⁷. L'implantation d'une facture minimale relèverait donc de la recherche d'une plus grande équité pour l'ensemble des clients, selon le Distributeur :

« En effet, certains clients supportent actuellement les coûts d'autres clients dont la consommation est insuffisante pour couvrir les coûts associés à leur abonnement »⁴⁹⁸.

[940] Le Distributeur estime que la facture minimale pourrait être fixée à un montant permettant de récupérer la totalité des coûts d'abonnement, soit aux environs de 22,28 \$ par mois. Dans un souci de simplification, il suggère que la facture minimale remplace la redevance.

[941] Ainsi, pour la grande majorité des clients aux tarifs domestiques, la facture serait plus simple à comprendre, n'étant constituée que de deux composantes, soit les deux tranches d'énergie.

⁴⁹⁵ Pièce B-0051, p. 16.

⁴⁹⁶ Pièce A-0045, p. 206.

⁴⁹⁷ Pièce B-0071, séance de travail, phase 1 : tarifs domestiques – 2^e rencontre du 12 juin 2015, p. 7.

⁴⁹⁸ Pièce B-0082, p. 20.

[942] La facture minimale générant moins de revenus que ceux actuellement associés à la redevance, le remplacement de la redevance implique qu'une portion plus grande des revenus devra être récupérée par l'entremise des prix d'énergie, ce qui permettrait d'accroître le signal de prix en énergie⁴⁹⁹.

[943] Selon le Distributeur, le remplacement de la redevance par une facture minimale n'irait pas à l'encontre de la préoccupation énoncée par le décret 841-2014⁵⁰⁰ par le gouvernement du Québec à l'endroit des MFR « *puisque le Distributeur pourrait, sans compromettre l'objectif visé par la facture minimale, atténuer les impacts sur la clientèle, notamment les MFR, en adaptant sa stratégie d'ajustement des autres composantes* »⁵⁰¹, par exemple en augmentant davantage le prix de la 2^e tranche.

[944] Selon l'ACEFQ, beaucoup d'éléments restent à étudier avant une implantation éventuelle de la facture minimale. Dans ce contexte, l'intervenante recommande à la Régie de demander au Distributeur d'approfondir le sujet, en évaluant notamment les impacts sur la facture de différents segments de sa clientèle⁵⁰².

[945] Le GRAME se dit en faveur de l'introduction d'une facture minimale et recommande que ces modifications soient instaurées progressivement, sur une période de cinq ans ou plus⁵⁰³.

[946] OC accueille favorablement la perspective d'introduire une facture minimale. Elle permettrait une meilleure allocation des coûts entre clients, tout en étant à l'avantage de la clientèle à faible revenu⁵⁰⁴.

[947] OC recommande que le Distributeur présente, lors de la demande tarifaire 2017-2018, des scénarios qui reflètent (i) différentes allocations de coûts pour la fixation du montant de la facture minimale, (ii) différentes répercussions sur la 1^{re} et 2^e tranche des tarifs et (iii) différentes progressivités dans le remplacement de la redevance d'abonnement.

⁴⁹⁹ Pièce B-0077, p. 46.

⁵⁰⁰ (2014) 43 G. O. II, 3925.

⁵⁰¹ Pièce B-0071, p. 17 et 18.

⁵⁰² Pièce C-ACEFQ-0021, p. 9.

⁵⁰³ Pièce C-GRAME-0010, p. 19 et 20.

⁵⁰⁴ Pièce C-OC-0007, p. 18.

[948] Le RNCREQ appuie la proposition du Distributeur. Il rappelle que, dans les dossiers R-3644-2007 et R-3677-2008, il a présenté des rapports d'expertise qui proposaient aussi de réduire les frais fixes, afin de récupérer une partie plus grande de la facture en relation à des composantes sur lesquelles le consommateur peut agir⁵⁰⁵.

[949] Pour l'UMQ, l'approche visant des ajustements pour les composantes de facture sur lesquels la clientèle peut agir est à conserver. Bien que l'introduction d'une facture minimale soit à étudier, l'intervenante indique qu'elle manque d'informations pour se prononcer.

[950] L'UPA note que l'introduction d'une facture minimale toucherait 24 % des abonnements agricoles et 14 % des abonnements résidentiels. Au moins une fois par année, 9 128 abonnements agricoles seraient touchés par une facture minimale⁵⁰⁶.

[951] Elle souligne également que le remplacement de la redevance par une facture minimale impliquerait une hausse du prix de l'énergie et que cela se ferait plutôt sur la 2^e tranche que sur la première. Ainsi, les clients agricoles non facturés en puissance, soit 95 % d'entre eux, seraient davantage touchés par la hausse tarifaire avec ajustement différencié, étant donné leurs profils de consommation⁵⁰⁷.

[952] Aussi, l'UPA s'oppose à l'introduction de la facture minimale, tant et aussi longtemps que les intervenants n'auront pas obtenu du Distributeur l'ensemble des informations nécessaires à la compréhension de cette mesure et pour débattre de ces enjeux.

[953] La Régie considère que la proposition d'implanter une facture minimale en remplacement de la redevance permettrait, d'une part, que chaque abonné couvre dorénavant au minimum ses frais d'abonnement, selon le principe de l'utilisateur-payeur. Cette proposition permettrait, d'autre part, d'accentuer le signal de prix en 2^e tranche d'énergie, une composante sur laquelle le consommateur peut davantage agir, en éliminant la redevance, une composante sur laquelle il ne peut agir.

⁵⁰⁵ Pièce C-RNCREQ-0014, p. 11.

⁵⁰⁶ Pièce C-UPA-0008, p. 12.

⁵⁰⁷ Pièce C-UPA-0008, p. 13.

[954] La Régie retient également que cette proposition n'irait pas à l'encontre de la préoccupation émise par décret par le gouvernement à l'endroit des MFR, puisque le Distributeur pourrait atténuer les impacts sur la clientèle, notamment les MFR, en adaptant sa stratégie d'ajustement des autres composantes, par exemple en augmentant davantage le prix de la 2^e tranche.

[955] La Régie accepte la proposition du Distributeur d'introduire une facture minimale en remplacement de la redevance.

[956] La Régie demande au Distributeur de soumettre une proposition formelle en ce sens lors de la demande tarifaire 2017-2018. Cette proposition devra notamment inclure une simulation démontrant les impacts, sur les différentes clientèles ainsi que par strate de consommation, de l'introduction d'une facture minimale et de l'élimination de la redevance compensée par une hausse deux fois plus importante du prix de l'énergie en 2^e tranche qu'en 1^{re} tranche. Le Distributeur devra également présenter des scénarios d'implantation graduelle d'une telle modification, afin de préserver la stabilité tarifaire.

20.2 SEUIL DE LA PREMIÈRE TRANCHE

20.2.1 HAUSSE DU SEUIL DE LA PREMIÈRE TRANCHE EN RÉSEAU INTÉGRÉ

[957] Bien que le Distributeur soit d'avis que le seuil actuel de la 1^{re} tranche est toujours adéquat pour couvrir les usages autres que le chauffage des locaux, il propose d'augmenter le seuil de la 1^{re} tranche pour y capter une partie de la consommation associée au chauffage ou, comme mentionné par certains intervenants, pour y inclure le « *chauffage de base* ».

[958] Selon le Distributeur, cette mesure permettrait d'augmenter davantage le prix de la 2^e tranche et ainsi atteindre plus rapidement le signal de prix marginal de long terme, sans toucher plus significativement les abonnements pour les usages en commun et les grandes exploitations agricoles, dans la mesure où un éventuel tarif D2 serait introduit à leur intention.

[959] Le Distributeur partage l'avis de plusieurs intervenants selon lequel une 1^{re} tranche de consommation à un prix plus faible contribue à alléger la facture d'électricité des MFR et répond en partie aux préoccupations gouvernementales de tenir compte de la « *capacité de payer des ménages à faible revenu qui éprouvent des difficultés à supporter les hausses de coût de l'énergie* »⁵⁰⁸.

[960] Le Distributeur propose une hausse du seuil de la 1^{re} tranche, sans distinction saisonnière, en réponse aux préoccupations de plusieurs intervenants d'alléger la facture des petits consommateurs, dont les MFR. Il fait remarquer que le tarif D revêt déjà un caractère saisonnier, la consommation en 2^e tranche à un prix plus élevé se produisant surtout l'hiver. Pour lui, il est important d'éviter de superposer des types de structures tarifaires (tarif à deux tranches et tarif saisonnier) qui visent les mêmes fins⁵⁰⁹.

[961] En ce qui a trait à la perte de signal de prix durant les mois d'été, advenant que l'on augmente le seuil de la 1^{re} tranche 12 mois par année, le Distributeur répond qu'idéalement, il aurait un tarif d'hiver et un tarif d'été, afin de mieux refléter ses coûts :

*« Les coûts, c'est en hiver que ça coûte plus cher »*⁵¹⁰.

[962] Cependant, le Distributeur a plutôt une structure tarifaire à deux tranches :

*« Le désavantage à faire ça c'est qu'on facture des prix de huit cents (8 ¢), neuf cents (9 ¢) en plein milieu de l'été. On n'a pas de justification de coûts pour faire ça. Ça, c'est de la redistribution »*⁵¹¹.

[963] Interrogé par l'UPA, le Distributeur ajoute qu'en augmentant la 1^{re} tranche de 30 kWh à un niveau plus élevé, cela aide également les exploitations agricoles, qui consomment davantage en été⁵¹².

⁵⁰⁸ Décret 841-2014, (2014) 43 G.O. II, 3925.

⁵⁰⁹ Pièce B-0158, p. 17.

⁵¹⁰ Pièce A-0049, p. 187.

⁵¹¹ Pièce A-0049, p. 181.

⁵¹² Pièce A-0049, p. 102.

[964] En vue de protéger les petits consommateurs d'énergie, l'ACEFQ propose de remplacer le seuil unique de la 1^{re} tranche d'énergie par un seuil plus élevé que celui de 30 kWh/jour en hiver et de choisir un seuil approprié pour l'été. Elle donne l'exemple d'un seuil de la 1^{re} tranche à 54 kWh/jour l'hiver⁵¹³.

[965] L'ACEFQ analyse un scénario de hausse du seuil de la 1^{re} tranche à 40 kWh/jour l'hiver et constate qu'il avantage les petits et moyens consommateurs. Par contre, les grands consommateurs d'énergie verront leur facture augmenter par rapport à celle calculée selon la stratégie actuelle.

[966] L'ACEFQ recommande l'implantation d'une structure saisonnière à deux tranches d'énergie. Elle recommande de rejeter la proposition du Distributeur de hausser le seuil de la 1^{re} tranche tout au long de l'année. Cela n'aiderait pas les petits consommateurs et encouragerait plutôt la consommation en été chez les grands et très grands utilisateurs d'électricité⁵¹⁴.

[967] Le GRAME constate que chez les clients consommant entre 10 000 et 15 000 kWh-an, la majorité de leur consommation se fait en 1^{re} tranche et 25,8 % en 2^e tranche. Cette 2^e tranche représente 29,1 % des revenus de cette strate de consommation.

[968] L'intervenant note que pour cette strate de consommation où l'on retrouve, entre autres, des locataires et des propriétaires de multilogements tout-à-l'électricité (TAÉ), une part du chauffage de base est déjà comprise dans la 1^{re} tranche de 30 kWh/jour. Le GRAME s'inquiète de l'impact de l'augmentation du seuil de la 1^{re} tranche sur les investissements en efficacité énergétique⁵¹⁵ :

« Mais le plus important est de considérer les impacts d'une telle modification, notamment sur le tarif de la deuxième tranche, impliquant possiblement un choc tarifaire pour une partie de la clientèle, de même que l'impact de la réduction du prix concurrentiel de l'électricité, vis-à-vis le gaz naturel et le mazout, considérant l'importance de l'atteinte des cibles de GES pour le Québec »⁵¹⁶.

⁵¹³ Pièce C-ACEFQ-0008, p. 58.

⁵¹⁴ Pièce C-ACEFQ-0021, p. 7.

⁵¹⁵ Pièce C-GRAME-0010, p. 10.

⁵¹⁶ Pièce C-GRAME-0010, p. 13.

[969] OC estime qu'augmenter le seuil de la 1^{re} tranche est raisonnable, dans la mesure où elle couvrirait toujours des usages dont la demande est relativement inélastique, tels que le chauffage de base. L'intervenante est également d'avis que les scénarios de la demande tarifaire 2017-2018 devraient évaluer les impacts de la mise en place d'un seuil de la 1^{re} tranche plus élevé qui serait fixé à 40 kWh/jour. Ce seuil correspond approximativement à la consommation moyenne par jour des MFR⁵¹⁷.

[970] Par ailleurs, OC affirme que l'augmentation du prix de la 2^e tranche, combinée à l'introduction de la facture minimale et de l'augmentation du seuil de la 1^{re} tranche, est à l'avantage des MFR⁵¹⁸.

[971] Le RNCREQ encourage également le Distributeur à développer l'idée d'une hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie pour capter une partie de la consommation associée au chauffage et d'en étudier l'impact sur les MFR et sur l'ensemble de la clientèle⁵¹⁹.

Opinion de la Régie

[972] La Régie considère qu'une structure tarifaire à deux paliers progressifs, comme on la retrouve aux tarifs domestiques, permet d'encourager l'efficacité énergétique avec un prix de la 2^e tranche plus élevé et qui tend vers les coûts évités de long terme. Mais comme les tarifs ne doivent pas générer plus que les revenus requis, le prix du premier palier doit conséquemment être inférieur aux coûts moyens.

[973] La détermination des seuils entre les paliers doit se faire en tenant compte de l'élasticité de la demande. En principe, on devrait tarifier au prix plus élevé de la 2^e tranche la portion de la consommation qui est plus susceptible de s'ajuster au signal de prix plus élevé, et ajuster au prix plus faible de la 1^{re} tranche la portion inélastique de la demande, soit une consommation minimale sur laquelle le client ne peut agir.

⁵¹⁷ Pièce C-OC-0007, p. 19 et 20.

⁵¹⁸ Pièce C-OC-0007, p. 21.

⁵¹⁹ Pièce C-RNCREQ-0014, p. 12.

[974] Sur la base de ces principes généraux, une hausse du seuil de la 1^{re} tranche, afin d'intégrer une portion de chauffage de base, se justifie si cette allocation supplémentaire en 1^{re} tranche est restreinte et ne couvre qu'une portion limitée de la facture de chauffage, une portion que l'on pourrait décrire comme incompressible et inélastique.

[975] La Régie convient avec le Distributeur qu'une telle mesure permettrait d'alléger la facture d'électricité des MFR et des plus petits consommateurs, tout en permettant d'augmenter davantage le prix de la 2^e tranche et tendre plus rapidement vers les coûts évités de long terme.

[976] La Régie retient également l'argument du Distributeur qu'il n'y a pas de justification à hausser davantage le signal de prix pour les mois d'été, puisque la réalité des coûts pour le Distributeur se traduit par des coûts nettement plus élevés l'hiver que l'été.

[977] Considérant que la hausse plus rapide du prix de l'énergie en 2^e tranche affecte davantage les grands consommateurs, les clients facturés pour la puissance et la clientèle agricole, la Régie convient avec le Distributeur que la hausse du seuil de la 1^{re} tranche constitue, en fait, une forme de redistribution. Elle considère qu'une hausse annuelle du seuil de la 1^{re} tranche, plutôt que limitée aux quatre mois d'hiver, se justifie également afin d'aider, entre autres, la clientèle agricole.

[978] La Régie accepte la proposition du Distributeur de hausser le seuil de la 1^{re} tranche, afin de couvrir une portion du chauffage de base au réseau intégré.

[979] La Régie demande au Distributeur de soumettre une proposition formelle en ce sens lors de la demande tarifaire 2017-2018. Cette proposition devra notamment inclure une simulation démontrant les impacts, sur les différentes clientèles ainsi que par strate de consommation, d'une hausse du seuil de la 1^{re} tranche à 40 kWh/jour, compensée par une hausse deux fois plus importante du prix de l'énergie en 2^e tranche qu'en 1^{re} tranche. Le Distributeur devra également présenter des scénarios d'implantation graduelle d'une telle modification, afin de préserver la stabilité tarifaire.

20.2.2 HAUSSE DU SEUIL DE LA PREMIÈRE TRANCHE EN RÉSEAUX AUTONOMES

[980] Selon le Distributeur, « [l]e seuil de la 1^{re} tranche applicable au nord du 53^e parallèle pourrait être maintenu à 30 kWh/jour. Toutefois, le Distributeur est d'avis que pour des raisons d'équité, il serait souhaitable de continuer d'octroyer le même nombre de kWh en 1^{re} tranche au sud et au nord du 53^e parallèle »⁵²⁰.

[981] Il précise toutefois que la hausse du seuil de la 1^{re} tranche vise à permettre d'accroître le signal de prix de la 2^e tranche, tout en réduisant l'impact sur la facture globale du chauffage électrique en réseau intégré. Bien que davantage de kWh de chauffage puissent être facturés au prix de la 1^{re} tranche, il n'en demeure pas moins que la 2^e tranche continuerait de viser essentiellement le chauffage des locaux et, conséquemment, que son prix devrait toujours tendre vers le coût évité de long terme pour le chauffage des locaux⁵²¹.

[982] Le Distributeur explique que « au nord du 53^e [...] toutes les maisons sont chauffées au mazout. Ce qu'il faut éviter c'est d'avoir de plus en plus de chauffage... chauffage d'appoint qui se fasse »⁵²². Il indique, par ailleurs, que si on augmentait le seuil de la 1^{re} tranche à 40 kWh/jour dans les réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle, il y aurait nécessairement un besoin de devancer les investissements pour des besoins de puissance⁵²³.

[983] La Régie considère que la hausse du seuil de la 1^{re} tranche est une mesure de tarification qui s'applique uniquement dans le contexte du chauffage électrique en réseau intégré.

[984] La Régie est également d'avis que toute hausse du seuil de la 1^{re} tranche au-delà de 30 kWh/jour dans les réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle annulerait les efforts de réduction de l'usage de chauffage électrique d'appoint, tel qu'il en a été traité aux sections 14.4.4 et 19.9.2 de la présente décision.

⁵²⁰ Pièce B-0099, p. 102 et 103.

⁵²¹ *Ibid.*

⁵²² Pièce A-0049, p. 130.

⁵²³ Pièce A-0049, p. 131.

[985] **La Régie demande que le Distributeur maintienne à 30 kWh/jour le seuil de la 1^{re} tranche applicable au nord du 53^e parallèle dans sa proposition de nouvelle stratégie relative aux tarifs domestiques qu'il présentera.**

20.3 CRÉATION D'UN TARIF DISTINCT POUR LES GRANDS CONSOMMATEURS (TARIF D2)

[986] Selon le Distributeur, la stratégie des dernières années a produit des impacts tarifaires importants pour les plus grands consommateurs, en particulier pour les clients de plus de 50 kW. Ces derniers, qui regroupent, entre autres, les usages en commun d'immeubles à logements et les plus grandes exploitations agricoles, connaissent depuis 2006 des hausses tarifaires bien supérieures à la moyenne et paient une part relative plus grande des coûts de la catégorie domestique⁵²⁴.

[987] Le Distributeur propose la création d'un tarif D2 mieux adapté aux grands consommateurs (plus de 50 kW), incluant les exploitations agricoles, tout en assurant un meilleur reflet des coûts. Une stratégie proposant une hausse plus élevée du prix de la 2^e tranche aux tarifs D et DM qu'à celui de la 1^{re} tranche pourrait alors continuer d'être appliquée sans produire d'impacts indus. Le Distributeur précise toutefois que le maintien de cette stratégie d'ajustement différencié des prix de l'énergie au tarif D devrait être conditionnel à la création d'un tarif D2⁵²⁵.

[988] La création d'un tarif distinct pour les grands consommateurs permettrait d'appliquer la même stratégie aux mêmes composantes que celles du tarif D, mais recalibrée afin d'en atténuer les impacts, de manière à générer la même hausse tarifaire moyenne. La structure du tarif D2 pourrait, par la suite, évoluer graduellement vers un tarif à l'image du tarif M⁵²⁶.

[989] Le Distributeur ajoute que « *la création d'un tarif D2 n'aurait aucun impact sur l'indice d'interfinancement, mais elle permettrait néanmoins d'abaisser la contribution pour couvrir les coûts de ces clients* »⁵²⁷.

⁵²⁴ Pièce B-0051, p. 15.

⁵²⁵ Pièce B-0071, p. 15.

⁵²⁶ Pièce B-0071, p. 28 et 29.

⁵²⁷ Pièce B-0071, p. 29.

[990] L'ACEFQ, le GRAME, OC et le RNCREQ sont favorables à la création d'un tarif D2. Par contre, l'UPA juge que le tarif D2 est inapproprié pour sa clientèle, ne couvrant que 4,9 % des abonnements agricoles. Un tel tarif pourrait, selon l'UPA, créer des distorsions entre agriculteurs desservant les mêmes marchés⁵²⁸.

[991] La Régie a questionné le Distributeur au sujet de la détermination de la contribution des revenus aux coûts, par tranche de consommation, particulièrement pour les clients consommant 100 000 kWh/an et plus. Le Distributeur démontre au tableau suivant que c'est principalement en raison de la réduction des coûts unitaires au fur et à mesure qu'augmente la consommation, que la contribution des plus grands consommateurs par rapport aux coûts de desserte augmente.

TABLEAU 57
DONNÉES PAR TRANCHES DE CONSOMMATION

Tranches de consommation (kWh-an)	Consommation unitaire moyenne (kWh)	Coûts	Revenus	
			Stratégie actuelle (¢/kWh)	Hausse uniforme (¢/kWh)
5000 et moins	2 488	22,51	13,17	15,17
5 000 - 10 000	7 719	11,81	8,81	9,69
10 000 - 15 000	12 459	10,35	8,22	8,64
15 000 - 20 000	17 578	9,75	8,16	8,26
20 000 - 25 000	22 592	9,49	8,21	8,12
25 000 - 30 000	27 455	9,19	8,30	8,08
30 000 - 60 000	37 013	8,70	8,39	8,00
60 000 - 100 000	72 102	7,77	8,41	7,79
100 000 et plus	168 041	6,78	8,50	7,56

Source : Pièce B-0071, p. 26.

[992] Le Distributeur explique que les coûts moyens par strate de consommation ont été établis en appliquant la méthode de répartition des coûts approuvée par la Régie, en fonction notamment des caractéristiques de consommation des clients pour chacune de ces strates⁵²⁹.

⁵²⁸ Pièce C-UPA-0008, p. 11 et 12.

⁵²⁹ Pièce B-0099, p. 94.

[993] En audience, le Distributeur précise :

« On a établi les caractéristiques de consommation pour chacune de ces catégories-là et on a refait la méthode de répartition pour chacune de ces catégories-là, donc c'est comme si j'avais fait un D1, D2, D3, D4, D5, D6, D7, D8 »⁵³⁰.

[994] Ainsi, le Distributeur confirme que la méthode utilisée pour chacune de ces strates *« c'est comme si c'étaient des tarifs un par un, comme si j'avais eu d'autres tarifs »⁵³¹.*

[995] La Régie a certaines réserves à cet égard. Sans remettre en cause la méthode de répartition des coûts, elle constate que si l'on devait suivre cette logique, soit calculer le coût pour chaque strate de consommation comme s'il s'agissait de tarifs distincts, et si on devait se servir de ces coûts pour fixer le niveau de chacun de ces tarifs, cela mènerait à une structure de tarifs dégressifs pour la catégorie de clients domestiques.

[996] Or, au nom de l'efficacité économique et énergétique, cette pratique de tarifs dégressifs a été abandonnée en 1978. La Régie, ainsi que le Distributeur, ont depuis clairement énoncé l'importance de mettre l'emphase sur le signal de prix et les coûts à la marge :

« Un principe fondamental en tarification de l'électricité est de faire payer au consommateur ce qu'il en coûte pour offrir le service d'un kWh additionnel. C'est ensuite celui-ci qui décidera s'il maintient, réduit, annule ou déplace dans le temps sa consommation. Le signal de prix présente donc à la fois un caractère indicatif et incitatif »⁵³².

« Un bon signal de prix incite les clients à adopter un comportement favorisant l'efficacité énergétique. La Régie est d'avis que les modalités des structures tarifaires doivent évoluer de façon à refléter de façon adéquate la structure des coûts marginaux de long terme »⁵³³.

⁵³⁰ Pièce A-0055, p. 15.

⁵³¹ Pièce A-0055, p. 44.

⁵³² Dossier R-3644-2007, pièce B-1, HQD-12, document 2, p. 5.

⁵³³ Décision D-2005-34, p. 149.

[997] Sur la base de la preuve déposée au présent dossier, la Régie est d'avis qu'il n'est pas justifié d'abaisser la contribution des revenus aux coûts des grands consommateurs facturés en puissance, tel que le suggère le Distributeur.

[998] Malgré ces réserves, la Régie reconnaît que les clients de plus de 50 kW ont des profils de consommation différents de la moyenne des autres clients aux tarifs domestiques, puisqu'ils ont un facteur d'utilisation (FU) plus élevé, un ratio hiver-été moins prononcé et qu'ils sont déjà facturés différemment avec l'ajout d'une prime pour la puissance à facturer. La création d'un tarif distinct pourrait permettre de mieux calibrer les hausses futures par composante pour ces clients et ainsi limiter les effets indus de la hausse plus rapide du prix de la 2^e tranche d'énergie.

[999] Par conséquent, la Régie accepte la proposition du Distributeur de créer un tarif D2 pour les grands consommateurs facturés en puissance. Elle réaffirme toutefois l'importance de la progressivité des tarifs domestiques et du signal de prix, particulièrement chez les grands consommateurs aux tarifs domestiques.

20.4 PROGRAMMES DE GESTION DE LA CONSOMMATION

[1000] Le Distributeur propose le recours à des programmes de gestion de la consommation plutôt que l'introduction d'une tarification différenciée dans le temps.

[1001] Selon le Distributeur, les tarifs de base offerts à l'ensemble de la clientèle ne constituent pas l'outil tarifaire adéquat pour transmettre un signal de prix en temps réel dans le but de gérer la demande à la pointe.

[1002] Le Distributeur privilégie les programmes commerciaux qui sont mieux adaptés pour cibler et inciter, sur une base volontaire, les clients les plus aptes à contribuer au succès des mesures de gestion de la demande en période de pointe⁵³⁴.

⁵³⁴ Pièce B-0051, p. 16.

[1003] OC souligne que la croissance des besoins en période de pointe en hiver a grandement contribué aux augmentations de tarifs de ces dernières années :

« Étant donné que la structure des tarifs résidentiels est un des facteurs qui peut influencer la demande en période de pointe, il est important de s'assurer que le signal de prix actuel soit adéquat et d'explorer d'autres alternatives que pourrait offrir la stratégie tarifaire pour réduire les besoins en période de pointe »⁵³⁵.

[1004] Pour sa part, l'UC appuie la position du Distributeur.

[1005] La Régie accepte, dans le cadre de la présente demande, la proposition du Distributeur de privilégier le recours à des programmes de gestion de la consommation plutôt qu'à l'introduction d'une tarification différenciée dans le temps.

20.5 STRATÉGIE RELATIVE AU TARIF DT

[1006] À la suite de plaintes de certains clients qui se sont considérés désavantagés par le tarif DT au cours des deux hivers 2013-2014 et 2014-2015, particulièrement longs et rigoureux, le Distributeur a formé des représentants des SALC afin de leur permettre de mieux aider le client à déterminer si le tarif DT demeure avantageux, compte tenu de sa situation. Par ailleurs, le Distributeur effectue actuellement des inspections auprès de clients ayant une consommation en pointe particulièrement élevée, de manière à vérifier si les conditions d'admissibilité au tarif DT sont toujours respectées⁵³⁶.

[1007] Le Distributeur constate, par ailleurs, la tendance à l'érosion du parc biénergie et le faible potentiel de nouveaux abonnements au tarif DT. Plus de 6 000 clients ont abandonné cette option en 2014⁵³⁷.

⁵³⁵ Pièce C-OC-0007, p. 16.

⁵³⁶ Pièce B-0075, p. 107 et 108.

⁵³⁷ Pièce B-0071, diapositives 51 à 54.

[1008] Le Distributeur indique, par ailleurs, qu'il lui serait possible d'utiliser la marge de manoeuvre dont il dispose pour accroître les économies réalisées par les clients au tarif DT et qu'il a quelques pistes de solution à cet effet⁵³⁸.

[1009] Le Distributeur explique que, compte tenu du fait que ce tarif est étroitement lié au tarif D, il estime préférable d'établir une stratégie pour le tarif D, avant de proposer des modifications à la structure et au calibrage du tarif DT⁵³⁹.

[1010] L'ACEFQ considère que « *le tarif DT représente un avantage pour tout le reste de la clientèle du Distributeur* » et :

« [qu']il faut agir pour maintenir la clientèle du tarif DT dans l'intérêt de tout le monde, de tous les autres clients du Distributeur.

*[...] Hydro-Québec a présenté une estimation et puis demandé à la Régie de considérer la stratégie seulement l'an prochain, j'imagine. Alors, d'après moi, c'est trop tard, il faut agir dès maintenant »*⁵⁴⁰.

[1011] La FCEI pense qu'il faut améliorer l'attrait du tarif DT au niveau économique⁵⁴¹. Elle ajoute que le mode de contrôle actuel de la biénergie n'est plus adapté⁵⁴².

[1012] Selon la FCEI, un des problèmes dans le mode de contrôle de la biénergie est le contrôle par sonde de température, installé typiquement il y a une trentaine d'années, provoquant le déclenchement, non pas pendant les périodes de pointe réelles du réseau, mais dès -12 ou -15°C, à n'importe quel moment de la journée, souvent au milieu de la nuit, alors que le réseau n'est pas en pointe.

⁵³⁸ Pièce B-0071, diapositives 68 à 73.

⁵³⁹ Pièce B-0075, p. 108.

⁵⁴⁰ Pièce A-0055, p. 187 à 189.

⁵⁴¹ Pièce A-0055, p. 138.

⁵⁴² Pièce A-0055, p. 138 à 142.

[1013] Depuis de nombreuses années, le Distributeur indique qu'il ne peut changer cette stratégie de contrôle, notamment au motif que cela nuirait aux intérêts de l'industrie du chauffage au mazout :

« Une réduction du nombre d'heures d'effacement réduirait inévitablement l'intérêt des mazoutiers à assurer l'approvisionnement en mazout des clients biénergie et accélérerait l'érosion du parc »⁵⁴³.

[1014] La Régie constate qu'Hydro-Sherbrooke⁵⁴⁴ opère depuis plusieurs décennies la biénergie par télécontrôle. Elle constate également que le Distributeur implantera une nouvelle infrastructure de télécontrôle des chauffe-eau en période de pointe, afin de réaliser des gains de 0,6 à 0,9 kW par client. Considérant que la biénergie permet d'effacer à la pointe des puissances 10 fois plus élevées que les chauffe-eau, la Régie est d'avis que l'infrastructure déjà prévue pour les chauffe-eau générerait, à moindre coût, un impact beaucoup plus considérable que celui des chauffe-eau. Cette infrastructure devrait permettre d'offrir aux clients déjà à la biénergie une option tarifaire plus avantageuse et qui pourrait les convaincre de ne pas abandonner leur système.

[1015] La Régie demande au Distributeur de présenter dans sa proposition de nouvelle stratégie relative aux tarifs domestiques, lors de la demande tarifaire 2017-2018, une nouvelle option tarifaire de biénergie pouvant tirer profit de l'infrastructure de télécontrôle prévue pour les chauffe-eau interruptibles.

[1016] Par ailleurs, considérant que tous les clients au tarif D qui consommeront plus de 50 kW pourront potentiellement bénéficier d'un nouveau tarif D2 (voir la section 20.3), la Régie demande au Distributeur de présenter, s'il y a lieu, lors de la demande tarifaire 2017-2018, un nouveau tarif biénergie pour les clients au tarif DT qui consomment plus de 50 kW.

⁵⁴³ Pièce B-0075, p. 109.

⁵⁴⁴ Pièce B-0075, p. 108 à 111.

20.6 TARIF DISTINCT POUR LA CLIENTÈLE AGRICOLE

[1017] Le Distributeur ne retient pas l'idée d'un tarif agricole distinct. Selon lui, la clientèle agricole ne forme pas un groupe spécifique et homogène, mais s'apparente plutôt à la catégorie résidentielle.

[1018] Le Distributeur note qu'une grande part des abonnements de la clientèle agricole couvre à la fois des usages résidentiels et agricoles, et que les clients agricoles se retrouvent dans toutes les strates de consommation.

[1019] Selon le Distributeur, la clientèle agricole, dans son ensemble, ne présente pas des caractéristiques différentes, en ce qui a trait à la consommation et aux coûts, de celles de la clientèle résidentielle qui pourraient justifier l'introduction d'une tarification spécifique ou un prix plus faible de l'électricité⁵⁴⁵.

[1020] Par contre, les grandes exploitations agricoles qui ont des appels de puissance de plus de 50 kW subissent des impacts importants avec la stratégie tarifaire actuelle. Ces dernières pourraient bénéficier d'une approche mieux adaptée à leurs caractéristiques de consommation avec la création d'un tarif D2.

[1021] Selon l'UPA, le fait que certaines entreprises agricoles possèdent plus d'un compteur explique, en partie, la distribution hétérogène de la clientèle agricole. L'intervenante précise que bien qu'il y ait 40 525 abonnements agricoles aux tarifs D, G et M, il n'y a que 28 880 entreprises agricoles⁵⁴⁶.

[1022] Selon l'UPA :

« [1]a consommation moyenne de la clientèle agricole au tarif D pour l'année 2014 (38 518 kWh) est 2,2 fois plus élevée que celle du reste de la clientèle résidentielle (17 726 kWh). Ainsi la proportion de kWh de la clientèle agricole au tarif D facturés en première tranche se situe à 22 % et à 78 % en deuxième tranche, contre des proportions de 49 % en première tranche et 51 % en

⁵⁴⁵ Pièce B-0051, p. 18.

⁵⁴⁶ Pièce C-UPA-0008, p. 4 et 5.

deuxième tranche pour l'ensemble de la clientèle au tarif D » [notes de bas de page omises]⁵⁴⁷.

[1023] De plus, la consommation de la clientèle agricole est moins corrélée à la température que celle de la clientèle résidentielle. Les producteurs agricoles ont, dans l'ensemble, une moins grande variabilité de la consommation sur l'année. Cette caractéristique se traduit par un ratio hiver/été de 1,3, alors qu'il se situe entre 1,6 et 2,3 pour la clientèle résidentielle.

[1024] L'UPA souligne que parmi les 38 499 abonnements agricoles au tarif D, 1 894 se voient facturer de la puissance, soit 4,9 % des abonnements agricoles. Ces 1 894 clients agricoles représentent 37 % des clients domestiques facturés en puissance en 2014⁵⁴⁸.

[1025] L'UPA juge que le tarif D2 est inapproprié pour sa clientèle, malgré les aménagements qui pourraient y être apportés. Elle souligne qu'au sein d'une même production, les agriculteurs desservent les mêmes marchés. Ainsi, le tarif D2 créerait une distorsion entre eux, selon qu'ils consomment de la puissance au-delà de 50 kW ou non⁵⁴⁹.

[1026] L'UPA demande donc à la Régie d'ordonner au Distributeur de réaliser une véritable analyse, de concert avec l'UPA, sur la possibilité et l'opportunité de créer un tarif adapté à l'ensemble de cette clientèle.

[1027] La Régie considère qu'une quantité très importante de données en ce qui a trait aux profils et aux caractéristiques de consommation des clientèles agricoles et résidentielles a été fournie à la suite des DDR soumises au Distributeur. Les réponses de ce dernier permettent de porter un jugement éclairé quant à l'opportunité de créer ou non un tarif agricole distinct.

⁵⁴⁷ Pièce C-UPA-0008, p. 5.

⁵⁴⁸ Pièce C-UPA-0008, p. 7.

⁵⁴⁹ Pièce C-UPA-0008, p. 12.

[1028] La Régie constate que les statistiques et les caractéristiques de consommation de la clientèle agricole sont fortement influencées par la présence d'un nombre restreint de très grandes exploitations agricoles, particulièrement les 1 948 clients agricoles avec puissance facturée aux tarifs D et DM. Il convient donc d'examiner distinctement les profils de la clientèle agricole avec puissance facturée et ceux de la clientèle agricole qui demeurerait aux tarifs D et DM sans puissance facturée.

[1029] La Régie note que les 1 948 abonnements agricoles avec puissance facturée aux tarifs D et DM représentent 5,0 % des 38 781 abonnements agricoles aux tarifs domestiques. Ces derniers représentent cependant une portion plus élevée par rapport aux 28 880 entreprises agricoles. Mais surtout, les abonnements éligibles au tarif D2 représentent plus de 23 % de la consommation totale de la clientèle agricole aux tarifs domestiques⁵⁵⁰.

[1030] Pour ce qui est de la clientèle agricole dont la puissance n'est pas facturée, elle est présente dans toutes les strates de consommation d'énergie, tout comme la clientèle résidentielle. La principale différence se situe au niveau du ratio hiver/été⁵⁵¹. La Régie remarque toutefois que le ratio hiver/été pour 81 % des abonnements agricoles dont la puissance n'est pas facturée, se situe entre 1,6 et 1,8, un niveau plus faible que pour l'ensemble de la clientèle résidentielle, mais égal ou supérieur à celui des propriétaires résidentiels - autres que TAÉ⁵⁵².

[1031] La Régie partage l'avis du Distributeur à l'effet que les différences au niveau des caractéristiques et des profils de consommation de la clientèle agricole, dont la puissance n'est pas facturée et ceux de la clientèle résidentielle dont la puissance n'est pas facturée, ne sont pas suffisantes pour justifier la création d'un tarif agricole distinct.

[1032] Bien que sensible à la problématique vécue par la clientèle agricole, la Régie considère que la création d'un tarif D2 pour les clients facturés pour la puissance et la hausse du seuil de la 1^{re} tranche sur une base annuelle constituent une réponse adéquate bénéficiant à une large partie de cette clientèle agricole.

⁵⁵⁰ Pièce B-0051, p. 38.

⁵⁵¹ Pièce B-0126, p. 36.

⁵⁵² Pièce B-0071, séance de travail, phase 1 : tarifs domestiques – 1^{re} rencontre du 30 avril 2015, p. 7.

[1033] **Pour ces motifs, la Régie ne retient pas la proposition de l'UPA de créer un tarif distinct pour la clientèle agricole.**

20.7 VÉHICULES ÉLECTRIQUES

[1034] Le Distributeur prévoit des charges de 0,8 M\$ consacrées à l'électrification du transport collectif pour l'année témoin 2016⁵⁵³ :

« Les études et projets déjà entamés depuis 2012 se poursuivront en 2016. Tout comme pour les études présentement en cours, le Distributeur continuera de participer activement à titre de partenaire aux études des projets ».

[1035] Le Distributeur n'indique aucun autre élément dans sa preuve, notamment en ce qui a trait au déploiement des bornes de recharge des véhicules électriques.

[1036] SÉ-AQLPA recommande à la Régie d'examiner de façon intégrée les aspects techniques, réglementaires et tarifaires à mettre en place en vue de préparer l'arrivée des véhicules électriques⁵⁵⁴. Selon l'intervenant :

« le marché des véhicules électriques peut évoluer rapidement. Le potentiel de croissance existe et est important. Et il y a toutes les chances pour que les bornes de recharge rapides, cinquante kilowatts (50 kW) chacune, se multiplient rapidement ».

[1037] Selon SÉ-AQLPA, les enjeux dans ce dossier seront nombreux et complexes. L'impact sur le bilan en énergie serait faible mais financièrement bénéfique, compte tenu des surplus du Distributeur. L'impact sur le bilan de puissance pourrait être important et problématique.

[1038] L'intervenant considère qu'avec la multiplication des bornes, il faudra que la Régie se penche sur un tarif de bornes de recharge, avec un tarif de rachat éventuel en période de fine pointe. Il faudrait également considérer que, de facto, les bornes de

⁵⁵³ Pièce B-0026, p. 20.

⁵⁵⁴ Pièce A-0058, p. 151 à 154.

recharge privées sont une forme de revente déjà existante de l'électricité à des tiers. L'intervenant précise que :

« [p]résentement, les voitures électriques ont une pénétration d'environ un demi de un pour cent du marché. Et les experts en marketing disent qu'il faut s'en occuper dès qu'une nouvelle forme, une nouvelle innovation touche le un pour cent (1 %). Autrement dit, on est très près, c'est à peu près le bon moment pour battre le fer »⁵⁵⁵.

[1039] Bien que la tarification selon les usages doive généralement être évitée en réglementation, la Régie constate que la recharge des véhicules électriques soulève plusieurs enjeux nouveaux. Le niveau de développement du marché des véhicules électriques et des services de recharge en arrive à un stade où le traitement réglementaire des services de recharge d'électricité mérite d'être considéré, par exemple en fonction de l'existence de l'article 8.2 des CDSÉ portant sur la revente d'électricité, notamment lorsque ce service n'est pas inclus dans le coût du stationnement.

[1040] Considérant qu'une nouvelle politique énergétique est attendue de la part du gouvernement du Québec, la Régie juge qu'il est prématuré de se prononcer plus en détail sur la tarification des services de recharge dans la présente décision.

[1041] Toutefois, au niveau des approvisionnements, la Régie considère que s'il n'y a pas d'inquiétude quant à la capacité de fournir les quantités d'énergie requises pour le transport électrique, il y a cependant lieu de se préoccuper du niveau de puissance coïncidente à la pointe que pourraient représenter les véhicules électriques quand ils sont branchés au réseau. Par exemple, si les particuliers préchauffent l'habitacle de leur véhicule électrique en hiver, juste avant le départ pour le travail, s'ils le branchent à une borne publique au moment de l'arrivée au travail, puis le rebranchent le soir, dès l'arrivée à la maison, cela constitue une charge significative qui coïncide exactement avec les pointes traditionnelles de pointe du réseau par temps froid, le matin et en début de soirée.

[1042] La Régie demande au Distributeur, lors de sa demande tarifaire 2017-2018, dans le cadre de sa réflexion sur la stratégie relative aux tarifs domestiques, d'élaborer une proposition permettant de répondre aux préoccupations énoncées précédemment.

⁵⁵⁵ Pièce A-0058, p. 174 et 175.

21. HAUSSE TARIFAIRE APPROUVÉE

[1043] Compte tenu de la présente décision, la Régie approuve, pour le Distributeur, les revenus requis de 11 758,7 M\$ et les revenus additionnels requis de 65,1 M\$ pour l'année témoin 2016. Il en résulte une hausse tarifaire estimée à 0,7 % pour l'ensemble des tarifs, à l'exception du tarif L qui ne devrait connaître ni hausse ni baisse, la variation étant estimée à 0,0 %.

[1044] Le tableau suivant illustre l'estimé de la hausse tarifaire pour l'année témoin 2016.

TABLEAU 58
ESTIMÉ DE LA HAUSSE TARIFAIRE APPROUVÉE EN 2016

(en M\$)	Demande initiale	Ajustements	Mise à jour D-2015-189 (1)	Ajustements	Demande révisée (2)	Ajustements de la Régie	Reconnu
Revenus des ventes 2016 (sans hausse de tarif)	11 711,0		11 711,0	(98,2)	11 612,8	16,0	11 628,8
Rabais sur ventes - Ménages à faible revenu	(15,3)		(15,3)		(15,3)		(15,3)
Revenus autres que ventes d'électricité	174,1		174,1		174,1		174,1
Ajustement-Provision réglementaire 2015	(94,0)		(94,0)		(94,0)		(94,0)
Revenus totaux aux fins du calcul des revenus additionnels requis	11 775,8	0,0	11 775,8	(98,2)	11 677,6	16,0	11 693,6
Revenus requis							
Achats							
Achats d'électricité	6 356,3	(4,3)	6 352,0	(119,2)	6 232,8	2,3	6 235,1
Service de transport	2 783,6	45,5	2 829,1	(15,9)	2 813,2	(62,3)	2 750,9
Coûts de distribution et SALC							
Charges d'exploitation	1 260,5	11,0	1 271,5	(20,3)	1 251,2	(30,0)	1 221,2
Autres charges	788,1	8,5	796,6	(16,4)	780,2	6,5	786,7
Frais corporatifs	30,1	0,5	30,6	0,0	30,6	0,0	30,6
Rendement de la base de tarification	751,7	1,3	753,0	(11,9)	741,1	(6,9)	734,2
	11 970,3	62,5	12 032,8	(183,7)	11 849,1	(90,4)	11 758,7
Revenus additionnels requis 2016	194,5	62,5	257,0	(85,5)	171,5	(106,4)	65,1
Revenus des ventes avant hausse							
Excluant les contrats spéciaux	10 811,9	0,0	10 811,9	(34,7)	10 777,2	16,0	10 793,2
Excluant les contrats spéciaux et le tarif L	9 428,1	0,0	9 428,1	(16,8)	9 411,3	16,0	9 427,3
Hausse demandée							
Clientèle au tarif L	1,2 %		1,8 %		1,0 %		
Autres clientèles	1,9 %		2,5 %		1,7 %		
Hausse requise estimée							
Clientèle au tarif L							0,0 %
Autres clientèles							0,7 %
Provision réglementaire estimée (à considérer dans l'année suivante)							22

Sources : Pièce B-0011, p. 5; pièce B-0128, p. 7 et pièce B-0145, p. 3.

Note 1 : Mise à jour en suivi de la décision D-2015-189 relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP.

Note 2 : Mise à jour de certains paramètres en audience, incluant la mise à jour en suivi de la décision D-2015-189.

[1045] Selon les estimations de la Régie, la hausse tarifaire approuvée fait en sorte que le client résidentiel chauffé tout-à-l'électricité, dont la consommation moyenne est de 19 463 kWh/an⁵⁵⁶, verra sa facture annuelle augmenter d'environ 11 \$.

[1046] **La Régie demande au Distributeur de déposer, au plus tard le 16 mars 2016, à 11 h, les documents suivants :**

- **les revenus additionnels requis et la hausse tarifaire au 1^{er} avril 2016, selon le format des pièces B-0011⁵⁵⁷ et B-0145⁵⁵⁸;**
- **le calcul de la provision réglementaire 2016;**
- **une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues à la présente décision, selon le format de la pièce B-0052;**
- **l'étude de la répartition du coût de service par catégorie tarifaire tenant compte de la présente décision, telle que présentée à la pièce B-0046;**
- **les ratios d'interfinancement tenant compte de la présente décision, tels que présentés au tableau 1 de la pièce B-0051, page 6;**
- **les modifications apportées au texte des *Tarifs d'électricité* pour tenir compte de la présente décision, selon le format des pièces B-0225⁵⁵⁹, B-0226 et B-0227 du dossier R-3905-2014 Phase 1;**
- **un nouveau texte, dans ses versions française et anglaise, des *Tarifs d'électricité*, conforme aux exigences contenues aux diverses sections de la présente décision.**

22. FINANCEMENT DES INTERVENANTS HORS AUDIENCE

[1047] La FCEI propose l'adoption par la Régie d'un mécanisme souple permettant aux intervenants qui discutent de divers enjeux avec le Distributeur, hors du cadre des audiences, d'obtenir un financement adéquat et raisonnable pour permettre l'embauche de consultants. Elle demande qu'un financement annuel, normé et limité à 10 000 \$, soit prévu aux fins de ces représentations hors audience.

⁵⁵⁶ Pièce B-0051, p. 10, tableau 4.

⁵⁵⁷ Page 5.

⁵⁵⁸ Page 3.

⁵⁵⁹ Pages 23 et 24.

[1048] L'intervenante est d'avis qu'un tel mécanisme respecterait l'esprit de l'article 36 de la Loi qui prévoit que la Régie « *peut ordonner au transporteur d'électricité ou à tout distributeur d'électricité ou de gaz naturel de verser, tout ou partie des frais, y compris des frais d'experts, aux personnes dont elle juge la participation utile à ses délibérations* ».

[1049] La FCEI soumet que les interventions hors audience doivent être considérées comme partie intégrante des interventions qui satisfont aux critères d'examen d'une demande de paiement de frais en vertu des articles 15 et 16 du *Guide de paiement des frais 2012*. Elle affirme que ces interventions sont d'autant plus utiles qu'elles permettent de régler des problèmes plus rapidement et d'éviter de prolonger la durée des audiences.

[1050] Le Distributeur juge qu'il est souhaitable de dialoguer avec les représentants des intervenants de façon informelle, sur des enjeux qui les préoccupent. Il convient que ces consultations soient bénéfiques à la compréhension réciproque des enjeux et qu'elles constituent une bonne approche d'allégement réglementaire. Il est cependant d'avis que ces consultations ne devraient pas faire l'objet d'un financement.

[1051] Bien que la Régie demeure favorable aux rencontres en amont du déroulement du processus réglementaire et qu'elle considère que ces rencontres peuvent favoriser le bon déroulement des dossiers, elle est cependant d'avis qu'en vertu de l'article 36 de la Loi, elle n'a pas le pouvoir d'ordonner au Distributeur de rembourser les frais encourus pour ces consultations en dehors des dossiers réglementaires.

[1052] Pour ces motifs, la Régie rejette la demande de financement hors audience de la FCEI.

[1053] Pour ces motifs,

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la demande du Distributeur;

APPROUVE la demande du Distributeur de disposer intégralement les soldes des comptes de *pass-on* 2013 et 2014, totalisant 247,7 M\$, dans les revenus requis 2016;

ACCUEILLE partiellement la demande du Distributeur de disposer intégralement le solde du compte de nivellement pour les aléas climatiques 2015 dans les revenus requis 2016 et **DEMANDE** au Distributeur d'inclure, exceptionnellement, un montant créditeur de 167,9 M\$ dans les revenus requis 2016;

APPROUVE le traitement comptable des coûts associés à l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd en période de pointe;

AUTORISE, jusqu'à concurrence d'un montant de 529,2 M\$, les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs de moins de 10 M\$ destinés à la distribution d'électricité et pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*⁵⁶⁰;

APPROUVE un budget total en 2016 de 130,0 M\$ pour les interventions en efficacité énergétique;

DÉTERMINE un taux de rendement de 6,949 % de la base de tarification 2016 du Distributeur, incluant un taux de rendement des capitaux propres de 8,2 % et un coût moyen de la dette de 6,276 %;

AUTORISE l'utilisation d'un coût en capital prospectif de 5,248 %;

RÉSERVE sa décision finale quant à la base de tarification, la détermination des montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assurer la prestation de service, les revenus requis et les revenus additionnels requis pour l'année témoin 2016 ainsi que la modification des tarifs applicables au 1^{er} avril 2016, jusqu'à ce qu'elle reçoive du Distributeur, au plus tard le **16 mars 2016, à 11 h**, les informations requises par la présente décision;

MODIFIE les *Tarifs d'électricité*, tel qu'indiqué dans la présente décision;

⁵⁶⁰ RLRQ, c. R-6.01, r. 2.

ORDONNE au Distributeur de déposer, au plus tard le **16 mars 2016, à 11 h**, une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues dans la présente décision, dans le même format que celui de la pièce B-0052;

ORDONNE au Distributeur de mettre à jour le texte des *Tarifs d'électricité* et de déposer ce document, dans ses versions française et anglaise, pour approbation, au plus tard le **16 mars 2016, à 11 h**;

ACCEPTTE les orientations à l'égard de la stratégie tarifaire relative aux tarifs domestiques proposées par le Distributeur, sous réserve des ajustements présentés à la section 20 de la présente décision;

ORDONNE au Distributeur de se conformer à chacune des ordonnances, demandes, prescriptions et conditions énoncées dans la présente décision, dans les délais fixés.

Louise Pelletier
Régisseur

Louise Rozon
Régisseur

Bernard Houle
Régisseur

Représentants :

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ) représentée par M^e Denis Falardeau;

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ) représenté par M^e Pierre Pelletier;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI) représentée par M^e André Turmel;

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ) représenté par M^e Geneviève Paquet;

Hydro-Québec représentée par M^e Éric Fraser;

Option consommateurs (OC) représentée par M^e Éric David;

Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Prunelle Thibault-Bédard;

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;

Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Hélène Sicard;

Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Marc-André LeChasseur et M^e Martine Burelle;

Union des producteurs agricoles (UPA) représentée par M^e Marie-Andrée Hotte.

Pièce P-3

EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

TABLE DES MATIÈRES

1. CONTEXTE D’AFFAIRES	5
2. INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	5
2.1. Aperçu 2016.....	5
3. INTERVENTIONS DE 2017	6
3.1. Économies d’énergie	7
3.1.1. <i>Marché Résidentiel</i>	7
3.1.2. <i>Marché Affaires</i>	10
3.1.3. <i>Impact en puissance des interventions en économie d’énergie</i>	12
3.2. Gestion de la demande en puissance.....	12
3.3. Innovations technologiques et commerciales	14
3.4. Réseaux autonomes	14
4. ANALYSES ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRES	16
4.1. Analyses économiques	16
4.1.1. <i>Analyse de sensibilité</i>	18
4.2. Analyse financière.....	19
4.2.1. <i>Impact sur le coût de service</i>	19
ANNEXE A : BUDGET ET IMPACT ÉNERGÉTIQUE	21
ANNEXE B : HYPOTHÈSES DE CALCUL	27
ANNEXE C : ANALYSES ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRE TABLEAUX SUPPLÉMENTAIRES	31
ANNEXE D : SUIVI DES DEMANDES DE LA RÉGIE	37
ANNEXE E : BALISAGE SUR LES TARIFS ET PROGRAMMES DE CONTRÔLE DIRECT DE LA CHARGE AU CANADA ET AUX ÉTATS-UNIS.....	43

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Résultats anticipés pour 2016.....	6
Tableau 2 : Répartition du budget 2017	7
Tableau 3 : Budgets et objectifs 2017 – Marché Résidentiel	8
Tableau 4 : Budgets et objectifs 2017 – Marché Affaires.....	11
Tableau 5 : Budgets et objectifs 2017 – Gestion de la demande en puissance.....	12
Tableau 6 : Résultats des analyses économiques	17
Tableau 7 : Résultats des analyses économiques – Gestion de la demande en puissance	18
Tableau 8 : Résultats des analyses de sensibilité.....	19
Tableau 9 : Analyse financière Impact net du budget 2017 sur les tarifs du Distributeur par marchés	19
Tableau 10 : Impact en 2017 des dépenses de mise en œuvre sur le coût de service du Distributeur.....	20
Tableau A-1 : Budgets annuels	23
Tableau A-2 : Budgets totaux.....	24
Tableau A-3 : Impacts énergétiques	25
Tableau B-1 : Hypothèses de calcul 2017.....	29

Tableau C-1 : Analyses économiques (M\$ actualisés de 2017).....	33
Tableau C-2 : Analyses économiques (¢/kWh actualisés de 2017).....	34
Tableau C-3 : Analyses économiques – Gestion de la demande en puissance (\$/kW-hiver actualisés de 2017).....	35
Tableau C-4 : Impact net sur les tarifs du Distributeur.....	36

1. CONTEXTE D'AFFAIRES

1 Les économies d'énergie cumulées au terme du PGEÉ se sont établies à 8,8 TWh à la fin de
2 l'année 2015, soit 10 % au-delà de l'objectif de 8 TWh, avec des dépenses totalisant
3 1,7 milliard de dollars.

4 L'année 2016 marque le début de la période post PGEÉ. Pour l'efficacité énergétique, cette
5 période s'inscrit dans le contexte de la nouvelle *Politique énergétique 2030* du gouvernement
6 du Québec et du *Plan stratégique 2016-2020* d'Hydro-Québec. Dans ce dernier, l'entreprise
7 indique disposer de suffisamment d'énergie mais devoir répondre à des besoins en
8 puissance additionnelle en période de pointe.

9 Dans ce contexte, les stratégies d'interventions énoncées dans le *Plan d'approvisionnement*
10 *2014-2023* du Distributeur et son état d'avancement 2015 sont toujours pertinentes,
11 notamment les initiatives promotionnelles liées à la sensibilisation, la mise en œuvre
12 d'interventions en gestion de la demande en puissance, la bonification de certaines
13 interventions auprès des grands clients industriels et l'optimisation de l'offre aux ménages à
14 faible revenu (MFR).

15 En 2017, le Distributeur poursuit ses efforts et prévoit allouer 115 M\$ à la mise en œuvre de
16 ses interventions en efficacité énergétique. Ses efforts se traduiront par des économies
17 d'énergie globales d'environ 430 GWh et l'ajout de 165 MW en moyens de gestion de la
18 demande.

2. INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

2.1. Aperçu 2016

19 Les efforts de 2016 devraient se traduire par des économies d'énergie d'environ 460 GWh.
20 Les dépenses reliées à ces économies totaliseront près de 100 M\$, un montant inférieur de
21 30 M\$ à celui approuvé par la Régie dans sa décision D-2016-033. Le tableau 1 présente les
22 résultats anticipés pour 2016.

**TABLEAU 1 :
RÉSULTATS ANTICIPÉS POUR 2016¹**

Programmes et activités du Distributeur	D-2016-033		Résultats anticipés		Écart	
	Budget TOTAL (M\$)	Économies d'énergie (GWh)	Budget TOTAL (M\$)	Économies d'énergie (GWh)	Budget TOTAL (M\$)	Économies d'énergie (GWh)
Marché Résidentiel	25	156	25	156	-	-
Marché Affaires - Commercial et institutionnel	28	166	28	166	-	-
Marché Affaires - Industriel	24	136	24	136	-	-
Réseaux autonomes	5	2	5	2	-	-
Innovations technologiques et commerciales	9	1	9	1	-	-
Activités communes	9	-	8	-	(1)	-
Sous-total - M\$ et GWh	100	461	99	461	(1)	-
Gestion de la demande en puissance - M\$ et MW	30	113	6	43	(25)	(70)
TOTAL - Interventions du Distributeur	130		104		(26)	(70)

¹ Le total et les sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison de l'arrondissement.

- 1 L'écart de budget découle essentiellement du report du programme *Charges interruptibles résidentielles – chauffe-eau* au marché Résidentiel.
- 2

3. INTERVENTIONS DE 2017

3 En 2017, le Distributeur poursuivra sa stratégie d'intervention dans tous les segments de
 4 marché. À cet égard, l'optimisation des programmes existants par une approche intégrée et
 5 les initiatives promotionnelles visant à développer une culture de l'efficacité énergétique sont
 6 bien engagées.

7 Les priorités du Distributeur au marché Résidentiel demeurent la sensibilisation et les
 8 changements de comportement.

9 Au marché Affaires, le Distributeur privilégie l'accompagnement de la clientèle dans ses
 10 démarches d'optimisation de la gestion de l'énergie et d'implantation de produits efficaces.

11 Les budgets consacrés aux interventions en efficacité énergétique pour l'année 2017 sont
 12 présentés au tableau 2.

**TABLEAU 2 :
RÉPARTITION DU BUDGET 2017**

	M \$
Marché Résidentiel	20
Marché Affaires - Commercial et institutionnel	22
Marché Affaires - Industriel	18
Gestion de la demande en puissance	29
Réseaux autonomes	9
Innovations technologiques et commerciales	9
Activités communes	8
	115

3.1. Économies d'énergie

1 Plusieurs activités entreprises par le Distributeur participent à sa stratégie de transformation
2 de marché, notamment par leur contribution à l'évolution des normes et de la réglementation,
3 par le développement et le soutien des labels éconergétiques, par le déploiement des
4 programmes de formation et de sensibilisation, et par la recherche et l'appui à des projets de
5 démonstration.

6 Le Distributeur poursuit cette stratégie de transformation de marché dans les divers
7 segments de marché. Parallèlement, il réalise les études afin de quantifier sa contribution à
8 la transformation du marché des thermostats électroniques et de l'éclairage Affaires au-delà
9 des impacts énergétiques directement attribuables à ses programmes d'économies
10 d'énergie.

3.1.1. *Marché Résidentiel*

11 Le Distributeur propose de nouvelles approches dans le but de sensibiliser les clients à
12 l'adoption de comportements éconergétiques et de promouvoir des produits efficaces. Ces
13 nouvelles approches visent à motiver les clients à en faire plus à cet égard, à diffuser de
14 l'information et encourager les clients à développer de bons réflexes en matière d'efficacité
15 énergétique, de même qu'à faire connaître les bénéfices individuels et collectifs liés à
16 l'efficacité énergétique. La campagne *Les bons réflexes*, amorcée en 2015, et le site
17 *Mieux consommer* constituent les principaux moyens mis de l'avant par le Distributeur dans
18 la concrétisation de ces approches.

19 Les budgets consacrés aux interventions en efficacité énergétique pour l'année 2017 sont
20 présentés au tableau 3.

**TABLEAU 3 :
BUDGETS ET OBJECTIFS 2017 – MARCHÉ RÉSIDENTIEL**

	2017	
	M \$	GWh
Marché Résidentiel		
Sensibilisation Mieux consommer	6	88
Programmes spécifiques Mieux consommer	7	45
Offre Ménages à faible revenu	8	5
	20	138

Sensibilisation Mieux consommer

1 En 2016, le Distributeur consolide ses activités de sensibilisation en efficacité énergétique.
2 Les interventions du Distributeur informent la population et visent l'adoption de bons
3 comportements et l'achat de produits éconergétiques.

4 La refonte du site *Mieux consommer* a permis d'actualiser les contenus afin de mieux
5 informer et accompagner les clients. Ceux-ci y trouvent des conseils pratiques et peu
6 coûteux permettant de réduire leur consommation d'électricité, des informations sur les
7 produits éconergétiques et des outils pour gérer leur consommation. Dès l'automne 2016, les
8 clients seront invités à visiter le site à divers moments clés pour eux. Le Distributeur souhaite
9 que celui-ci devienne une référence pour les clients en matière d'efficacité énergétique.

10 Le Distributeur poursuivra sa campagne *Les bons réflexes*, laquelle vise à encourager
11 l'adoption au quotidien des petits gestes simples qui ont des impacts individuels et collectifs
12 importants. En 2017, il mettra sur pied de nouvelles activités, davantage axées sur les
13 interactions avec les clients.

14 Depuis septembre 2015, une nouvelle trousse éducative 00 Watt au contenu modernisé est
15 offerte aux élèves du 3^e cycle du primaire. Le Distributeur a doublé le nombre de valises en
16 circulation, permettant la sensibilisation à l'économie d'énergie de près de 18 000 élèves et
17 de leur famille en 2016. En 2017, le Distributeur compte rejoindre les élèves de niveau
18 secondaire avec un concept adapté à cette clientèle.

Espace Clients – Consommation

19 Le Distributeur prévoit qu'avant la fin de 2016, les clients auront la possibilité de suivre leur
20 consommation d'électricité quotidienne sur l'*Espace clients*.

21 Ce site offre déjà aux clients l'occasion de compléter le *Diagnostic Mieux consommer* ou le
22 *Comparez-vous*, ce qui leur permet de mieux comprendre et réduire leur consommation.
23 Certains outils mis à leur disposition devraient faire l'objet d'améliorations au cours de 2017.

24 Le Distributeur prévoit un budget de 6 M\$ pour la poursuite des initiatives de sensibilisation
25 en 2017.

Programmes spécifiques Mieux consommer

Éclairage

1 Pour l'année 2017, la sensibilisation aux produits d'éclairage efficaces se poursuit à travers
2 les différentes plateformes déployées par le Distributeur dans le cadre de ses activités de
3 sensibilisation *Mieux Consommer*.

Produits économiseurs d'eau et d'énergie

4 En 2016, le Distributeur a modifié son offre afin de la rendre plus performante et plus flexible.
5 Cette offre bonifiée permet au client de choisir la composition de sa trousse parmi un éventail
6 de produits économiseurs d'eau. Le site Web transactionnel a été optimisé afin de faciliter
7 l'achat des trousse par la clientèle et par les municipalités. L'impact immédiat qu'ont eu ces
8 changements sur la participation des municipalités confirme qu'ils répondent adéquatement
9 aux attentes du marché.

10 En lien avec la stratégie de transformation de marché du Distributeur, les produits offerts
11 dans le cadre de ce programme sont désormais homologués WaterSense®.

12 En 2017, le Distributeur poursuivra ses démarches commerciales afin d'augmenter la
13 notoriété et la visibilité du programme.

Offre intégrée en nouvelle construction (Maisons efficaces)

14 En 2016, des efforts accrus ont été déployés afin d'augmenter la notoriété du programme.
15 Toutefois, une étude réalisée au cours de l'année auprès des constructeurs et des
16 consommateurs démontre que le programme suscite un intérêt limité. Les mesures qu'il
17 propose, notamment les thermostats électroniques et les ampoules à DEL, sont désormais
18 courantes pour de nombreux constructeurs.

19 Le Distributeur poursuivra son analyse des opportunités de marché découlant des
20 technologies novatrices afin de faire évoluer son offre en 2017.

Piscines efficaces

21 En 2016, le Distributeur a adopté une approche de sensibilisation davantage axée sur le
22 client. Cette approche permet de l'accompagner dans ses choix de produits éconergétiques
23 pour piscines et l'aide à optimiser son utilisation de ces produits. Elle met l'accent sur des
24 conseils d'achat et d'utilisation des pompes efficaces, un produit moins connu des
25 consommateurs.

26 Le Distributeur conserve cette approche pour l'année 2017.

Fenêtres et portes-fenêtres

27 Le programme Fenêtres et portes-fenêtres se poursuit sans modification en 2017.

Fenestration éconergétique – multilogements

1 La notoriété de ce programme a connu une nette progression en 2015 par rapport à 2014. Le
2 Distributeur a poursuivi en 2016 sa sensibilisation auprès des propriétaires d'immeubles
3 multilocatifs privés afin de positionner la fenêtre éconergétique comme une option de
4 remplacement avantageuse pour ce segment d'acheteurs. L'offre prend fin en
5 décembre 2016.

Offre aux ménages à faible revenu

6 En 2016, le Distributeur, le BEIÉ et les intervenants du milieu ont poursuivi leurs efforts pour
7 la mise en place d'un projet pilote de centre d'accompagnement. Ce centre vise à favoriser
8 l'accès de la clientèle à faible revenu à une offre intégrée spécifiquement adaptée à ses
9 besoins.

10 Dans le cadre de ce projet pilote, les principales mesures en efficacité énergétique
11 proposées par le centre sont le calfeutrage, l'installation de thermostats électroniques,
12 d'ampoules DEL et de produits économiseurs d'eau et d'énergie, le remplacement de
13 réfrigérateurs énergivores ainsi qu'un volet éducatif en matière de comportements
14 éconergétiques. Les mesures en efficacité énergétique sont offertes conjointement par le
15 BEIÉ et le Distributeur et couvrent l'ensemble des besoins de la clientèle.

16 Pour sa part, le programme *Rénovation énergétique MFR*, offert depuis 2006, poursuit ses
17 activités en 2017.

18 Les autres mesures visant à soutenir les ménages à faible revenu sont présentées à la pièce
19 HQD-15, document 1.

3.1.2. Marché Affaires

20 Le Distributeur prévoit atteindre ses objectifs de 2016 au marché Affaires, avec des gains
21 anticipés de près de 300 GWh et un budget d'environ 52 M\$.

22 Pour 2017, les interventions à ce marché devraient générer des économies d'énergie
23 d'environ 286 GWh et le Distributeur prévoit y consacrer un budget de 40 M\$.

24 Le Distributeur poursuit ses efforts de sensibilisation aux produits efficaces. Il continue
25 également d'accompagner les clients dans l'amélioration continue de leur utilisation de
26 l'énergie électrique et à les sensibiliser aux bonnes pratiques en matière de conception de
27 bâtiments.

28 Le tableau 4 présente les budgets et les économies d'énergie prévus en 2017 pour ce
29 marché.

**TABLEAU 4 :
BUDGETS ET OBJECTIFS 2017 – MARCHÉ AFFAIRES**

	2017	
	M \$	GWh
Marché Affaires		
Commercial et institutionnel	22	151
OIEÉB	19	141
Autres programmes	3	10
Industriel	18	135
OIEÉSI - Petites et moyennes entreprises	9	58
OIEÉSI - Grandes industries	9	77
	40	286

1 Comme mentionné dans le dossier R-3933-2015¹, le Distributeur prévoit maintenir son offre
 2 de programmes d'aide à la mise en œuvre de projets en économies d'énergie au marché
 3 Affaires à un niveau relativement stable. L'approche offerte est particulièrement appréciée
 4 des clients et partenaires du marché Affaires.

Produits efficaces

5 Comme prévu, le Distributeur a mis fin au volet *Éclairage public* le 31 mars 2015 pour le
 6 réseau intégré. Les règles de transition prévoient un délai de 24 mois pour les clients qui
 7 n'auraient pas terminé leurs projets à cette date.

8 Le volet *Produits agricoles* du programme *Produits efficaces* se poursuit en 2016 avec de
 9 nouveaux produits, tels que les pompes à vide et pompes à lait à vitesse variable. En 2017,
 10 le programme se poursuivra sans modifications majeures.

Offres intégrées en efficacité énergétique pour les bâtiments et les systèmes industriels (OIEÉB et OIEÉSI)

11 Dans le cadre du volet *Système de gestion de l'énergie électrique* de son programme
 12 *OIEÉSI*, le Distributeur poursuit ses efforts d'accompagnement des entreprises industrielles
 13 dans un changement de culture vers l'amélioration continue en énergie inspirée de la norme
 14 ISO 50 001, comme annoncé au dossier R-3933-2015².

15 En 2016 et 2017, les programmes *OIEÉB* et *OIEÉSI* se poursuivront sans modifications
 16 majeures. Ils font régulièrement l'objet de mises à niveau, notamment des outils, des
 17 processus et des appuis financiers afin de refléter l'évolution des standards de marché.

¹ Pièce HQD-10, document 1 (B-0042), section 3.1.2.

² Ibidem.

3.1.3. Impact en puissance des interventions en économie d'énergie

1 Les interventions en économies d'énergie de 2017 devraient se traduire par une réduction de
2 60 MW des besoins en puissance à l'hiver 2017-2018.

3.2. Gestion de la demande en puissance

3 Le budget anticipé pour 2016 s'élève à 6 M\$. Au total, 43 MW seront ajoutés à l'hiver
4 2016-2017. L'écart à la baisse de 70 MW et de 25 M\$ par rapport à ce qui était prévu au
5 dossier R-3933-2015 s'explique par le report de l'appel d'offres pour le programme *Charges*
6 *interruptibles résidentielles*.

7 Le Distributeur prévoit consacrer un peu plus de 29 M\$ à ses programmes en 2017 et ajouter
8 166 MW à ses moyens de gestion de la demande en puissance à l'hiver 2017-2018.

9 Le tableau 5 présente les budgets et la puissance ajoutée aux moyens de gestion du
10 Distributeur pour l'hiver 2017.

**TABLEAU 5 :
BUDGETS ET OBJECTIFS 2017 – GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE**

	2017	
	M \$	MW (bruts)
Gestion de la demande en puissance		
Chauffe-eau 3 éléments	2	3
Sensibilisation et biénergie	1	-
Charges interruptibles résidentielle - Chauffe-eau	26	83
Charges interruptibles - Bâtiments CI ⁽¹⁾	0	80
	29	166

¹ En raison des arrondis, un montant inférieur à 1 M\$ affiche 0.

Charges interruptibles résidentielles

11 Le Distributeur poursuit des discussions avec les parties prenantes au dossier dont le
12 support est jugé important au succès du programme *Charges interruptibles résidentielles –*
13 *Chauffe-eau*. Aucune entente n'étant encore intervenue, le lancement de l'appel d'offres pour
14 le programme a été reporté à une date ultérieure. Conséquemment, au moment de déposer
15 le présent dossier, le Distributeur considère le lancement du programme en 2016 peu
16 probable.

17 Dès l'hiver 2016-2017, le Distributeur démarrera un projet pilote de chauffage interruptible
18 pour le marché Résidentiel. Ce projet, qui s'échelonnnera sur deux ans, vise dans un premier
19 temps les systèmes centraux. Son principal objectif est de mesurer les gains énergétiques
20 de ce type d'intervention.

Biénergie

1 Le Distributeur réalisera un projet pilote auprès d'un nombre limité de clients au cours de
2 l'hiver 2016-2017 afin d'évaluer la faisabilité technique de télécommander les systèmes de
3 chauffage biénergie.

Sensibilisation à la pointe hivernale

4 Au cours de l'hiver 2015-2016 et pour une quatrième année consécutive, le Distributeur a
5 réalisé une campagne de sensibilisation à la pointe hivernale. Le thème de la campagne était
6 « Par grand froid, on répartit sa consommation d'électricité ». Le Distributeur a dû ajuster son
7 message en fonction de la température, qui a été au-dessus des normales saisonnières
8 durant l'hiver 2016.

9 Pour l'hiver 2016-2017, le Distributeur entend poursuivre ses activités de sensibilisation à la
10 pointe hivernale en favorisant l'intégration de plateformes de communication plus
11 interactives. Cette stratégie de sensibilisation se poursuivra pour l'hiver 2017-2018.

Chauffe-eau à trois éléments

12 À la suite de discussions avec des intervenants du marché, le Distributeur a effectué un
13 sondage auprès des clients afin d'identifier les causes sous-jacentes à la stabilité des ventes
14 depuis 2014 malgré des efforts de promotion soutenus. La bonification du programme à
15 l'intention des installateurs est donc reportée à l'automne 2016 et se poursuivra en 2017. Le
16 Distributeur prévoit un budget de 2 M\$ et des impacts additionnels sur la demande en
17 puissance de 2,5 MW.

Charges interruptibles – Bâtiments d'Hydro-Québec

18 L'automatisation des stratégies de contrôle des bâtiments d'Hydro-Québec réalisée à ce jour
19 a permis un effacement d'environ 15 MW à l'hiver 2015-2016, dont 7 MW à la fin de 2015. La
20 contribution prévue du programme aux moyens de gestion de la demande du Distributeur est
21 de 15 MW pour les hivers 2016-2017 et 2017-2018.

Programme Charges interruptibles – Bâtiments CI

22 L'objectif initial du projet pilote, fixé à 10 MW pour l'hiver 2015-2016, a été largement
23 dépassé, avec un résultat final de 25 MW. Ces résultats ont été réalisés grâce à la
24 participation de 43 clients, représentant un parc d'environ 180 bâtiments.

25 Aussi, le Distributeur a déployé une nouvelle offre commerciale en gestion de la demande en
26 puissance le 1^{er} avril 2016. Cette offre cible les bâtiments des secteurs commercial et
27 institutionnel, de même que les bâtiments du marché industriel de petite et moyenne
28 puissances. L'offre comprend une compensation financière qui sera versée aux clients sur la
29 base de la puissance réduite en période de pointe.

30 Le Distributeur prévoit atteindre son objectif pour ce programme en ajoutant 40 MW à l'hiver
31 2016-2017. Pour l'année 2017, l'objectif du programme est de 80 MW, portant à 150 MW la

1 contribution de ce programme aux moyens de gestion de la demande en puissance à l'hiver
2 2017-2018.

3.3. Innovations technologiques et commerciales

3 En 2016, les travaux sur l'optimisation de la consommation électrique et la gestion de la
4 demande en puissance, tant au marché Résidentiel qu'Affaires, se sont poursuivis. Par
5 exemple, au marché Résidentiel, le Distributeur a évalué une technologie de thermostats
6 communicants pour la gestion des plinthes électriques. Au marché Affaires, il évalue les
7 gains en énergie et en puissance d'un projet d'éclairage urbain intelligent avec la ville de
8 Shawinigan.

9 Le budget 2017 consacré à l'innovation s'élève à 9 M\$, soit un montant équivalent à celui
10 des années antérieures. Ce budget est consacré à la poursuite des projets du LTÉ selon les
11 grands axes mentionnés précédemment, de même qu'à l'activité *Démonstration*
12 *technologique et commerciale*, laquelle a pour objectif de soutenir les projets des clients et
13 partenaires visant la démonstration en matière d'efficacité énergétique. Le Distributeur suivra
14 avec attention les nouvelles opportunités technologiques offertes par l'approvisionnement
15 auprès des clients.

3.4. Réseaux autonomes

16 Le Distributeur continuera de favoriser des approches de sensibilisation et d'offres intégrées
17 en intensifiant ses efforts en efficacité énergétique afin de limiter la croissance de la
18 demande d'électricité, et ce, dans tous les territoires des réseaux autonomes. Le budget
19 demandé en 2017 pour les réseaux autonomes s'élève à 9 M\$, pour des économies
20 d'énergie de 8 GWh.

21 Un sondage réalisé en 2016 révèle que les objectifs de la campagne de sensibilisation à la
22 pointe hivernale ont été atteints. Plus des deux tiers des répondants exposés à la campagne
23 répondaient être :

- 24 • sensibilisés à l'importance de mieux consommer l'électricité en période hivernale ;
- 25 • incités à modifier certains comportements afin de mieux consommer l'électricité en
26 période hivernale.

27 L'abaissement de la température et le report de l'utilisation de la sècheuse s'avèrent être les
28 comportements adoptés à la suite de la campagne par plus de quatre répondants sur dix.

29 En 2017, le Distributeur poursuivra ses campagnes de sensibilisation à la pointe hivernale
30 pour tous les réseaux autonomes.

Nunavik

31 Le Distributeur a mis sur pied un comité de liaison avec les intervenants du Nunavik
32 représentés par l'Administration régionale Kativik, la Société Makivik et l'Office municipal
33 d'habitation Kativik. L'objectif du comité est d'assurer la concertation des diverses

1 interventions encourageant la population à mieux utiliser l'électricité et d'accueillir les
2 préoccupations du milieu local quant aux moyens utilisés dans le cadre des interventions en
3 efficacité énergétique du Distributeur.

4 Depuis l'été 2016, des messages de sensibilisation sont communiqués à la population du
5 Nunavik afin de l'encourager à intégrer des mesures d'économie d'énergie au quotidien afin
6 de diminuer sa consommation d'énergie. La campagne se poursuivra à l'automne et
7 s'accentuera durant la période hivernale. Plusieurs moyens de communication seront
8 utilisés, dont :

- 9 • une campagne média à la radio ;
- 10 • une page Facebook ;
- 11 • des contenus Web en Inuktituk accessibles à travers les sites des partenaires ;
- 12 • des affiches dans les lieux publics ;
- 13 • un dépliant distribué par la poste à l'ensemble de la population.

14 Le Distributeur reprendra cette campagne en 2017.

15 Les villages de Kuujuarapik, Salluit et Umiujaq ont été ciblés pour le déploiement à
16 l'automne 2016 d'un projet pilote de minuteriers pour chauffe-moteur. Le projet pilote a pour
17 objectifs de tester différents modèles de minuteriers, d'évaluer le gain unitaire de cette
18 mesure et d'en valider la durée de vie. Il permettra aussi d'identifier les facteurs de succès
19 permettant de favoriser l'adoption de cette mesure par divers types de clientèles. Le
20 Distributeur vise la participation de 50 ménages dans chaque village. Si les résultats sont
21 concluants, le Distributeur procédera au déploiement d'une offre commerciale dès 2017 pour
22 cette mesure.

23 La trousse éducative offerte aux élèves du 3^e cycle du primaire sera de nouveau déployée
24 en 2017.

25 Le Distributeur débutera à l'automne 2016 un projet pilote d'éclairage efficace pour les
26 clientèles commerciale et institutionnelle. L'objectif du projet pilote est de réaliser un
27 inventaire des produits d'éclairage installés dans un échantillon de bâtiments types. La
28 diversité de bâtiments et de vocations présentes à Kuujuaq en font l'endroit tout désigné
29 pour la réalisation du projet pilote. L'information colligée durant ce projet permettra au
30 Distributeur d'adapter son programme à la réalité des clients commerciaux et institutionnels
31 du Nunavik.

32 Le Distributeur poursuit ses discussions avec certains clients Affaires pour la réalisation du
33 projet pilote de génératrices d'urgence à l'hiver 2016-2017.

Îles-de-la-Madeleine (IDL M)

34 Au cours de 2016, le Distributeur a poursuivi l'élaboration de son offre intégrée d'isolation
35 des entretoits, d'installation de trousse de produits économiseurs d'eau et d'énergie et de
36 remplacement d'ampoules extérieures à DEL. Le Distributeur a procédé à une période de

1 test avec un nombre restreint de clients et le lancement du programme a eu lieu au mois de
2 juin. Ce dernier se poursuivra en 2017.

3 À ce jour, 230 clients ont adhéré au volet propane du *Programme d'utilisation efficace de*
4 *l'énergie* (PUEÉ), principalement pour du chauffage d'appoint. En 2016, selon les
5 conclusions qu'il tirera des analyses économiques en cours, le volet propane pourrait
6 également être offert à la clientèle Affaires.

Schefferville

7 En 2016, le Distributeur a complété son offre intégrée résidentielle pour des produits
8 économiseurs d'eau et d'énergie et pour l'installation d'ampoules extérieures à DEL. En
9 2017, le Distributeur évaluera l'opportunité d'effectuer l'isolation des entretoits pour la
10 clientèle Affaires.

Haute-Mauricie

11 En 2016, le Distributeur a complété son intervention d'isolation des entretoits au marché
12 Résidentiel. Des trousse de produits économiseurs d'eau et d'énergie ont également été
13 distribuées à l'ensemble de la population.

14 En 2017, si les résultats des audits énergétiques sont concluants, le Distributeur procédera à
15 un appel d'offres pour l'isolation des entretoits de la clientèle Affaires.

Basse-Côte-Nord

16 Comme annoncé au dossier R-3933-2015³, le Distributeur procède présentement au
17 remplacement des thermostats bimétalliques par des thermostats électroniques, de même
18 qu'à l'installation de produits économiseurs d'eau et d'énergie et d'ampoules extérieures à
19 DEL à La Romaine. Les audits énergétiques résidentiels réalisés ont permis de confirmer le
20 potentiel d'isolation des entretoits. En 2017, le Distributeur procédera à un appel d'offres en
21 vue de réaliser ce type d'intervention dans les bâtiments résidentiels.

22 Pour l'Île d'Anticosti, le Distributeur offre les trousse de produits économiseurs d'eau et
23 d'énergie et l'installation d'ampoules extérieures à DEL aux clients résidentiels. Il poursuit
24 également l'isolation des entretoits.

4. ANALYSES ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRES

4.1. Analyses économiques

25 Les résultats des analyses économiques⁴ confirment la rentabilité des programmes et
26 interventions du Distributeur pour la société et justifient leur poursuite en 2017. Le test du

³ Pièce HQD-10, document 1 (B-0042), section 3.4.

⁴ Les analyses économiques reposent sur les coûts évités détaillés à la pièce HQD-4, document 4. Elles ont été effectuées selon la méthode retenue par la Régie dans la décision D-2012-024, au paragraphe 489.

- 1 coût total en ressources (TCTR) indique une valeur de 361 M\$ alors que le test du
2 participant (TP) atteint 419 M\$. Par ailleurs, le test de neutralité tarifaire (TNT) présente une
3 valeur positive de 3 M\$, ce qui indique que les interventions en efficacité énergétique
4 exercent une légère pression à la baisse sur les tarifs du Distributeur.
- 5 Le tableau 6 présente les résultats des analyses économiques par marchés et selon les
6 principales activités⁵.

TABLEAU 6 :
RÉSULTATS DES ANALYSES ÉCONOMIQUES (M\$ ACTUALISÉS DE 2017)

	TCTR	TP	TNT
Marché Résidentiel	79	123	-27
Marché Affaires - Commercial et institutionnel	123	171	-21
Marché Affaires - Industriel	64	76	3
Réseaux autonomes	47	9	39
Innovations technologiques et commerciales	-9	0	-9
Gestion de la demande en puissance	62	38	24
Activités communes	-6	0	-6
TOTAL - Interventions du Distributeur	361	419	3

- 7 À la demande de la Régie dans la décision D-2015-018⁶, le Distributeur présente, au
8 tableau 7, le détail des résultats des analyses économiques pour les programmes de gestion
9 de la demande en puissance.

⁵ Les résultats détaillés des analyses économiques en M\$, en ¢/kWh et en \$/kW-hiver sont présentés aux tableaux C-1, C-2 et C-3 de l'annexe C.

⁶ Décision D-2015-018, paragraphe 751.

**TABLEAU 7 :
 RÉSULTATS DES ANALYSES ÉCONOMIQUES
 GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE (M\$ ACTUALISÉS DE 2017)**

	TCTR	TP	TNT
Chauffe-eau à trois éléments	3	0	3
Charges interruptibles résidentielles	6	13	-7
Charges interruptibles - Bâtiments CI	54	25	29
Sensibilisation et binéergie DT	-1	0	-1
TOTAL - Interventions du Distributeur	62	38	24

1 Les analyses économiques ont été réalisées en prenant en compte l'indicateur de coût évité
 2 en puissance de long terme (108 \$/kW-an [2016]). À cet effet, voir la section 1.1.2 de la
 3 pièce HQD-4, document 4.

4 Les résultats détaillés sont présentés aux tableaux C-1, C-2 et C-3 de l'annexe C.

4.1.1. Analyse de sensibilité

5 L'analyse de sensibilité a pour but de mesurer la robustesse de la rentabilité des
 6 interventions en efficacité énergétique face au changement de certaines variables.

7 Conformément à la demande de la Régie⁷, le Distributeur présente deux scénarios
 8 (favorable et défavorable) dans lesquels les économies d'énergie anticipées, les coûts des
 9 programmes et les coûts évités varient simultanément. Les deux scénarios se fondent sur le
 10 taux de variation annuel moyen de chacune des variables. Ces taux sont revus chaque
 11 année afin de refléter leur moyenne mobile sur 5 ans.

12 Dans le scénario défavorable, les coûts des programmes pour le Distributeur sont majorés
 13 de 28 %, tandis que les économies d'énergie et les coûts évités sont respectivement réduits
 14 de 24 % et de 10 %. Les variations sont inversées dans le scénario favorable.

15 Les résultats de ces analyses sont présentés au tableau 8.

⁷ Décision D-2010-022, paragraphe 444.

**TABLEAU 8 :
RÉSULTATS DES ANALYSES DE SENSIBILITÉ (M\$ ACTUALISÉS DE 2017)**

	TCTR	TP	TNT
Scénario de référence	361	419	3
Scénario défavorable	144	307	-118
Scénario favorable	604	530	149

4.2. Analyse financière

1 Les interventions du Distributeur en efficacité énergétique exercent une pression sur les
 2 revenus requis, donc sur les tarifs d'électricité. L'impact net s'explique principalement par le
 3 fait que les économies d'énergie entraînent une perte de revenus pour le Distributeur, qui
 4 n'est pas compensée par les coûts évités.

5 L'analyse financière mesure l'impact net du budget 2017 de ces interventions sur les revenus
 6 requis du Distributeur en supposant que tous les autres paramètres demeurent constants.

7 L'impact net des programmes et interventions en efficacité énergétique par marchés est
 8 présenté au tableau 9.

**TABLEAU 9 :
ANALYSE FINANCIÈRE
IMPACT NET DU BUDGET 2017 SUR LES TARIFS DU DISTRIBUTEUR PAR MARCHÉS (M\$)**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Résidentiel	11,3	4,8	3,0	2,8	2,6	2,7	2,7	2,8	2,8	2,9
Commercial et institutionnel	2,4	7,2	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,2	5,2	5,2
Industriel	1,7	3,9	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,3
Autres ¹	-3,3	-21,9	-22,6	-11,7	-12,2	0,2	-0,1	-0,4	-0,7	-0,9
TOTAL - Interventions du Distributeur	12,0	-6,0	-12,2	-1,5	-2,3	10,0	9,6	9,2	8,8	8,5

¹ Incluant les réseaux autonomes.

4.2.1. Impact sur le coût de service

9 Les coûts admissibles et déjà encourus pour les interventions en efficacité énergétique sont
 10 comptabilisés dans la base de tarification du Distributeur. Le tableau 10 présente le détail de
 11 l'impact des investissements à ce jour en efficacité énergétique sur le coût de service de
 12 2017.

**TABLEAU 10 :
IMPACT EN 2017 DES DÉPENSES DE MISE EN ŒUVRE¹
SUR LE COÛT DE SERVICE DU DISTRIBUTEUR (M\$)**

Coûts des IEÉ inclus dans la base de tarification (moyenne 13 mois)	HQD-09-01	583,0	(1)
Taux de rendement 2017 sur la base de tarification	HQD-04-3.1	6,939%	(2)
Rendement sur le compte de frais reportés (3) = (1)*(2)		40,5	(3)
Amortissement des IEÉ pour 2017	HQD-08-06	143,5	(4)
Sous-total (5) = (3)+(4)		183,9	(5)
Portion non capitalisable des IEÉ	HQD-08-01	30,0	(6)
Impact total sur le coût de service 2017 (5)+(6)		213,9	

¹ Excluant les dépenses du Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques

ANNEXE A :

BUDGET ET IMPACT ÉNERGÉTIQUE

**TABLEAU A-1 :
BUDGETS ANNUELS (M\$)¹**

Programmes et activités du Distributeur	Budget Investissements		Budget Charges		Budget Total	
	2016A	2017	2016A	2017	2016A	2017
Marché Résidentiel						
Sensibilisation Mieux Consommer	1	1	5	5	6	6
Programmes spécifiques Mieux consommer	3	3	5	4	9	7
Offre Ménages à faible revenu	9	7	1	0	10	8
Sous-total marché Résidentiel	14	11	11	9	25	20
Marché Affaires - Commercial et institutionnel						
Produits efficaces	1	3	0	0	1	3
OIEÉB	25	19	0	1	25	19
<i>Commercial</i>	12	6	0	0	12	7
<i>Institutionnel</i>	3	4	0	0	3	4
<i>Nouvelle construction</i>	9	9	0	0	10	9
Bâtiments HQD	1	0	-	-	1	0
Sous-total marché Commercial et institutionnel	28	22	0	1	28	22
Marché Affaires - Industriel						
OIEÉSI	24	17	1	1	24	18
Petites et moyennes industries	9	9	0	0	9	9
Grandes industries	15	9	0	0	15	9
Sous-total marché Industriel	24	17	1	1	24	18
Gestion de la demande en puissance						
Chauffe-eau à trois éléments	2	2	0	0	2	2
Sensibilisation et biénergie DT	0	0	1	1	1	1
Charges interruptibles résidentielles	-	22	2	4	2	26
Charges interruptibles - Bâtiments	0	0	0	-	0	0
Sous-total Gestion de la demande en puissance	3	24	3	5	6	29
Réseaux autonomes	5	8	1	1	5	9
Innovations technologiques et commerciales	1	1	8	8	9	9
Activités communes	2	2	5	6	8	8
TOTAL - INTERVENTIONS DU DISTRIBUTEUR	75	85	30	30	104	115

¹ Le total et les sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison de l'arrondissement.

- 1 Le PGEÉ a pris fin le 31 décembre 2015. Le tableau A-2 présentant les résultats cumulés
- 2 permet de constater les impacts énergétiques par marché.

**TABLEAU A-2 :
BUDGETS TOTAUX (M\$)¹**

Programmes et activités du Distributeur	Cumulatif 2003-2014	2015R	Cumulatif PGEÉ 2003-2015	2016A	2017
Marché Résidentiel					
Sensibilisation Mieux Consommer	99	2	101	6	6
Programmes spécifiques Mieux consommer	363	8	371	9	7
Offre Ménages à faible revenu	46	6	52	10	8
Sous-total marché Résidentiel	508	17	525	25	20
Marché Affaires - Commercial et institutionnel					
Produits efficaces	96	6	102	1	3
Diagnostic - Affaires	2	-	2	-	-
Approche clés en main	15	-	15	-	-
OIEÉB	206	15	222	25	19
<i>Petits clients affaires</i>	6	-	6	-	-
<i>Commercial</i>	102	7	109	12	7
<i>Institutionnel</i>	49	1	51	3	4
<i>Nouvelle construction</i>	50	7	57	10	9
Bâtiments HQD	11	0	12	1	0
Initiatives - bâtiments	210	-	210	-	-
PIBGE	21	-	21	-	-
Sous-total marché Commercial et Institutionnel	563	22	585	28	22
Marché Affaires - Industriel					
OIEÉSI	93	18	111	24	18
Petites et moyennes industries	56	7	63	9	9
Grandes industries	37	11	48	15	9
Initiatives - systèmes industriels	86	-	86	-	-
PIIGE	91	-	91	-	-
PADIGE - Analyse	3	-	3	-	-
PAMUGE	3	-	3	-	-
Sous-total marché Industriel	276	18	294	24	18
Gestion de la demande en puissance					
Chauffe-eau à trois éléments	1	0	2	2	2
Sensibilisation et biénergie DT	2	1	3	1	1
Charges interruptibles résidentielles	1	0	1	2	26
Charges interruptibles - Bâtiments	-	1	1	0	0
Sous-total Gestion de la demande en puissance	4	3	7	6	29
Réseaux autonomes	12	2	14	5	9
Innovations technologiques et commerciales	64	8	72	9	9
Activités communes	183	7	190	8	8
TOTAL - INTERVENTIONS DU DISTRIBUTEUR	1 611	77	1 688	104	115

¹ Le total et les sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison de l'arrondissement.

**TABLEAU A-3 :
IMPACTS ÉNERGÉTIQUES (GWH ET MW AJOUTÉS)¹**

Programmes et activités du Distributeur	Cumulatif 2003-2014	2015R	Cumulatif PGEE 2003-2015	2016A	2017
Marché Résidentiel					
Sensibilisation Mieux Consommer	779	44	823	88	88
Programmes spécifiques Mieux consommer	2 427	130	2 556	62	45
Offre Ménages à faible revenu	86	4	90	6	5
Sous-total marché Résidentiel	3 292	177	3 469	156	138
Marché Affaires - Commercial et institutionnel					
Produits efficaces	415	23	438	7	9
Diagnostic - Affaires	5	-	5	-	-
Approche clés en main	6	-	6	-	-
OIEÉB	798	125	922	157	141
<i>Petits clients affaires</i>	30	-	30	-	-
<i>Commercial</i>	415	67	483	84	41
<i>Institutionnel</i>	196	18	214	25	27
<i>Nouvelle construction</i>	156	39	195	47	73
Bâtiments HQD	35	2	37	2	1
Initiatives - bâtiments	563	-	563	-	-
PIBGE	137	-	137	-	-
Sous-total marché Commercial et Institutionnel	1 959	150	2 109	166	151
Marché Affaires - Industriel					
OIEÉSI	1 196	242	1 437	136	135
Petites et moyennes industries	293	49	341	47	58
Grandes industries	903	193	1 096	90	77
Initiatives - systèmes industriels	390	-	390	-	-
PIIGE	861	-	861	-	-
PADIGE - Analyse	542	-	542	-	-
PAMUGE	-	-	-	-	-
Sous-total marché Industriel	2 988	242	3 230	136	135
Réseaux autonomes	15	1	16	2	8
Innovations technologiques et commerciales	22	-	22	1	1
TOTAL - INTERVENTIONS DU DISTRIBUTEUR (GWh)	8 276	570	8 846	461	433
Gestion de la demande en puissance (MW)					
Chauffe-eau à trois éléments	6	2	8	3	3
Sensibilisation et biénergie DT	-	-	-	-	-
Charges interruptibles résidentielles	-	-	-	-	83
Charges interruptibles - Bâtiments	-	32	32	40	80
Total Gestion de la demande en puissance	6	34	41	43	166

¹ Le total et les sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison de l'arrondissement.

ANNEXE B :

HYPOTHÈSES DE CALCUL

**TABLEAU B-1
HYPOTHÈSES DE CALCUL 2017**

Programmes et activités du Distributeur	Nombre * (unités/projets)	Gain unitaire moyen net ** (kWh/an)	Impact énergétique (GWh ajoutés nets)	Effet d'entraînement Participants	Bénévolat	Opportunisme
Marché Résidentiel						
Sensibilisation Mieux consommer (excluant sensibilisation intégrée)	174 000	144	25	n/a	n/a	n/a
DRMC	9 000	184	2	n/a	n/a	n/a
Comparez-vous	50 000	132	7	n/a	n/a	n/a
Espace Client mieux consommer	115 000	145	17	n/a	n/a	n/a
Sensibilisation intégrée	3 093 833	20	63	n/a	n/a	n/a
Programmes spécifiques Mieux consommer						
Produits Mieux consommer						
Piscines efficaces	18 000	1 301	23	n/a	n/a	n/a
Éclairage	146 700	27	4	0%	0%	0%
Fenêtres et portes-fenêtres (pi ca)	4 756 000	2	8	n/a	n/a	n/a
Fenestration écoénergétique multilogements (pi ca)	38 520	6	0	0%	0%	4%
Produits économiseurs d'eau et d'énergie (trousses)	61 708	107	7	n/a	n/a	n/a
Offre intégrée en nouvelle construction	1 425	1 209	2	0%	0%	5%
Soutien aux projets DUD	1	1 503 300	2	0%	0%	0%
Offre Ménages à faible revenu						
Rénovation énergétique - MFR	2 730	1 000	3	7%	4%	28%
Offre intégrée - MFR	5 000	424	2	n/a	n/a	n/a
Marché Affaires - Commercial et institutionnel						
Produits efficaces - Agricoles	2 196	4 139	9	0%	0%	9%
OIEÉB				0%	0%	18%
<i>Commercial</i>	378	109 497	41	2%	28%	17%
<i>Institutionnel</i>	115	233 478	27	2%	28%	17%
<i>Nouvelle construction</i>	143	510 280	73	2%	28%	17%
Bâtiments HQD	2	300 000	1	0%	0%	0%
Marché Affaires - Industriel						
OIEÉSI						
Petites et moyennes industries	220	263 136	58	8%	6%	16%
Grandes industries	27	2 858 148	77	32%	0%	11%
Gestion de la demande en puissance						
Chaque-eau à trois éléments	25 675	0,1 kW	3 MW	0%	0%	0%
Charges interruptibles résidentielles	92 100	0,7 kW	64 MW	0%	0%	0%
Charges interruptibles - Bâtiments CI	160	415 kW	66 MW	0%	0%	0%

Notes : * Nombre d'unités ou de projets net des effets de distorsion, lorsqu'applicable
 ** Gain unitaire moyen net des effets de distorsion et des effets croisés, lorsqu'applicables

ANNEXE C :

ANALYSES ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRE TABLEAUX SUPPLÉMENTAIRES

**TABLEAU C-1 :
ANALYSES ÉCONOMIQUES
(M\$ ACTUALISÉS DE 2017)**

	TCTR	TP	TNT
Marché Résidentiel			
Sensibilisation Mieux consommer	61	81	(9)
Programmes spécifiques Mieux consommer	19	36	(11)
Offre Ménages à faible revenu	(2)	6	(7)
Sous-total Marché résidentiel	79	123	(27)
Marché Affaires - Commercial et institutionnel			
Produits efficaces	(0)	5	(4)
OIEÉB	123	166	(18)
Bâtiments HQD	1	-	1
Sous-total Secteur commercial et institutionnel	123	171	(21)
Marché Affaires - Industriel			
OIEÉSI	64	76	3
Petites et moyennes industries	31	44	(5)
Grandes industries	33	32	8
Sous-total Secteur industriel	64	76	3
Réseaux autonomes			
Marché Résidentiel	9	2	7
Marché Affaires	39	8	32
Tronc commun	(0)	-	-
Réseaux autonomes	47	9	39
Innovations technologiques et commerciales	(9)	0	(9)
Gestion de la demande en puissance	62	38	24
Activités communes	(6)	-	(6)
TOTAL - Interventions du Distributeur	361	419	3

**TABLEAU C-2 :
ANALYSES ÉCONOMIQUES
(¢/kWh ACTUALISÉS DE 2017)
(ANNUITÉ CROISSANTE EN \$2017)**

	TCTR	TP	TNT
Marché Résidentiel			
Sensibilisation Mieux consommer	7,23	9,57	(1,01)
Programmes spécifiques Mieux consommer	4,70	8,85	(2,76)
Offre Ménages à faible revenu	(2,79)	10,49	(11,91)
Sous-total Marché résidentiel	6,00	9,39	(2,03)
Marché Affaires - Commercial et institutionnel			
Produits efficaces	(0,28)	5,71	(4,67)
OIEÉB	5,89	7,98	(0,85)
Bâtiments HQD	7,66	-	7,66
Sous-total Secteur commercial et institutionnel	5,65	7,85	(0,96)
Marché Affaires - Industriel			
OIEÉSI	3,96	4,70	0,16
Petites et moyennes industries	4,50	6,42	(0,76)
Grandes industries	3,55	3,42	0,85
Sous-total Secteur industriel	3,96	4,70	0,16
Réseaux autonomes	36,53	7,44	29,84
Innovations technologiques et commerciales	nil	nil	nil
Gestion de la demande en puissance	nil	nil	nil
Activités communes	nil	nil	nil
TOTAL - Interventions du Distributeur	6,92	8,03	0,06

**TABLEAU C-3 :
ANALYSES ÉCONOMIQUES
GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE
(\$/KW-HIVER ACTUALISÉS DE 2017)
(ANNUITÉ CROISSANTE EN \$2017)**

	TCTR	TP	TNT
Chauffe-eau à trois éléments	108	0	108
Charges interruptibles résidentielles	34	70	-36
Charges interruptibles - Bâtiments CI	173	81	92
TOTAL - Interventions du Distributeur	118	73	45

**TABLEAU C-4 :
IMPACT NET SUR LES TARIFS DU DISTRIBUTEUR (M\$)**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
GLOBAL RÉSIDENTIEL										
Coûts évités par le Distributeur	-4,3	-8,7	-10,7	-10,6	-10,5	-10,5	-10,5	-10,5	-10,5	-10,5
Pertes de revenus	5,8	11,9	12,2	11,9	11,6	11,7	11,9	12,0	12,1	12,2
Charges d'exploitations	9,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impact du compte de frais reportés	0,3	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2
Impact net sur les tarifs du Distributeur	11,3	4,8	3,0	2,8	2,6	2,7	2,7	2,8	2,8	2,9
GLOBAL AFFAIRES										
Coûts évités par le Distributeur	-2,6	-8,5	-10,6	-10,8	-11,0	-11,2	-11,5	-11,7	-11,9	-12,1
Pertes de revenus	3,8	12,5	12,8	13,1	13,4	13,8	14,1	14,4	14,7	15,0
Charges d'exploitations	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impact du compte de frais reportés	0,5	3,2	3,1	3,0	2,9	2,8	2,7	2,6	2,4	2,3
Impact net sur les tarifs du Distributeur	2,4	7,2	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,2	5,2	5,2
GLOBAL INDUSTRIEL										
Coûts évités par le Distributeur	-3,5	-7,2	-9,0	-9,1	-9,3	-9,5	-9,7	-9,9	-10,1	-10,3
Pertes de revenus	4,2	8,5	8,6	8,7	8,9	9,1	9,2	9,4	9,6	9,7
Charges d'exploitations	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impact du compte de frais reportés	0,4	2,6	2,5	2,4	2,3	2,2	2,1	2,1	2,0	1,9
Impact net sur les tarifs du Distributeur	1,7	3,9	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,3
ACTIVITÉS COMMUNES & AUTRES										
Coûts évités par le Distributeur	-23,2	-23,7	-24,2	-12,9	-13,2	-0,5	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6
Pertes de revenus	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charges d'exploitations	18,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impact du compte de frais reportés	0,7	4,1	3,9	3,8	3,6	3,5	3,4	3,2	3,1	2,9
Impact net sur les tarifs du Distributeur	-3,9	-19,6	-20,2	-9,1	-9,5	3,0	2,8	2,7	2,5	2,4
GRAND TOTAL										
Coûts évités par le Distributeur	-33,6	-48,2	-54,5	-43,5	-44,0	-31,7	-32,2	-32,6	-33,0	-33,5
Pertes de revenus	13,8	32,9	33,6	33,8	34,0	34,6	35,2	35,8	36,3	36,9
Charges d'exploitations	29,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impact du compte de frais reportés	1,9	11,5	11,1	10,7	10,3	9,9	9,5	9,1	8,7	8,3
Impact net sur les tarifs du Distributeur (RI)	11,4	-3,7	-9,8	1,0	0,3	12,8	12,5	12,3	12,0	11,8
Impact net sur les tarifs du Distributeur (RA)	0,6	-2,3	-2,4	-2,5	-2,7	-2,8	-2,9	-3,0	-3,2	-3,3
Impact net sur les tarifs (M\$)	12,0	-6,0	-12,2	-1,5	-2,3	10,0	9,6	9,2	8,8	8,5

ANNEXE D :

SUIVI DES DEMANDES DE LA RÉGIE

Demandes de la Régie		Réponses / commentaires du Distributeur
D-2016-033 Balisage sur les moyens de gestion de la demande en puissance	[679] La Régie demande au Distributeur que le rapport de balisage sur les moyens de gestion de la demande à la pointe soit déposé à la fois dans le cadre de la demande tarifaire 2017-2018 et dans celle portant sur le plan d'approvisionnement.	Voir l'annexe E de la présente pièce.
D-2016-033 Stratégie de reprise des chauffe-eau après interruption et modalités du programme Charges interruptibles résidentielles – Chauffe-eau	[691] Lors de sa demande tarifaire 2017-2018, la Régie demande au Distributeur d'expliquer sa stratégie de télécontrôle de la reprise de charge des chauffe-eau après interruption. Elle demande également au Distributeur de clarifier, par la même occasion, les modalités du programme ainsi que le mode de traitement des compensations financières versées.	Voir la section suivante de la présente annexe.
D-2016-033 Rencontre technique CE3É	[697] La Régie demande au Distributeur d'organiser une séance de travail au printemps 2016 avec le personnel de la Régie afin de discuter des bénéfices réels de ce programme. Entre-temps, la Régie laisse le Distributeur juger de la pertinence de suspendre la promotion et la subvention de l'installation des CE3É.	La séance de travail a eu lieu le 6 juin 2016.

Demandes de la Régie		Réponses / commentaires du Distributeur
D-2016-033 Réduction de la durée d'utilisation des chauffe-moteur en réseaux autonomes	[727] La Régie demande au Distributeur de poursuivre ses efforts auprès de la clientèle des réseaux autonomes, visant la réduction de la durée d'utilisation des chauffe-moteur, en période de pointe notamment, et le déploiement de solutions pour éliminer le chauffage électrique des remises et des entrées de maison.	Voir la section 3.4 de la présente pièce.

SUIVI DU PROGRAMME CHARGES INTERRUPTIBLES RÉSIDENIELLES – CHAUFFE-EAU

Stratégie de reprise des chauffe-eau

- 1 L'ensemble des chauffe-eau sont interrompus simultanément en début d'événement, soit à
- 2 6h00 le matin ou 17h00 le soir. L'interruption des chauffe-eau est d'une durée minimale de
- 3 trois heures et maximale de quatre heures.
- 4 Les chauffe-eau ne sont pas tous remis en fonction simultanément. La reprise s'effectue sur
- 5 une période d'une heure avec une granularité de cinq minutes. Un douzième (1/12) des
- 6 chauffe-eau, identifiés de manière aléatoire, seront donc remis en fonction durant chaque
- 7 intervalle de cinq minutes de la reprise. La durée d'interruption pour les derniers chauffe-eau
- 8 remis en fonction sera donc d'une durée de 4 heures.
- 9 Le projet pilote réalisé à l'hiver 2014-2015 a confirmé que cette stratégie de reprise était
- 10 adéquate pour le Distributeur. Toutefois, l'appel d'offres prévoira une flexibilité de la durée de
- 11 la reprise et de la granularité, si une optimisation ultérieure de la stratégie s'avérait
- 12 nécessaire.

Modalités du programme Charges interruptibles résidentielles – Chauffe-eau

- 13 Le Distributeur donnera des précisions sur les modalités du programme lors du lancement de
- 14 l'appel d'offres.

Traitement des compensations financières

- 15 Les investissements réalisés dans le cadre d'interventions en économies d'énergie visent
- 16 l'achat d'équipements et les coûts afférents à l'installation de ces équipements. L'aide
- 17 financière versée au client contribue à abaisser le surcoût d'une mesure d'économie
- 18 d'énergie et fait l'objet d'un seul paiement.

1 Les investissements réalisés dans le cadre d'une intervention en GDP diffèrent des mesures
2 d'économies d'énergie en ce qu'ils ne visent pas à compenser le client pour un
3 investissement qu'il fait lui-même. Il s'agit d'un investissement du Distributeur dans un
4 moyen pour acquérir de la puissance. La gestion de la demande en puissance constitue un
5 des axes de l'efficacité énergétique, ce qui explique pourquoi les investissements sont
6 imputés aux interventions en efficacité énergétique.

7 Contrairement à l'aide financière pour des mesures d'économies d'énergie, les
8 compensations financières versées aux clients dans les programmes de charges
9 interruptibles s'apparentent à un achat de puissance et sont de nature récurrente. Ainsi, à
10 l'instar des compensations versées aux clients inscrits aux options d'électricité interruptible,
11 les aides financières du programme Charges interruptibles résidentielles – Chauffe-eau
12 (CIR) sont imputées aux approvisionnements.

13 Il est important de noter que nonobstant à quel poste les aides financières versées aux
14 participants du programme CIR sont imputées, celles-ci sont intégrées à l'analyse
15 économique dont le résultat est présenté au tableau C-1 de la présente pièce.

ANNEXE E :

**BALISAGE SUR LES TARIFS ET PROGRAMMES
DE CONTRÔLE DIRECT DE LA CHARGE
AU CANADA ET AUX ÉTATS-UNIS**

1. FAITS SAILLANTS

1 Le contrôle direct des charges (CDC) est un moyen de plus en plus répandu parmi les
2 distributeurs d'électricité afin de maîtriser les pointes de consommation sur leurs réseaux. Un
3 balisage a été effectué afin d'identifier les différentes pratiques en matière de contrôle direct
4 des charges résidentielles au Canada et aux États-Unis. Le Distributeur en présente ici les
5 principaux résultats.

1.1 Étendue de la pratique du CDC

6 Le balisage a permis de constater que cette pratique demeure peu répandue au Canada.
7 Les distributeurs Ontariens offrent un programme de contrôle de la consommation des
8 climatiseurs centraux, chauffe-eau et pompes pour piscine financé par l'Ontario Power
9 Authority. Aucun crédit n'est alloué, les clients profitant d'économies liées à une réduction de
10 consommation lors de périodes de haut prix, puisqu'une tarification différenciée dans le
11 temps est applicable en Ontario.

12 Hydro-Sherbrooke, quant à elle, offre aux clients DT l'option d'interrompre leur chauffe-eau
13 lors des périodes de haut prix afin de réduire davantage leur consommation d'électricité.

14 Aux États-Unis, toutefois, cette pratique est plus répandue, principalement pour l'usage de
15 climatisation. Ainsi, 27 des distributeurs examinés effectuaient un CDC de climatisation.
16 Chez 12 d'entre eux, le CDC est un tarif distinct, une compensation (« rider ») ou constitue
17 une option dans le tarif de base. Chez les autres, le CDC fait l'objet d'un programme. Un
18 distributeur effectue un CDC selon chacune des approches.

1.2 Clientèle et équipements visés

19 La majorité des distributeurs offrent ces tarifs ou programmes à leurs clients résidentiels
20 propriétaires de leur résidence unifamiliale. Certains acceptent les locataires avec un
21 consentement du propriétaire de la résidence.

22 Tous les tarifs ou programmes offerts visent les climatiseurs ou les thermopompes. 12
23 distributeurs offrent le contrôle des chauffe-eau, dont 2 à la condition qu'un climatiseur soit
24 également sous contrôle. 2 distributeurs contrôlent les pompes pour piscine. Enfin,
25 2 distributeurs contrôlent les systèmes de chauffage centraux.

1.3 Modalités de participation et d'interruption

26 Généralement, le mesurage de l'équipement sous contrôle est distinct. Quelques
27 distributeurs exigent un droit d'accès à l'équipement, principalement si l'appareillage n'est
28 pas installé à l'extérieur de la résidence.

1 Si le client possède plus d'un équipement de même type (par exemple, deux chauffe-eau ou
2 deux climatiseurs), tous doivent être sous contrôle. L'appareillage de contrôle et son
3 installation sont aux frais des distributeurs.

4 Certains distributeurs offrent une option de refus d'évènement ou d'interruption, par exemple
5 une fois par mois ou deux fois par saison.

6 Par ailleurs, les clauses de sortie recensées sont peu contraignantes. Les clients peuvent
7 généralement se retirer en tout temps. Dans certains cas, les clients peuvent garder les
8 crédits accumulés jusqu'à leur retrait alors que dans d'autres, ils perdent l'intégralité du
9 crédit. Seuls 9 distributeurs exigent une durée d'adhésion minimale de 12 mois.

10 Plusieurs programmes ou tarifs prévoient également un renouvellement automatique de
11 l'adhésion des clients.

12 Enfin, certains programmes comportent des limites quant au territoire d'application en
13 fonction des besoins du réseau et des infrastructures installées, ou encore quant au nombre
14 d'adhérents.

Climatisation

15 De façon générale, le contrôle des équipements de climatisation se fait de façon cyclique,
16 par exemple, 15 minutes d'arrêt par période de 30 minutes sur une période de 4 heures. Les
17 périodes d'interruption se limitent généralement à la saison estivale, les après-midi et débuts
18 de soirée des jours de semaine (excluant les jours fériés).

19 En plus des limites quotidiennes, certains distributeurs prévoient des limites annuelles (en
20 nombre d'heures ou d'évènements). Toutefois, certains distributeurs indiquent que les limites
21 ne s'appliquent pas en situation d'urgence.

Chauffage de l'eau

22 Certains distributeurs spécifient la capacité minimale du chauffe-eau (30 ou 40 gallons).

23 Les interruptions ont généralement une durée variant entre 3 et 5 heures en continu. Un
24 distributeur peut interrompre le chauffe-eau pour une période allant jusqu'à 8 heures par jour.
25 Les interruptions peuvent généralement avoir lieu toute l'année.

1.4 Rémunération

26 Tous les distributeurs offrent un crédit fixe en \$/mois ou en \$/saison, sauf 2 qui offrent un
27 tarif réduit par rapport au tarif de base. Le crédit saisonnier est généralement versé à
28 l'automne suivant la période de climatisation. Certains distributeurs offrent un crédit à
29 l'installation en sus des crédits mensuels, annuels ou par évènement.

30 De façon générale, le crédit offert pour les programmes visant les chauffe-eau est inférieur à
31 celui des programmes visant la climatisation. Le crédit mensuel varie de 1,50 \$ à 10 \$.

- 1 Enfin, un distributeur offre un crédit de 85 \$ non récurrent à l'installation d'un thermostat
- 2 contrôlable à distance.

2. RÉSULTATS DÉTAILLÉS

- 3 Cette section présente le détail des modalités des programmes et tarifs recensés par le
- 4 Distributeur.

Compagnie		Hydro-Sherbrooke	Toronto Hydro, ON	Alabama Power, AL
Tarif distinct, composante du tarif de base ou programme		Tarif distinct	Programme	Tarif distinct
Nom		Tarif DT	Peak saver plus	Rate Rider DLC Direct Load Control
Crédit (Distributeurs américains en \$US)		Haut prix du tarif DT	Aucun crédit. Périodes correspondent généralement aux périodes de haut prix (TDT), le client évite donc de la consommation à haut prix	25 \$/an, versé en novembre
Conditions d'admissibilité	Domaine d'application		Clients résidentiels (unifamiliales) ou commerciaux, locataires admissibles avec consentement du propriétaire	
	Équipement visé	Chauffe-eau	A/C central, chauffe-eau, pompe pour piscine	A/C et thermopompe
Modalités	Période d'application	15 septembre au 15 mai	Mai à septembre	Juin à septembre
	Période d'interruption	6h00-22h30, 5 heures max	12h-19h	12h-19h sur semaine
	Nb max d'interruptions	Environ 250 heures par an	A/C : cycle de 15 min par période de 30 min Chauffe-eau et pompe : 4 h/jour	20,1 min par période de 30 min et 150 h/an
	Conditions et Installations de l'appareillage de contrôle		Installation aux frais du distributeur	- Distributeur installe, possède et entretient l'appareillage. - Distributeur doit avoir accès à l'appareillage - Si plus d'un équipement, tous doivent être sous contrôle
	Sortie/retour	Conditions identiques au DT. Pas de contrat, client peut se retirer à tout moment		
Autres			- Financé par l'OPA - Possibilité de refus	

Compagnie		Alliant Energy Iowa et Wisconsin	Austin Energy, TX	City of Bridgeport, NE
Tarif distinct, composante du tarif de base ou programme		Programme	Programme	Composante du tarif
Nom		Appliance Cycling	Power Partner	Residential Electric Service
Crédit (Distributeurs américains en \$US)		Varie selon l'état (n.d.)	85 \$ versé 1 fois	24\$/an versé en septembre
Conditions d'admissibilité	Domaine d'application	Clients résidentiels, propriétaire, résidence principale seulement		Clients résidentiels : maison unifamiliale, mesurage individuel, compteur unique
	Équipement visé	A/C	A/C central	A/C, thermopompe, chauffe-eau
Modalités	Période d'application	Mai à septembre	Juin à septembre	Juin à septembre
	Période d'interruption	13h-19h (généralement), sur semaine	16h-18h	
	Nb max d'interruptions	Iowa & Minnesota : cycles de 15 min	Wisconsin : cycles 50 %, 75 %, 100 %	20 min par période de 60 min et environ 15 jours par année
	Conditions et Installations de l'appareillage de contrôle	- Distributeur fournit et installe l'appareillage, à ses frais - Option chauffe-eau : cycle 100 %, max 6h/jour (Iowa seulement)		Thermostats programmables à distance
	Sortie/retour			Retrait possible en tout temps
Autres		Participation limitée		

Compagnie		Baltimore G&E, MD		ComEd, IL
Tarif distinct, composante du tarif de base ou programme		Programme		Programme
Nom		Peak Rewards - Chauffe-eau	Peak Rewards - A/C	Smart Ideas Central Air Conditioning Cycling
Crédit (Distributeurs américains en \$US)		- Crédits de 25 \$/an (6,25 \$/mois hiver) + 25 \$ la première année - 14 \$ les mois d'été	Jusqu'à 250 <\$/an (selon puissance de l'appareil) Options 1/2/3 : 50/75/100 \$/an Boni de 50/75/100 \$ la première année	Option 50 % : 5 \$/mois Option 100 % : 10 \$/mois
Conditions d'admissibilité	Domaine d'application	Clients résidentiels, propriétaires ou locataires avec approbation du propriétaire	Clients résidentiels, propriétaires ou locataires avec approbation du propriétaire	Propriétaires résidentiels
	Équipement visé	Chauffe-eau	Thermopompe	A/C
Modalités	Période d'application	À l'année	Juin à septembre	Juin à septembre
	Période d'interruption	6h-9h et 18h-21h		11h-20h sur semaine
	Nb max d'interruptions	- 3 heures maximum en hiver - Jusqu'à 7 heures en été - Pas d'option de retrait lors d'événements urgents	- Interruptions jusqu'à 7 heures - Pas de retrait lors des événements urgents - Options 1/2 : cyclage 30/45 min./heure - Option 3 : Arrêt complet de la climatisation	Option 50 % : 15 min par période de 30 min Option 100 % : 3 h en continu
	Conditions et Installations de l'appareillage de contrôle	Distributeur installe, opère et entretien l'appareillage, à ses frais	Distributeur installe, opère et entretien l'appareillage, à ses frais	
	Sortie/retour		- Contrat minimum 1 an. - Clients peuvent modifier leur niveau de cyclage	
Autres				

Compagnie		Dominion	DTE Electric, MI	
Tarif distinct, composante du tarif de base ou programme		Programme	Tarif distinct	Tarif distinct
Nom		Smart Cooling Rewards ou Air Conditioner Cycling program	Interruptible Space-conditioning Service Rate (D1.1)	Water Heating Service Rate (D5, option I)
Crédit (Distributeurs américains en \$US)		40 \$/an versé au mois de décembre suivant l'été	Tarif réduit	- Tarif réduit - Économie de 33 % sur l'énergie, réduction. de 1,95 \$/mois suppl.
Conditions d'admissibilité	Domaine d'application	Clients résidentiels au tarif de base (TDT non admissible), propriétaires d'unifamiliales seulement	Clients résidentiels ou commerciaux sans puissance, mesurage distinct pour l'équipement sous contrôle	Clients résidentiels ou commerciaux, mesurage distinct pour l'équipement sous contrôle
	Équipement visé	A/C central	A/C et thermopompe centraux	Chauffe-eau (sanitaire)
Modalités	Période d'application	Juin à septembre	Juin à octobre	À l'année
	Période d'interruption	14h-18h sur semaine, sauf jours fériés		
	Nb max d'interruptions	Cycle de 4 h/jour, 30 fois et 120 h par an (généralement cycle de 30 min par période de 60 min et de 2 à 4 h d'interruption par jour)	30 min par période de 60 min et 8 h/jour	4 h/jour
	Conditions et Installations de l'appareillage de contrôle	- Distributeur fournit et installe l'appareillage, à ses frais - Droit d'accès	- Si plus d'un équipement du même type, tous doivent être sous contrôle - Compteur, installation et branchement de l'équip. au compteur à la charge du distributeur. - Modifications à l'équipement pour pouvoir le raccorder au compteur aux frais du client	- Capacité minimale de 30 gallons - Charge maximale de 5,5 kW
	Sortie/retour	- Retrait possible en tout temps, sans compensation Retour possible après 60 jours		Préavis de 3 jours et retour possible après 12 mois
Autres				Option III disponible avec mesurage distinct sans appareil de contrôle

Compagnie		Duke Energy, FL				
Tarif distinct, composante du tarif de base ou programme		Tarif distinct				
Nom		Rate Schedule RSL-1 Residential Load Management				
Crédit (Distributeurs américains en \$US)		3,50 \$/mois	8,00 \$/mois	8,00 \$/mois	5,00 \$/mois	2,50 \$/mois
Conditions d'admissibilité	Domaine d'application	Clients résidentiels avec consommation > 600 kWh/mois				
	Équipement visé	Chauffe-eau	Thermopompe	Chauffage central avec accum. thermique	A/C central	Pompe pour piscine
Modalités	Période d'application	À l'année				
	Période d'interruption	Novembre à mars : 6h-11h/18h-22h ; avril à octobre : 13h-22h				
	Nb max d'interruptions	300 min	16,5 min par période de 30 min	Illimité	16,5 min par période de 30 min.	300 min
	Conditions et Installations de l'appareillage de contrôle	<ul style="list-style-type: none"> - Distributeur installe, possède et entretient l'appareillage - Distributeur doit avoir accès à l'appareillage - Si plus d'un équipement, tous doivent être sous contrôle - Distributeur n'installera pas l'équipement si non-économique (coûts d'installation élevés, faible charge, équipement sous ou sur-dimensionné, usage saisonnier) 				
	Sortie/retour	Préavis de 40 jours et retour possible après 12 mois				
Autres		<ul style="list-style-type: none"> - Crédit max < 40 % des coûts d'énergie non liés aux combustibles (consommation > 600 kWh) - Limites ne s'appliquent pas en situation d'urgence 				

Compagnie		Duke Energy, IN	Duke Energy, SC	Entergy, AR
Tarif distinct, composante du tarif de base ou programme		Programme	Tarif distinct	Programme
Nom		Power Manager	Residential Water Heating Service Controlled/ Submetered (Sc. WC)	Summer Advantage Program
Crédit (Distributeurs américains en \$US)		À l'installation : 25 \$ ou 35 \$ Crédit par événement (n.d.)	- Tarif réduit - Économie de 54 % sur l'énergie, réduction de 1,64 \$/mois suppl.	Crédit à l'installation et annuel Cyclage 50 % : 25 \$ et 25 \$ Cyclage 75 % : 40 \$ et 40 \$
Conditions d'admissibilité	Domaine d'application	Clients résidentiels (unifamiliale), propriétaires	Clients résidentiels avec mesurage individuel	Propriétaires, locataires admissibles avec consentement du propriétaire
	Équipement visé	A/C central	Chauffe-eau	A/C
Modalités	Période d'application	Mai à septembre		
	Période d'interruption	Pm et soirée sur semaine, sauf fêtes		
	Nb max d'interruptions	Cycles de 2 à 3h30		
	Conditions et Installations de l'appareillage de contrôle	Installation aux frais du distributeur	- Tous les chauffe-eau doivent être électriques (sauf si source alternative de type solaire), contrôlés et mesurés conjointement - Capacité minimale de 30 gallons - Limite de wattage selon capacité en gallons - Câblage facturé au client (35 \$), le cas échéant	
	Sortie/retour		Contrat de 1 an. Durant la 1re année d'adhésion, le client peut se retirer du programme moyennant des frais de 25 \$	
Autres				

Compagnie		Excel Energy (WI)		Georgia Power
Tarif distinct, composante du tarif de base ou programme		Tarif	Programme	Programme
Nom		Off-Peak Service	Saver Switch Credit	Power Credit
Crédit (Distributeurs américains en \$US)		Rabais de 50% sur l'énergie consommée hors pointe	A/C : 5 \$/mois Chauffe-eau : 2 \$/mois	À l'adhésion : 20 \$ 2 \$/événement, versé une fois (novembre)
Conditions d'admissibilité	Domaine d'application	Clients résidentiels	- Clients résidentiels avec systèmes d'A/C central - Appartements non admissibles	Clients résidentiels (unifamiliale), propriétaires
	Équipement visé	A/C et chauffe-eau	A/C et chauffe-eau (chauffe-eau comme 2e équipement)	A/C central
Modalités	Période d'application	À l'année	À l'année	Mai à septembre
	Période d'interruption	Hors pointe : 21h-7h	12h-17h	12h-19h sur semaine
	Nb max d'interruptions		- En pointe critique. - A/C cyclé à intervalles de 20 min - Chauffe-eau interrompus jusqu'à 5 heures.	Cycle de 10 min par période de 15 min, 2 à 4 h Environ 10 événements par année
	Conditions et Installations de l'appareillage de contrôle	- Distributeur fournit et installe l'appareillage à ses frais - Compteur n'est alimenté qu'hors pointe	Distributeur fournit et installe l'appareillage, à ses frais	Si plus d'un équipement, tous doivent être sous contrôle
	Sortie/retour		- Participation minimale d'un an - Client peut se désinscrire du programme à tout moment.	Pas de contrat mais les clients doivent participer pendant au moins 12 mois
Autres		Client paie une redevance mensuelle sur le second compteur.		

Compagnie		Florida Power & Light, FL					
Tarif distinct, composante du tarif de base ou programme		Tarif distinct					
Nom		Residential Load Control Program (RLP)					
Crédit (Distributeurs américains en \$US)		1,50 \$/mois	3,00 \$/mois	9,00 \$/mois	3,00 \$/mois	4,00 \$/mois	2,00 \$/mois
Conditions d'admissibilité	Domaine d'application	Unifamiliale, mesurage individuel					
	Équipement visé	Chauffe-eau	A/C option C	A/C option S	Pompe pour piscine	Système central de chauffage option C	Système central de chauffage option S
Modalités	Période d'application	À l'année	Avril à octobre	Avril à octobre	À l'année	Novembre à mars	Novembre à mars
	Période d'interruption	5h-11h/14h-22h	14h-22h	14h-22h	5h-11h/14h-22h	5h-11h/16h-22h	5h-11h/16h-22h
	Nb max d'interruptions	240 min/jour	15 min par période de 30 min et 180 min/jour	180 min/jour	240 min/jour	15 min par période de 30 min et 180 min/jour	180 min/jour
	Conditions et Installations de l'appareillage de contrôle	<ul style="list-style-type: none"> - FPL n'installera pas l'équipement si non-économique (coûts d'installation élevés, équipement sous ou sur-dimensionné, usage saisonnier) - Si plus d'un équipement du même type, tous doivent être sous contrôle et un seul crédit applicable 					
	Sortie/retour	Préavis de 7 jours et retour possible après 12 mois					
Autres		<ul style="list-style-type: none"> - Crédit maximal < 40 % des frais d'énergie de la période - Crédits permettent de réduire les coûts tout en maintenant la base de clients participants - Limites quotidiennes ne s'appliquent pas en situation d'urgence, sauf A/C option C (17,5 min par période de 30 min et 210 min/jour) et chauffe-eau 					

Compagnie		Idaho Power, ID	MidAmerican Energy Iowa, Illinois, Sud Dakota	PECO
Tarif distinct, composante du tarif de base ou programme		Programme	Programme	Programme
Nom		A/C Cool Credit Program	Summer Saver	Smart A/C Saver
Crédit (Distributeurs américains en \$US)		5,00 \$/mois (sur factures de juillet, août, septembre)	Versé une fois à l'automne, 40 \$ à la fin de la 1re saison et 30 \$/an	10 \$
Conditions d'admissibilité	Domaine d'application	Clients résidentiels, locataires admissibles avec consentement du propriétaire	Clients résidentiels (unifamiliale), propriétaires	Clients résidentiels
	Équipement visé	A/C central	A/C central, thermopompe	
Modalités	Période d'application	15 juin au 15 août	Juin à septembre	Juin à septembre
	Période d'interruption	16h-20h, généralement	14h-19h sur semaine, sauf fêtes	12h-20h
	Nb max d'interruptions	15 min par période de 30 min, cycle de 4 h/jour	cycle	15 min par période de 30 min, max de 6 événements par saison
	Conditions et Installations de l'appareillage de contrôle	Si plus d'un équipement, tous doivent être sous contrôle	Distributeur fournit et installe l'appareillage, à ses frais	
	Sortie/retour	Retrait possible en tout temps, crédit applicable lors des mois de participation		
Autres		Option de refus 1 fois/mois, préavis à 16h la veille		

Compagnie		Progress Energy (Duke), NC		
Tarif distinct, composante du tarif de base ou programme		Tarif (rider)		
Nom		Residential Service - Load Control Rider LC-WIN-2A	Residential Service - Load Control Rider LC-SUM-3A	Projet pilote : idem à LC-SUM-3A mais le distributeur surveille la consommation et le comportement du client
Crédit (Distributeurs américains en \$US)		25 \$ à l'installation et 25 \$/an		
Conditions d'admissibilité	Domaine d'application	Clients résidentiels	Clients résidentiels	Clients résidentiels
	Équipement visé	Chauffe-eau	Thermopompe centrale	A/C central, thermopompe
Modalités	Période d'application	À l'année	Décembre à mars	Mai à septembre
	Période d'interruption			
	Nb max d'interruptions	4 h/jour	4 h/jour et 60 h/hiver	4 h/jour et 60 h/été
	Conditions et Installations de l'appareillage de contrôle	<ul style="list-style-type: none"> - Chauffe-eau : min 30 gallons et max 5,5 kW (sans réservoir non-admissible) - Si plus d'un équipement, tous doivent être sous contrôle - Droit d'accès 		
	Sortie/retour	Contrat de 1 an. Préavis de 30 jours Retour en tout temps sans versement du crédit initial		
Autres		<ul style="list-style-type: none"> - Crédit de 25 \$ accordé pour chaque participant référé (max 100 \$/an) - Le client peut refuser 2 interruptions de sa thermopompe par hiver ou l'été, selon le cas 		

Compagnie		PEPCO, DC / Maryland	Rocky Mountain Power (UTAH)	San Diego G&E, CA
Tarif distinct, composante du tarif de base ou programme		Programme	Programme	Programme
Nom		Energy Wise Rewards	Cool Keeper	Summer Saver
Crédit (Distributeurs américains en \$US)		Crédit à l'installation/annuel 50 %, 1-3 °F : 40/40 \$ 75 %, 2-4 °F : 60/60 \$ 100 %, 4-7 °F : 80/80 \$	20 \$/an versé en novembre	Crédit par tonne (max/an) Cyclage 50 % : 11,50 \$ (46 \$) Cyclage 100 % : 30 \$ (120 \$)
Conditions d'admissibilité	Domaine d'application	Clients résidentiels	Clients résidentiels et commerciaux (locataires admissibles avec consentement du propriétaire)	
	Équipement visé	A/C central, thermopompe	A/C central	A/C central
Modalités	Période d'application	Juin à octobre	Juin à août	Mai à octobre
	Période d'interruption		14h-20h sur semaine, sauf jours fériés	7 jours/semaine, sauf jours fériés ou fêtes
	Nb max d'interruptions	- 3 à 6 h/jour, Cyclage 50/75/100 % - Généralement 5 évènements par année	Cyclage (50 %), de 10 à 15 fois par été Limite de 4 h/jr et 100 h/an	Cyclage, max 15 jours/été
	Conditions et Installations de l'appareillage de contrôle	- Installation aux frais du distributeur - Thermostat programmable depuis le Web ou interrupteur extérieur	Installation et appareillage gratuit	Installation aux frais du distributeur
	Sortie/retour	Contrat de 1 an ; Si le client met fin à son engagement avant, crédit initial révoqué	Retrait possible en tout temps, sans compensation	Retrait possible en tout temps, crédit non applicable
Autres		- Changement du niveau d'engagement possible 2 fois la 1re année et 1 fois les suivantes - Possibilité de refuser 2 interruptions par été, lors des jours non prioritaires	Jusqu'à 2 évènements peuvent être refusés. Si plus de 2, compensations futures non versées et impossibilité d'adhérer à nouveau au programme	

Compagnie		Southern California Edison, CA	Vectren (Excel Energy)	Xcel Energy, Co
Tarif distinct, composante du tarif de base ou programme		Tarif distinct	Tarif	Tarif
Nom		Summer Discount Plan	Summer Cycler	Saver's Switch
Crédit (Distributeurs américains en \$US)		Crédit/jour d'été/tonne de A/C Cyclage 100 % : 0,36 \$ Cyclage 50 % : 0,18 \$ Versé mensuellement	A/C : 5 \$/mois Chauffe-eau : 2 \$/mois max : 28 \$/été	40 \$/an versé en octobre
Conditions d'admissibilité	Domaine d'application	Unifamiliale, mesurage individuel, compteur unique	Clients résidentiels et commerciaux	Clients résidentiels (locataires admissibles avec consentement du propriétaire), condos et appartements exclus
	Équipement visé	A/C central	A/C et chauffe-eau (comme 2e équipement)	A/C central
Modalités	Période d'application	À l'année	Juin à septembre	
	Période d'interruption		12h-17h	14h-19h (généralement)
	Nb max d'interruptions	6 h/jour et 180 h/an Cyclage 50 % : 15 min par période de 30 min	Cyclage des appareils	Cyclage de 15 à 20 min
	Conditions et Installations de l'appareillage de contrôle	Distributeur installe, possède et entretient l'appareillage, à ses frais	Distributeur fournit et installe l'appareillage, à ses frais	Installation aux frais du distributeur
	Sortie/retour	- Contrat de 1 an - Changement possible d'option (base ou override) 1 fois par 12 mois - Passage cyclage de 50 à 100 % en tout temps		Retrait possible en tout temps
Autres		Option permettant au client de choisir de ne pas s'interrompre (<i>customer-controlled override capabilities</i>) avec crédits réduits de moitié, maximum cinq refus par année		

Pièce P-4

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2017-022

R-3980-2016

1^{er} mars 2017

PRÉSENTS :

Louise Pelletier

Louise Rozon

Bernard Houle

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision sur le fond

Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2017-2018

Intervenants :

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ);

Association des professionnels de la construction et de l'habitation du Québec inc. (APCHQ);

Association Hôtellerie Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ);

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ);

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI);

Option consommateurs (OC);

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ);

Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA);

Union des consommateurs (UC);

Union des municipalités du Québec (UMQ);

Union des producteurs agricoles (UPA).

TABLE DES MATIÈRES

LISTE DES TABLEAUX	8
LISTE DES FIGURES	10
LISTE DES DÉCISIONS	11
LEXIQUE	14
1. INTRODUCTION	16
2. CONTEXTE DE LA DEMANDE TARIFAIRE 2017-2018	16
3. EFFICIENCE ET PERFORMANCE	18
3.1 Évaluation des indicateurs d'efficacité en termes de coûts	18
3.2 Évaluation des indicateurs de performance en termes de qualité de service	21
3.3 Révision des indicateurs de qualité de service	23
3.4 Efficacité des fournisseurs internes du Distributeur	27
4. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES	30
4.1 Test de la durée de vie utile moyenne pondérée de l'ensemble des immobilisations.....	30
4.2 Résultats de l'exercice de révision des durées de vie utile.....	31
4.3 Récupération des soldes du compte de nivellement pour aléas climatiques	33
4.4 Création d'un compte d'écarts des revenus nets des achats d'électricité.....	37
5. PARAMÈTRES FINANCIERS	42
5.1 Structure de capital présumée et taux de rendement des capitaux propres	42
5.2 Coût moyen de la dette	43

5.3	Taux de rendement de la base de tarification	44
5.4	Coût du capital prospectif.....	45
6.	PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE	46
7.	COÛTS ÉVITÉS	56
7.1	Coûts évités en réseau intégré	56
7.2	Coûts évités en réseaux autonomes	60
8.	APPROVISIONNEMENTS	62
8.1	Approvisionnement en électricité	62
8.2	Achats d'électricité	69
9.	SERVICE DE TRANSPORT.....	71
10.	COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SERVICES À LA CLIENTÈLE	72
10.1	Étude de balisage de la rémunération globale des employés d'Hydro-Québec	73
10.2	Charges d'exploitation.....	99
10.3	Autres charges	121
10.4	Frais corporatifs	127
10.5	Rendement de la base de tarification.....	128
11.	BASE DE TARIFICATION	129
12.	AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2017	131
12.1	Sommaire des investissements	131
12.2	Projets inférieurs à 10 M\$	133
12.3	Résultats du balisage et indicateurs de performance	134
12.4	Suivi du Projet LAD	138

13.	INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	140
13.1	Suivi des résultats 2015 et anticipés pour 2016.....	140
13.2	Demande budgétaire 2017	141
13.3	Enjeux spécifiques à certains programmes.....	143
14.	REVENUS REQUIS	146
15.	REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ ET RABAIS SUR VENTES – MÉNAGES À FAIBLE REVENU	148
15.1	Revenus autres que ventes d'électricité.....	148
15.2	Rabais sur ventes - Ménages à faible revenu.....	149
16.	RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE.....	150
17.	CONDITIONS DE SERVICE	151
17.1	Suivi des engagements du dossier tarifaire 2016-2017	151
17.2	Suivi de la décision D-2016-118 relatif aux nouveaux articles 13.1.1 des Conditions de service et 12.4 j) des Tarifs	152
17.3	Modifications des Conditions de service et des frais afférents	152
18.	TARIFS D'ÉLECTRICITÉ 2017-2018.....	153
18.1	Ajustement tarifaire pour l'année 2017-2018.....	153
18.2	Stratégie relative aux tarifs domestiques.....	153
18.3	Stratégie relative aux tarifs généraux et industriel	183
18.4	Projet pilote visant les bornes de recharge de véhicules électriques	184
18.5	Prolongation de la période d'application du tarif de développement économique.....	188
18.6	Autres modifications.....	189
18.7	Suivi des mesures visant les exploitations agricoles	191
18.8	Révision de la stratégie tarifaire	193

19.	MESURES VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU	193
19.1	Ententes de paiement	194
19.2	Interventions en efficacité énergétique.....	198
19.3	Harmonisation des services pour les MFR	199
19.4	Stratégie tarifaire	201
20.	HAUSSE TARIFAIRE APPROUVÉE	202
21.	ORDONNANCE DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL	204
	DISPOSITIF.....	206

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1	Écart de prévisions – indicateurs de coûts du Distributeur.....	20
Tableau 2	Écart de prévisions – Charges de services partagés par abonnement.....	28
Tableau 3	Versement aux revenus requis 2017 des soldes des comptes de <i>pass-on</i> et du compte de nivellement pour aléas climatiques	34
Tableau 4	Taux de rendement de la base de tarification	45
Tableau 5	Coût du capital prospectif.....	46
Tableau 6	Impact en GWh des principaux éléments de changement de comportement.....	51
Tableau 7	Coûts évités par réseaux autonomes – annuité croissante exprimée en ¢/kWh de 2016.....	61
Tableau 8	Besoins en énergie	63
Tableau 9	Bilan du Distributeur pour l’année 2016-2017 (MW) (Respect du critère de fiabilité en puissance) – Prévision des besoins de novembre 2016	65
Tableau 10	Achats d’électricité	70
Tableau 11	Service de transport	71
Tableau 12	Coûts de distribution et des SALC	73
Tableau 13	Écart de rémunération globale d’Hydro-Québec par rapport à la médiane de son marché de référence (en pourcentage)	77
Tableau 14	Charges d’exploitation.....	100
Tableau 15	Masse salariale et effectifs.....	101
Tableau 16	Évolution des salaires de base	103
Tableau 17	Évolution des charges des « Services professionnels et autres »	104
Tableau 18	Évolution des charges de la « Vice-présidence - Technologies de l’information et des communications (VPTIC) ».....	106
Tableau 19	Charges d’exploitation selon l’approche globale	108
Tableau 20	Activités de base avec facteurs d’indexation particuliers.....	111
Tableau 21	Coût de retraite du Distributeur	112

Tableau 22	Évolution des coûts de la stratégie pour la clientèle à faible revenu (redressés, en M\$).....	114
Tableau 23	Dépense de mauvaises créances (redressée, en M\$)	115
Tableau 24	Évolution des charges relatives aux interventions en efficacité énergétique	118
Tableau 25	Éléments spécifiques.....	119
Tableau 26	Autres charges.....	122
Tableau 27	Évolution de la charge totale d’amortissement et déclassement, incluant les soldes des comptes d’écarts et de reports	125
Tableau 28	Frais corporatifs	128
Tableau 29	Rendement de la base de tarification	129
Tableau 30	Base de tarification	130
Tableau 31	Sommaire des investissements 2017 (en M\$)	132
Tableau 32	Sommaire par types d’investissements (en M\$).....	133
Tableau 33	Sommaire des projets inférieurs à 10 M\$ par catégories d’investissements (en M\$).....	134
Tableau 34	Interventions en efficacité énergétique	140
Tableau 35	Interventions en efficacité énergétique Répartition budget 2017	142
Tableau 36	Revenus requis 2017.....	146
Tableau 37	Estimé des revenus requis 2017.....	147
Tableau 38	Revenus autres que ventes d’électricité	148
Tableau 39	Rabais sur ventes – Ménages à faible revenu	150
Tableau 40	Structure cible proposée pour le tarif D (à revenus équivalents) Tarifs au 1 ^{er} avril 2016.....	155
Tableau 41	Estimé de la hausse tarifaire approuvée en 2017.....	203

LISTE DES FIGURES

Figure 1	Dépenses d'exploitation pour le réseau de distribution par abonnement (\$ US)	81
Figure 2	Dépenses d'exploitation pour les SALC par abonnement (\$ US)	81
Figure 3	Investissements annuels par rapport aux immobilisations non amorties – Comparaison entre le Distributeur et l'industrie.....	135

LISTE DES DÉCISIONS

Décision	Dossier	Nom du dossier
D-2003-93	R-3492-2002	Demande relative à la détermination du coût du service du Distributeur et à la modification des tarifs d'électricité Phase 1
D-2005-34	R-3541-2004	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2005-2006
D-2006-34	R-3579-2005	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2006-2007
D-2006-111	R-3591-2005	Demande d'examen du rapport annuel pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2005
D-2007-12	R-3610-2006	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2007-2008
D-2007-81	R-3535-2004	Demande relative à la modification de certaines conditions de service d'Hydro-Québec liées à l'alimentation en électricité et des frais afférents
D-2008-024	R-3644-2007	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2008-2009
D-2009-016	R-3677-2008	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2009-2010
D-2010-022	R-3708-2009	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2010-2011
D-2011-028	R-3740-2010	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2011-2012
D-2012-024	R-3776-2011	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2012-2013
D-2012-127	R-3770-2011	Demande relative à l'autorisation du projet Lecture à Distance – Phase 1

D-2013-037	R-3814-2012	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2013-2014
D-2013-174	R-3854-2013	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2014-2015
D-2014-034	R-3842-2013	Demande d'approbation du taux de rendement des capitaux propres et du mécanisme de traitement des écarts de rendement
D-2014-037	R-3854-2013 Phase 1	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2014-2015
D-2014-086	R-3875-2014	Demande d'approbation des amendements à l'entente de 2009 portant sur la suspension temporaire des livraisons de la centrale de TCE
D-2014-101	R-3863-2013	Demande relative à l'autorisation du projet Lecture à Distance – Phases 2 et 3
D-2014-205	R-3864-2013	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur
D-2015-018	R-3905-2014	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2015-2016
D-2015-088	R-3911-2014 et R-3912-2014	Demandes de révision de la décision D-2014-165 rendue au dossier du rapport annuel 2012-2013 de Gaz Métro (R-3871-2013)
D-2015-120	R-3924-2015 Phases 1 et 2	Demande de Gazifère Inc. relative à la fermeture réglementaire des livres pour la période du 1 ^{er} janvier au 31 décembre 2014, à la fixation du taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire pour les années témoins 2016 et 2017, à l'approbation du plan d'approvisionnement et à la modification des tarifs à compter du 1 ^{er} janvier 2016
D-2015-153	R-3933-2015	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2016-2017
D-2015-189	R-3927-2015	Demande relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (US GAAP)
D-2016-033	R-3933-2015	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2016-2017
D-2016-095	R-3965-2016	Demande d'approbation du contrat de service d'intégration éolienne découlant de l'appel d'offres A/O 2015-02
D-2016-118	R-3964-2016	Demande relative à la modification des Conditions de service d'électricité et des frais afférents d'Hydro-Québec

[D-2016-124](#) R-3980-2016 Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2017-2018

[D-2016-135](#) R-3980-2016 Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2017-2018

LEXIQUE

Distributeur	Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité
Régie	Régie de l'énergie
Transporteur	Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité
ARK	Administration régionale Kativik
BEIÉ	Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques
CEO	Commission de l'énergie de l'Ontario
CER	comptes d'écarts et de reports
CE3É	Chauffe-eau à trois éléments
CSP	Centre de services partagés
DDR	demande de renseignements
DMC	dépense de mauvaises créances
EIA	Energy Information Administration
ETC	équivalent temps complet
IFRS	Normes internationales d'information financière
LAD	Lecture à Distance
MFR	ménages à faible revenu
MRI	mécanisme de réglementation incitative
MTÉR	mécanisme de traitement des écarts de rendement
PCGR	principes comptables généralement reconnus
PGEÉ	Plan global en efficacité énergétique
PME	petites et moyennes entreprises
SALC	services à la clientèle
SCHL	Société canadienne d'hypothèques et de logement
TDÉ	tarif de développement économique
TRCP	taux de rendement des capitaux propres
WTI	West Texas Intermediate

Abréviations et signes conventionnels

\$	dollar canadien
k	kilo (mille)
M	méga (million)
kW	kilowatt
MW	mégawatt
kWh	kilowattheure - 10^3 ou 1 000 Wh
MWh	mégawattheure - 10^6 ou 1 000 000 Wh
GWh	gigawattheure - 10^9 ou 1 000 000 000 Wh
TWh	térawattheure - 10^{12} ou 1 000 000 000 000 Wh

1. INTRODUCTION

[1] Le 29 juillet 2016, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 30, 31 (1°), 32, 34, 48, 49, 50, 51, 52.1, 52.2, 52.3 et 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), une demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2017-2018.

[2] Le 3 août 2016, la Régie rend sa décision procédurale D-2016-124 par laquelle elle demande notamment au Distributeur de publier dans certains quotidiens et d'afficher sur son site internet un avis public donnant aux personnes intéressées les instructions préliminaires relatives à l'audience qu'elle tiendra pour l'examen de cette demande.

[3] Le 15 septembre 2016, la Régie rend sa décision D-2016-135 sur les demandes d'intervention, la demande de traitement confidentiel et l'échéancier de traitement du dossier.

[4] L'audience relative à cette demande a lieu du 2 au 16 décembre 2016, date à laquelle la Régie entame son délibéré.

[5] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur la demande du Distributeur relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2017-2018.

[6] Pour les motifs ci-après exposés, la Régie estime la hausse tarifaire à 0,7 % pour l'ensemble des tarifs, à l'exception du tarif applicable aux clients industriels de grande puissance (Tarif L) qui devrait connaître une hausse de 0,2 %.

2. CONTEXTE DE LA DEMANDE TARIFAIRE 2017-2018

[7] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur propose, pour l'année tarifaire 2017-2018, une hausse des tarifs d'électricité de 1,6 % pour l'ensemble des clients, à l'exception des clients industriels de grande puissance pour lesquels la hausse proposée est

¹ [RLRQ, c. R-6.01.](#)

de 1,1 %, afin de récupérer son coût de service de l'année témoin 2017. Les revenus requis demandés par le Distributeur totalisent 11 787 M\$.

[8] La présente demande tarifaire s'inscrit dans le contexte du *Plan Stratégique 2016-2020 – Voir grand avec notre énergie propre* (le Plan stratégique 2016-2020), dévoilé par Hydro-Québec le 8 juin 2016. L'entreprise se donne, entre autres objectifs, d'être une référence en matière de services à la clientèle et de limiter les hausses tarifaires à un niveau inférieur ou égal à l'inflation, sur une moyenne mobile de cinq ans.

[9] Afin de contribuer aux résultats visés par le Plan stratégique 2016-2020, le Distributeur a déjà pris diverses initiatives, telles que le prolongement des heures d'ouverture de ses centres de relations clientèle les soirs de semaine et les week-ends. Il a également implanté des outils d'information et en libre-service sur le site Web et sur les appareils mobiles afin d'améliorer l'accessibilité aux services.

[10] Quant aux activités reliées à la distribution et aux services à la clientèle, notamment grâce à ses efforts d'efficience, le Distributeur entend contenir en 2017 ses coûts au même montant que celui reconnu pour 2016.

[11] Le Distributeur a également entrepris la refonte de ses *Conditions de service d'électricité* (les Conditions de service) dans le contexte où la clientèle adopte de nouvelles technologies et de nouvelles façons de faire, dans un souci de simplification. Un dossier spécifique, portant sur la modification des conditions de service d'électricité et des frais afférents, a été déposé à la Régie en mars 2016². En conséquence, le Distributeur ne propose pas de modifications aux Conditions de service, outre certains suivis de décisions antérieures.

² Dossier R-3964-2016.

[12] Au sujet de la stratégie relative aux tarifs domestiques, le Distributeur propose, notamment, l'implantation graduelle des orientations retenues par la Régie dans sa décision D-2016-033.

[13] Par ailleurs, la présente demande tarifaire se distingue de celles des années passées du fait que 2017 constitue la première année où le Distributeur sera assujéti au partage d'excédents de rendement éventuels. Le mécanisme de traitement des écarts de rendement (MTÉR), déjà approuvé par la Régie³, s'appliquera aux résultats de l'année 2017. Le montant des excédents à partager, le cas échéant, sera intégré en réduction des revenus requis lors de la demande tarifaire 2019-2020.

3. EFFICIENCE ET PERFORMANCE

3.1 ÉVALUATION DES INDICATEURS D'EFFICIENCE EN TERMES DE COÛTS

[14] Les résultats des indicateurs de coûts présentés par le Distributeur sont utilisés par la Régie afin d'évaluer l'évolution pluriannuelle des charges d'exploitation et le niveau des revenus additionnels requis pour l'année tarifaire 2017-2018.

[15] La Régie analyse ainsi, de manière globale, la performance du Distributeur en matière de contrôle de ses coûts.

Objectif du Distributeur

[16] Comme au dossier tarifaire précédent, le Distributeur se fixe comme objectif d'efficacité et de performance de contenir, sur une période mobile de cinq ans, la

³ Décision [D-2014-034](#).

croissance annuelle moyenne des indicateurs de coûts sous le niveau de l'inflation, tout en fournissant une alimentation électrique fiable et un service à la clientèle accessible et de qualité⁴.

[17] La Régie analyse à court et long termes les résultats des 12 indicateurs de coûts présentés par le Distributeur⁵. Pour la période 2013-2017, la croissance annuelle moyenne de l'ensemble des indicateurs est de 0,1 %, alors que le taux d'inflation moyen sur la même période s'établit à 1,6 %⁶.

[18] En ce qui a trait aux résultats de court terme, la Régie constate que pour la période 2016-2017, la croissance annuelle de l'ensemble des indicateurs de coûts est de 0,2 %, ce qui est inférieur au taux d'inflation. Elle considère que ce résultat annuel démontre une amélioration de l'efficacité par rapport aux résultats des années 2014-2015 et 2015-2016, alors que le Distributeur présentait de moins bonnes performances en matière de contrôle des coûts⁷.

[19] **Considérant l'ensemble de ces résultats, la Régie est d'avis que le Distributeur atteint son objectif de contenir la croissance annuelle moyenne des indicateurs de coûts sous l'inflation, sur une période mobile de cinq ans, soit, dans le cas présent, la période 2013-2017.**

Prévisions et résultats réels des indicateurs d'efficacité

[20] Dans le cadre de l'évaluation de l'efficacité du Distributeur, la Régie compare les résultats des indicateurs de coûts prévus par le Distributeur aux résultats réels obtenus de 2012 à 2016⁸, tels que présentés au tableau suivant.

⁴ Pièce [B-0013](#), p. 5.

⁵ Pièce [B-0108](#), p. 5 et 6, tableaux R.2.1-A et R.2.1-C.

⁶ Pour 2016, la Régie utilise les données de l'année de base.

⁷ Décision [D-2016-033](#), p. 29 et 30.

⁸ Pour 2016, les données sont basées sur 4 mois réels et 8 mois projetés.

TABLEAU 1
ÉCART DE PRÉVISIONS – INDICATEURS DE COÛTS DU DISTRIBUTEUR

<i>Résultats réels moins résultats prévus (%)</i>	2012	2013	2014	2015	2016	Moyenne 2012-2016	Médiane 2012-2016
Coût total Distribution et SALC (\$) par abonnement	-5,1%	-6,2%	-3,9%	-5,9%	-1,4%	-4,5%	-5,1%
CEN Distribution et SALC (\$) par abonnement	-6,9%	-11,0%	-4,4%	-6,6%	-3,3%	-6,5%	-6,6%
IEN (\$) par abonnement	-2,9%	-1,3%	-1,7%	-0,8%	0,4%	-1,3%	-1,3%
Coût total SALC (\$) par abonnement	-8,3%	-9,2%	1,8%	14,4%	4,2%	0,6%	1,8%
CEN SALC (\$) par abonnement	-11,3%	-12,7%	-5,0%	5,6%	1,1%	-4,5%	-5,0%
Coût total Distribution (\$) par abonnement	-4,1%	-5,7%	-5,3%	-10,0%	-2,7%	-5,6%	-5,3%
CEN Distribution (\$) par abonnement	-3,6%	-9,7%	-4,1%	-12,2%	-6,0%	-7,1%	-6,0%
Coût total Distribution et SALC (€) par kWh normalisé	-5,1%	-5,3%	-4,5%	-3,6%	-1,6%	-4,0%	-4,5%
CEN Distribution et SALC (€) par kWh normalisé	-6,8%	-11,1%	-6,0%	-5,6%	-2,9%	-6,5%	-6,0%
CEN Distribution (€) par kWh normalisé transité par le réseau	-4,3%	-10,0%	-1,7%	-9,9%	-6,1%	-6,4%	-6,1%
Coût total Distribution (k\$) par km de réseau	-5,4%	-5,7%	-5,1%	-10,7%	-2,7%	-5,9%	-5,4%
IEN (k\$) par km de réseau	-4,0%	-1,8%	-1,7%	-1,3%	0,4%	-1,7%	-1,7%
ÉCART MOYEN POUR L'ENSEMBLE DES INDICATEURS	-5,7%	-7,5%	-3,5%	-3,9%	-1,7%	-4,4%	-4,3%
ÉCART - TAUX D'INFLATION	-0,5	-1,1	0,0	-0,9	-0,2	-0,5	-0,5

Sources : Pièce B-0108, p. 5-6; décision D-2016-033, p. 31.
Sources : Pièce B-0108, p. 5 et 6 et décision D-2016-033, p. 31.

CEN : charges d'exploitation nettes; IEN : immobilisations en exploitation nettes; SALC : services à la clientèle.
CEN : charges d'exploitation nettes; IEN : immobilisations en exploitation nettes; SALC : services à la clientèle.

[21] La Régie remarque que les résultats réels des indicateurs de coûts sont inférieurs à ceux projetés par le Distributeur à chacune des années sur la période 2012-2016. En effet, les coûts réels par abonnement, par kilowattheure ou par kilomètre de réseau, sont en moyenne inférieurs de 4,4 % à ceux prévus par le Distributeur sur la période 2012-2016.

[22] Le calcul de la médiane vient appuyer ce constat, compte tenu que, par définition, 50 % des résultats réels sont inférieurs de 4,3 % ou plus par rapport aux prévisions de résultats d'indicateurs de coûts du Distributeur sur cette période.

[23] **La Régie considère que le Distributeur sous-estime historiquement sa capacité à réaliser des gains d'efficacité dans sa gestion, ses processus d'affaires et ses activités, conduisant ainsi à une surestimation annuelle de ses charges, qu'elles soient par abonnement, par kilowattheure ou par kilomètre de réseau.**

[24] **La Régie invite le Distributeur à améliorer ses prévisions en ce qui a trait à sa capacité à réaliser des gains d'efficience.**

3.2 ÉVALUATION DES INDICATEURS DE PERFORMANCE EN TERMES DE QUALITÉ DE SERVICE

[25] Les indicateurs de qualité de service présentés par le Distributeur sont utilisés par la Régie pour évaluer le niveau et l'évolution de la qualité de service offerte par le Distributeur d'une année à l'autre.

[26] À partir des résultats des indicateurs de qualité de service présentés en preuve, la Régie analyse la performance du Distributeur dans les grands domaines suivants : satisfaction de la clientèle, fiabilité du service électrique, alimentation électrique, service à la clientèle et sécurité.

[27] En simplifiant ses processus, en favorisant l'utilisation des nouvelles technologies et en optimisant ses effectifs, le Distributeur vise à adopter une approche proactive du service à la clientèle qui est basée sur les besoins et les attentes de ses clients⁹.

[28] Le Distributeur rappelle également qu'il a pour objectif global de fournir à ses clients une alimentation électrique fiable et un service à la clientèle accessible et de qualité, tout en contenant la croissance annuelle moyenne de ses indicateurs de coûts sous le niveau d'inflation sur une période mobile de cinq ans¹⁰.

[29] Le Distributeur présente les résultats des indicateurs de qualité de service de 2011 à 2015, correspondant à une période mobile de cinq ans, en plus des résultats du premier semestre de 2016¹¹.

⁹ Pièce [B-0013](#), p. 5 à 8.

¹⁰ Pièce [B-0013](#), p. 9.

¹¹ Pièce [B-0077](#), p. 9.

[30] Au plan de la satisfaction de la clientèle, le Distributeur présente des résultats calculés selon une nouvelle méthodologie, tel qu'annoncé au précédent dossier tarifaire¹². Cette nouvelle méthodologie reflète la satisfaction de chacun des segments de la clientèle du Distributeur à l'égard de quatre grandes dimensions du service : qualité et continuité de l'alimentation électrique, facturation, gestion de la consommation et service à la clientèle (accueil et traitement des demandes).

[31] En compilant les différents résultats obtenus par clientèle et par dimension, le Distributeur affiche un indice de satisfaction de la clientèle combiné de 80 %¹³.

[32] Pour ce qui est de la fiabilité du service électrique, le Distributeur indique que de nombreux événements météorologiques, mais non considérés comme étant majeurs, ont affecté le réseau en 2015, alors que les résultats de 2016 semblent se situer dans la moyenne des cinq dernières années.

[33] Du côté de l'alimentation électrique, le Distributeur souligne avoir pris diverses mesures afin d'améliorer le taux de respect de la date de livraison pour les demandes de raccordement, dont notamment la mise en place, en avril 2016, d'un Centre de gestion des services techniques aux clients¹⁴.

[34] Selon l'APCHQ et l'UPA, le taux de respect de la date de livraison et les délais de mise sous tension, lors de raccordements ou de prolongements de réseau, demeurent problématiques par rapport aux attentes de leurs membres¹⁵.

[35] Au niveau des services à la clientèle, le Distributeur affiche globalement de meilleurs résultats en 2016 qu'en 2015, notamment à la suite de l'élargissement des heures d'ouverture des centres d'appels, de l'augmentation des services offerts sur le site Web, de la bonification des applications mobiles et de l'amélioration de la formation des employés.

¹² Décision [D-2016-033](#), p. 39 et 40.

¹³ Pièce [B-0013](#), p. 14.

¹⁴ Pièce [B-0077](#), p. 5.

¹⁵ Pièces [C-APCHQ-0011](#), p. 14 à 23, et [C-UPA-0009](#), p. 18 à 20.

[36] La Régie constate que, de manière globale, le Distributeur améliore sa performance quant à la qualité des services offerts à ses clients et que les mesures mises en place durant la dernière année semblent porter fruits. Néanmoins, quelques résultats d'indicateurs démontrent que le Distributeur devra porter une attention particulière à certains services.

[37] Les services à la clientèle ne sont pas pleinement efficaces, alors que de nombreuses réponses téléphoniques sont obtenues au-delà de 100 secondes, qu'un cinquième des clients ne voit pas ses demandes être réglées en un seul contact et que l'offre libre-service sur le site Web est encore limitée.

[38] La Régie rappelle au Distributeur qu'il vise à adopter une approche client proactive fondée sur les besoins et les attentes des différents segments de sa clientèle. Le Distributeur doit donc poursuivre le développement, la simplification et l'optimisation des services offerts, afin d'offrir à terme une qualité de service de haut niveau à tous ses clients. Il s'agit d'un engagement continu du Distributeur envers sa clientèle.

[39] Enfin, tel que mentionné dans sa décision D-2016-033¹⁶, la Régie souligne que l'amélioration de la qualité du service doit être réalisée par l'entremise de gains d'efficacité au niveau des charges d'exploitation et non par des hausses de coûts.

3.3 RÉVISION DES INDICATEURS DE QUALITÉ DE SERVICE

[40] La Régie étudie les propositions du Distributeur et des intervenants à l'égard des ajouts, des retraits ou des modifications d'indicateurs de qualité de service.

Nouveaux indices de satisfaction de la clientèle

[41] Dans sa décision D-2016-033, la Régie prenait note des démarches du Distributeur afin d'améliorer sa méthodologie d'établissement des indices de satisfaction de la clientèle et de présenter les premiers résultats dès 2016¹⁷.

¹⁶ [Page 34.](#)

¹⁷ Décision [D-2016-033](#), p. 40.

[42] Tel que mentionné à la section précédente, le Distributeur présente, d'une part, cette nouvelle méthodologie qui segmente l'indice de satisfaction par clientèles et par dimensions du service offert et, d'autre part, les résultats qui en découlent.

[43] Le Distributeur affirme que sa nouvelle méthodologie, basée sur des sondages simplifiés, « *permet d'évaluer directement les services offerts par le Distributeur sur une base identique pour tous les segments de la clientèle* »¹⁸.

[44] OC se montre satisfaite par la nouvelle méthodologie d'évaluation de la satisfaction de la clientèle¹⁹.

[45] L'UMQ est globalement favorable à la nouvelle méthodologie d'évaluation de la satisfaction de la clientèle, mais souhaite que les clients municipaux y soient représentés et évalués à part entière²⁰.

[46] La Régie est satisfaite de la nouvelle méthodologie d'évaluation de la satisfaction de la clientèle développée par le Distributeur.

Modification de l'indicateur « Nombre de contacts Web par client »

[47] Dans sa décision D-2016-033, la Régie acceptait la proposition du Distributeur d'abandonner l'indicateur « Nombre de courriels par client » pour le remplacer par l'indicateur « Nombre de contacts Web par client ».

[48] Cependant, la Régie demandait au Distributeur de modifier le calcul du nouvel indicateur, afin qu'il comprenne le nombre de contacts Web informationnels, mais qu'il exclue le nombre de courriels libres, compte tenu de leur nombre relativement faible²¹.

[49] Au présent dossier tarifaire, le Distributeur propose à nouveau que l'indicateur exclue le nombre de contacts informationnels et inclue le nombre de courriels libres. Le Distributeur est d'avis que seuls les contacts transactionnels, les formulaires Web et les

¹⁸ Pièce [B-0013](#), p. 13.

¹⁹ Pièce [C-OC-0008](#), p. 3 et 4.

²⁰ Pièce [C-UMQ-0008](#), p. 16.

²¹ Décision [D-2016-033](#), p. 36 et 37.

courriels libres permettent à un client de régler une demande sans avoir à contacter les services à la clientèle.

[50] La Régie considère que le fait de « contacter les services à la clientèle » ne doit pas seulement faire référence aux appels téléphoniques, mais à tous les outils technologiques disponibles à la clientèle pour répondre à ses demandes d'informations et réaliser ses transactions.

[51] À cet égard, le Distributeur indique que « *les contacts Web informationnels donnent un complément d'information aux clients, mais généralement l'information fournie seule n'est pas suffisante pour éviter un appel* » [nous soulignons]²². De l'avis de la Régie, si un appel est nécessaire dans un tel cas, c'est que l'information disponible sur le site Web ou une application mobile n'est possiblement pas suffisamment claire ou détaillée pour répondre aux besoins du client.

[52] La Régie réitère que l'indicateur doit mesurer directement les efforts déployés par le Distributeur pour améliorer et moderniser l'expérience client offerte dans son ensemble. D'une part, l'indicateur doit mesurer la valeur de l'information mise en ligne par le Distributeur : plus l'information sera pertinente pour les clients, plus elle sera consultée et utilisée. D'autre part, l'indicateur doit bonifier le suivi du service à la clientèle offert par le Distributeur sur le site Web par rapport au service téléphonique.

[53] **La Régie ne retient pas la proposition du Distributeur de modifier le calcul de l'indicateur « Nombre de contacts Web par client ». Néanmoins, compte tenu du nombre croissant de courriels libres reçus par le Distributeur ces dernières années²³, elle considère que le nombre de courriels libres devrait être inclus dans le calcul de l'indicateur.**

[54] **La Régie précise que le calcul de l'indicateur doit désormais inclure le nombre de contacts Web transactionnels et automatisés, le nombre de contacts Web informationnels, le nombre de contacts par formulaires Web, de même que le nombre de courriels libres.**

²² Pièce [B-0013](#), p. 12.

²³ Pièce [B-0072](#), p. 5 et 6.

Ajout de l'indicateur « Taux de respect de la date de livraison pour les demandes à intervenants multiples »

[55] Dans sa décision D-2016-033, la Régie acceptait la proposition du Distributeur d'introduire l'indicateur « Délai moyen de raccordement simple en aérien ». Cependant, elle lui demandait d'ajouter, pour le présent dossier tarifaire, un indicateur complémentaire calculant le délai moyen de raccordement complexe, puisque l'indicateur relatif aux raccordements simples en aérien ne se rapporte qu'à 50 % des demandes de raccordement que reçoit le Distributeur²⁴.

[56] En réponse à la demande de la Régie, le Distributeur propose d'introduire l'indicateur « Taux de respect de la date de livraison pour les demandes à intervenants multiples ». Le Distributeur indique que cet indicateur, déjà utilisé à l'interne, regroupe 11 types de raccordements et travaux qualifiés de complexes, est intégré au Centre de gestion des services techniques aux clients et couvre environ 20 % des demandes de raccordement qu'il reçoit²⁵.

[57] Le Distributeur précise que l'indicateur proposé mesure le taux de respect de la date convenue avec le client (%) et non un nombre de jours. Il souligne qu'une seconde date peut être convenue avec le client et, qu'au-delà de cette seconde date, la date de livraison est considérée comme non respectée.

[58] L'APCHQ n'est pas satisfaite de la proposition du Distributeur. Elle considère que l'indicateur mesure de nombreux éléments disparates qui ne sont pas pondérés par l'ampleur des travaux qui s'y rattachent, tout en ajoutant qu'il ne répond pas adéquatement à ses propres besoins de mesurage²⁶. L'intervenante propose la mise en place d'un groupe de travail multipartite pour développer de nouveaux indicateurs de performance²⁷.

[59] L'UMQ est favorable à l'indicateur proposé par le Distributeur. Cependant, elle demande qu'un indicateur additionnel soit ajouté, afin de mesurer le taux de respect de la

²⁴ Décision [D-2016-033](#), p. 38.

²⁵ Pièces [B-0013](#), p. 12 et 13, et [B-0072](#), p. 7.

²⁶ Pièce [C-APCHQ-0011](#), p. 8, 9, 12 et 13.

²⁷ Pièce [C-APCHQ-0011](#), p. 13.

date de livraison à la première date convenue, ainsi qu'un autre mesurant le nombre de cas ayant nécessité la fixation de plus d'une date de raccordement²⁸.

[60] La Régie note que l'indicateur proposé par le Distributeur se rapporte à un nombre élevé de types de raccordement et de travaux, ayant des cycles de réalisation différents et des niveaux de complexité variables²⁹. Elle note également que la pertinence du nouvel indicateur semble discutable, compte tenu des besoins exprimés par l'APCHQ et l'UMQ.

[61] Pour les fins d'étude d'un dossier tarifaire, la Régie considère qu'il est préférable d'avoir un nombre limité d'indicateurs, qui soient pertinents à suivre et à analyser d'un point de vue global.

[62] La Régie ne retient pas le nouvel indicateur proposé par le Distributeur. Néanmoins, comme le suggère l'APCHQ, elle demande au Distributeur de mettre en place un groupe de travail multipartite qui se penchera sur le développement d'indicateurs de performance et de mesurage de la satisfaction dans les processus associés aux raccordements et aux prolongements de réseau et de soumettre un bilan des travaux du groupe de travail, en temps opportun.

3.4 EFFICIENCE DES FOURNISSEURS INTERNES DU DISTRIBUTEUR

[63] Le Distributeur vise, de manière implicite, à contenir, sur une période mobile de cinq ans, la croissance annuelle moyenne de l'ensemble des charges de services partagés par abonnement sous le niveau de l'inflation.

[64] Pour la période 2013-2017, cette croissance est de -0,5 %, alors que le taux d'inflation moyen sur la même période s'établit à 1,6 %³⁰.

[65] Pour le Distributeur, cette croissance annuelle moyenne s'explique par la mise en place de mesures d'efficacité ainsi que par la variation à la baisse des besoins rattachés,

²⁸ Pièce [C-UMQ-0008](#), p. 14 et 15.

²⁹ Pièce [B-0089](#), p. 36.

³⁰ Pièce [B-0031](#), p. 5.

d'une part, aux activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et, d'autre part, aux éléments spécifiques³¹.

[66] La Régie constate que les résultats attendus pour l'année témoin 2017 sont comparables à ceux obtenus en 2014, soit l'année qui affiche la meilleure performance réalisée par les fournisseurs internes au cours des quatre dernières années.

[67] La Régie prend acte des résultats de l'ensemble des indicateurs d'efficience des fournisseurs internes et les encourage à poursuivre leurs efforts d'efficience, afin que la croissance des charges de services partagés par abonnement puisse demeurer constamment en deçà de l'inflation, voire même négative.

Prévisions et résultats réels des indicateurs d'efficience des fournisseurs internes

[68] Pour compléter l'évaluation de l'efficience des fournisseurs internes du Distributeur, la Régie compare les résultats prévus des charges de services partagés par abonnement aux résultats réels de la période 2012-2016³², tels que présentés au tableau suivant.

TABLEAU 2
ÉCART DE PRÉVISIONS – CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS PAR ABONNEMENT

<i>Résultats réels moins résultats prévus (%)</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i>	<i>2016</i>	<i>Moyenne 2012-2016</i>	<i>Médiane 2012-2016</i>
Centre de services partagés (\$) par abonnement	-5,1%	-5,2%	-6,6%	-2,8%	-1,2%	-4,2%	-5,1%
VPTIC et DEPSI (\$) par abonnement	-4,5%	-10,8%	-9,2%	-5,6%	8,9%	-4,2%	-5,6%
Unités corporatives (\$) par abonnement	10,3%	7,6%	0,5%	15,9%	14,9%	9,8%	10,3%
TransÉnergie (\$) par abonnement	13,4%	16,7%	-4,3%	-8,4%	-10,2%	1,4%	-4,3%
Autres (\$) par abonnement	41,1%	54,6%	189,1%	252,9%	468,8%	201,3%	189,1%
TOTAL FOURNISSEURS INTERNES (\$) PAR ABONNEMENT	-1,0%	-4,3%	-4,4%	2,5%	11,6%	0,9%	-1,0%
ÉCART - TAUX D'INFLATION	-0,5	-1,1	0,0	-0,9	-0,2	-0,5	-0,5

Sources : Pièce B-0031, p. 5; dossier R-3933-2015, pièce B-0030, p. 5.
Sources : Pièce B-0031, p. 5 et dossier R-3933-2015, pièce B-0030, p. 5.
VPTIC : Vice-présidence - Technologies de l'information et des communications
VPTIC : Vice-présidence - Technologies de l'information et des communications.
DEPSI : Groupe - Développement de l'entreprise, planification stratégique et innovation
DEPSI : Groupe - Développement de l'entreprise, planification stratégique et innovation.

³¹ Pièce B-0031, p. 5.

³² Pour 2016, les données sont basées sur 4 mois réels et 8 mois projetés.

[69] Pour la période 2012-2016, la Régie constate que les résultats réels des indicateurs d'efficacité sont globalement supérieurs à ceux projetés par les fournisseurs internes du Distributeur. Les charges réelles de services partagés par abonnement sont, en moyenne, supérieures de 0,9 % à celles prévues par les fournisseurs internes sur la période 2012-2016.

[70] Le Distributeur précise que cette situation s'explique « *d'une part, par les coûts liés à des événements imprévisibles en réseaux autonomes, dont la portion des coûts pour Cap-aux-Meules est versée dans un compte d'écart pour événements imprévisibles en réseaux autonomes et, d'autre part, par les coûts de réhabilitation des parcs à carburant dans les centrales en réseaux autonomes* »³³. Il s'agit donc de surcoûts principalement attribuables à Hydro-Québec Équipement.

[71] Par ailleurs, la Régie remarque que les résultats réels sont nettement inférieurs aux résultats prévus dans le cas du Centre de services partagés (CSP) et du regroupement VPTIC – DEPSI³⁴, qui représentent ensemble plus de 70 % des charges associées aux fournisseurs internes du Distributeur³⁵. En effet, sur la période 2012-2016, les charges par abonnement sont, en moyenne, inférieures de 4,2 % à celles prévues par le CSP et le regroupement VPTIC - DEPSI.

[72] La Régie évalue que ces deux fournisseurs internes du Distributeur ont tendance à sous-estimer leur capacité à générer des gains d'efficacité au sein de leurs différents domaines d'activités, ce qui résulte en une surestimation des charges de services partagés facturées au Distributeur.

[73] La Régie s'attend à ce que le Distributeur présente, lors du prochain dossier tarifaire, les résultats provenant des exercices de balisage pour le CSP et la VPTIC³⁶. Également, elle s'attend à ce qu'il s'assure que ses fournisseurs internes améliorent leurs prévisions.

³³ Pièce [B-0072](#), p. 70 et 71.

³⁴ Les activités du groupe Technologie se retrouvent désormais dans celles du regroupement VPTIC – DEPSI.

³⁵ Pièce [B-0031](#), p. 6 : calcul effectué à partir des données de l'année historique 2015.

³⁶ Décision [D-2015-018](#), p. 52 et 53.

4. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

4.1 TEST DE LA DURÉE DE VIE UTILE MOYENNE PONDÉRÉE DE L'ENSEMBLE DES IMMOBILISATIONS

[74] Dans sa décision D-2015-189³⁷, la Régie approuvait la proposition du Distributeur d'amortir ses immobilisations corporelles sur leurs durées de vie utile spécifiques, sans les limiter à 50 ans, aux fins de l'établissement des tarifs, à la condition que la durée de vie utile moyenne pondérée de l'ensemble de ses immobilisations n'excède pas 50 ans (tel qu'exigé à l'article 24 (3^o) de la *Loi sur Hydro-Québec*³⁸).

[75] En conformité avec le paragraphe 107 de la décision D-2015-189³⁹, le Distributeur présente les résultats du test de la durée de vie utile moyenne pondérée de l'ensemble de ses immobilisations pour l'année témoin 2017, soit 40 ans pour les immobilisations corporelles, huit ans pour les actifs incorporels et 39 ans pour l'ensemble des actifs.

[76] De plus, dans sa décision D-2015-189⁴⁰, la Régie demandait au Distributeur de déposer, dans le présent dossier tarifaire, une proposition de mécanisme réglementaire qui serait applicable, advenant le cas où le test de la durée de vie utile moyenne pondérée de l'ensemble des immobilisations (incluant ou excluant les actifs incorporels) excéderait 50 ans.

[77] Le Distributeur juge qu'il est prématuré, dès le présent dossier tarifaire, d'établir un tel mécanisme réglementaire. Il indique qu'une simulation des mises en service prévues sur un horizon de 10 ans démontre que la durée de vie moyenne pondérée de l'ensemble de ses immobilisations demeure relativement stable, soit autour de 39 ans et donc, n'excèdera pas 50 ans.

³⁷ [Page 26](#), par. 104 et 105.

³⁸ [RLRQ, c. H-5](#).

³⁹ [Page 27](#), par. 107.

⁴⁰ [Page 27](#), par. 110.

[78] En réponse à une demande de renseignements (DDR)⁴¹, le Distributeur dépose la simulation des mises en service prévues sur un horizon de 10 ans qui démontre que la durée de vie moyenne pondérée de l'ensemble de ses immobilisations n'excédera pas 39 ans sur la période 2015 à 2026.

[79] Conséquemment, le Distributeur demande à la Régie de reporter le dépôt d'une proposition de mécanisme réglementaire lorsque la durée de vie moyenne pondérée de l'ensemble des immobilisations atteindra un seuil se rapprochant de 50 ans.

[80] La Régie accepte la demande du Distributeur de reporter le dépôt d'une proposition de mécanisme réglementaire lorsque la durée de vie moyenne pondérée de l'ensemble des immobilisations atteindra un seuil se rapprochant de 50 ans.

[81] La Régie précise que le dépôt d'une proposition, lorsque le seuil se rapprochera de 50 ans, s'applique autant sur une base de coût de service que sous un mécanisme de réglementation incitative (MRI).

[82] La Régie ordonne au Distributeur de déposer à tous les cinq ans, dans le cadre de son dossier tarifaire, la simulation des mises en service prévues sur un horizon de 10 ans, selon le format du tableau R-7.1 de la pièce B-0072⁴².

4.2 RÉSULTATS DE L'EXERCICE DE RÉVISION DES DURÉES DE VIE UTILE

[83] Le Distributeur procède périodiquement à la révision des durées de vie utile de ses immobilisations corporelles et de ses actifs incorporels, conformément à la normalisation comptable en vigueur.

⁴¹ Pièce [B-0072](#), p. 13 et 14, tableau R-7.1.

⁴² Pièce [B-0072](#), p. 13 et 14, tableau R-7.1

[84] Le Distributeur ou le CSP ont complété la révision des durées de vie utile pour les catégories d'immobilisations corporelles suivantes :

- deux catégories de chambres souterraines des puits d'accès (durées de vie utile passant de 35 à 70 ans);
- transformateurs souterrains (durée de vie utile de 30 ans maintenue);
- certaines catégories d'actifs des réseaux autonomes (durées de vie utile passant de 10 à 50 ans);
- système complet d'alimentation en air comprimé (durée de vie utile passant de 40 à 35 ans).

[85] Le Distributeur présente le détail des impacts financiers de ces révisions des durées de vie utile applicables au 1^{er} janvier 2017 et inclut, dans l'établissement de la prévision de la charge d'amortissement de l'année témoin 2017, un montant total créditeur de 3,1 M\$.

[86] La Régie accueille la révision des durées de vie utile pour ces catégories d'immobilisations corporelles, telle que proposée par le Distributeur.

[87] Le Distributeur mentionne qu'il prévoit réaliser des dossiers de révision de durée de vie utile pour diverses catégories d'appareils de manœuvre. Il indique que l'avancement des travaux ne lui permet pas de tenir compte de l'impact de ces révisions dans ses revenus requis de l'année témoin 2017. Il prévoit considérer cet impact au moment où les résultats seront concluants.

[88] La Régie demande au Distributeur de présenter les résultats des dossiers de révision des durées de vie utile pour diverses catégories d'appareils de manœuvre lors de la demande tarifaire 2018-2019.

4.3 RÉCUPÉRATION DES SOLDES DU COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES

[89] Conformément aux décisions antérieures⁴³, les soldes du compte de nivellement pour aléas climatiques sont amortis sur cinq ans, sauf exception, à compter de la 2^e année tarifaire subséquente (2018) à une année donnée (2016).

[90] Profitant des impacts climatiques plus favorables, le Distributeur propose de récupérer exceptionnellement, dans les revenus requis de 2017, la totalité des soldes du compte de nivellement pour aléas climatiques, de manière à réduire la pression tarifaire pour les prochaines années. Il souligne que cette demande s'inscrit dans une perspective pluriannuelle de stabilité tarifaire, consistant à limiter les hausses tarifaires à un niveau inférieur ou égal à l'inflation sur la période du Plan stratégique 2016-2020.

[91] Le Distributeur présente, à titre indicatif, l'évolution des hausses tarifaires 2017-2022⁴⁴. Selon les modalités de disposition qu'il propose quant aux soldes 2015 et 2016 du compte de *pass-on* et des soldes 2010 à 2016 du compte de nivellement pour aléas climatiques, les hausses tarifaires prévues seraient de 1,6 %⁴⁵ en 2017, de 1,7 % en 2018 et de 2,5 % en 2019, puis de l'ordre de 1 % pour les années 2020 à 2022. Selon les modalités de disposition actuelles, les hausses tarifaires prévues seraient de 0,5 % en 2017, de 2,9 % en 2018 et de 3,1 % en 2019, puis de l'ordre de 1 % pour les années 2020 à 2022.

[92] Le tableau suivant illustre les versements aux revenus requis de l'année témoin 2017 selon les modalités actuelles et ceux associés à la proposition du Distributeur.

⁴³ Décisions [D-2006-34](#), p. 20 et 21, [D-2009-016](#), p. 14, et [D-2014-037](#), p. 108 et 109, par. 409 et 410.

⁴⁴ Pièce [B-0072](#), p. 17 et 18.

⁴⁵ Hausse tarifaire révisée à 1,7 % découlant de la mise à jour du coût de la dette et de l'intégration de l'impact du décret relatif au BEIÉ.

TABEAU 3
VERSEMENT AUX REVENUS REQUIS 2017 DES SOLDES DES COMPTES DE *PASS-ON* ET DU
COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES

<i>(en M\$)</i>	<i>2016</i>	<i>2017</i>		<i>2017</i>
	<i>D-2016-033</i>	<i>Modalités de disposition en vigueur</i>	<i>Proposition du Distributeur</i>	<i>Mises à jour</i>
<i>Comptes de pass-on</i>				
2013	56,4			
2014	191,3			
2015	111,2	9,0	9,0	9,0
2016	358,9	(6,6)	(6,6)	(8,2) ¹
		2,4	2,4	0,8
<i>Nivellement pour aléas climatiques</i>				
2010	15,2	15,2	30,6	30,6
2011	8,7	8,7	26,1	26,1
2012	19,4	19,4	77,5	77,5
2013	(8,8)	(8,8)	(26,4)	(26,4)
2014	1,8	1,8	7,2	7,2
2015	(167,9)	9,9	49,6	49,6
2016	0,0	0,0	1,6	(5,1) ²
<i>Rendement sur le solde hors base</i>	2,3	2,3	0,0	0,0
	(129,3)	48,5	166,2	159,5
Impact net	229,6	50,9	168,6	160,3

Sources : Pièces [B-0090](#), révisée, p. 6, et [B-0160](#), p. 4 et 5.

Note 1 : Mise à jour sur la base de 10 mois réels et de 2 mois projetés 2016.

Note 2 : Mise à jour au 31 octobre 2016.

[93] Le Distributeur indique que cette proposition permet d'accélérer le processus de récupération des soldes du compte de nivellement pour aléas climatiques et respecte le principe d'allouer les coûts à la génération de clients pour laquelle ils ont été encourus, tout en réduisant les coûts de financement.

[94] Le Distributeur rappelle que la Régie s'est déjà prononcée, dans des décisions antérieures, sur une approche au cas par cas pour la disposition des comptes de *pass-on* et de nivellement pour aléas climatiques. De ce fait, il propose l'introduction d'une mesure ponctuelle, afin de disposer intégralement de la totalité des soldes relatifs aux impacts climatiques, privilégiant le maintien de l'approche actuelle pour les soldes futurs.

[95] Selon le Distributeur, cette demande est conforme à la préoccupation de la Régie d'assurer la stabilité tarifaire et de respecter le principe de l'équité intergénérationnelle. Il s'agit de principes retenus dans sa décision D-2008-024 dans laquelle elle reconnaissait l'importance d'une approche au cas par cas et qu'elle a repris plus récemment dans sa décision D-2016-033⁴⁶.

[96] OC et l'UC accueillent favorablement la proposition du Distributeur, alors que l'ACEFQ, l'AQCIE-CIFQ et la FCEI recommandent de maintenir les modalités de dispositions actuelles.

[97] OC estime qu'il faut profiter de l'opportunité offerte par le contexte du présent dossier et recommande à la Régie d'accepter la proposition du Distributeur relative aux modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques.

[98] L'UC n'a pas traité cet aspect du dossier dans sa preuve. Questionnée en audience sur ce sujet, l'intervenante approuve la proposition du Distributeur, au motif de stabilité tarifaire. Selon l'UC, il vaut mieux payer « *nos dettes* » maintenant.

[99] L'ACEFQ est d'avis que le maintien des modalités actuelles permet de donner un répit dans l'immédiat aux consommateurs d'électricité québécois, notamment aux ménages à faible revenu (MFR).

[100] Sur un autre plan, l'intervenante recommande de demander au Distributeur de soumettre, dans chaque dossier tarifaire, une estimation de l'évolution de ses coûts sur un horizon de cinq ans, pour faciliter l'étude prospective de la stabilité tarifaire.

[101] Selon l'AQCIE-CIFQ, le Distributeur n'a pas démontré que la situation actuelle exige un versement exceptionnel des soldes du compte de nivellement pour aléas climatiques aux revenus requis 2017. Il fait valoir que la proposition du Distributeur est défavorable à sa clientèle.

⁴⁶ [Page 59](#), par. 204 et 205.

[102] Selon la FCEI, la proposition du Distributeur favorisant la stabilité tarifaire est subjective et contestable. Ce que demande le Distributeur, c'est de sacrifier la stabilité tarifaire d'aujourd'hui, pour limiter une hypothétique hausse tarifaire supérieure à l'inflation en 2018 et 2019.

[103] La FCEI soumet que la hausse tarifaire demandée pour 2017, soit 0,5 % (abstraction faite des modifications aux modalités proposées), est modeste et ne justifie en rien des mesures ponctuelles visant à la modifier, pas plus que l'éventualité des hausses tarifaire de l'ordre de 3 % en 2018 et en 2019. Par ailleurs, si une telle hausse devait survenir en 2018 et 2019, la FCEI est d'avis que le Distributeur disposerait de tous les outils nécessaires pour la moduler, s'il le juge requis.

[104] La Régie a étudié plusieurs scénarios, dont celui proposé par le Distributeur et celui des modalités de disposition en vigueur des comptes de *pass-on* 2015 et 2016 et des soldes 2010 à 2016 du compte de nivellement pour aléas climatiques⁴⁷. Elle note que le scénario proposé par le Distributeur présente une meilleure stabilité tarifaire pour la période 2017 à 2022. La Régie reconnaît néanmoins qu'il y a une incertitude quant aux hausses tarifaires anticipées par le Distributeur entre 2018 et 2022.

[105] Cependant, la Régie prend en considération les explications du Distributeur sur la probabilité de hausses tarifaires de l'ordre de 3 % en 2018 et en 2019, abstraction faite des modifications aux modalités proposées. Le Distributeur mentionne que les prévisions pour 2018 et 2019 sont basées sur des événements assez prévisibles, puisque des contrats d'approvisionnement ont été signés et entreront en vigueur. Il s'agit de coûts substantiels découlant des mises en service de parcs éoliens et de projets de biomasse⁴⁸.

[106] La Régie ne retient pas les recommandations de l'ACEFQ, de l'AQCIE-CIFQ et de la FCEI. Elle juge plus prudent, considérant l'importance des montants, d'accélérer le processus de récupération des soldes 2010 à 2016 du compte de nivellement de la température pour aléas climatiques, dans le contexte de la présente demande.

⁴⁷ Pièce [B-0072](#), p. 16, tableau R-8.1.

⁴⁸ Pièce [A-0057](#), p. 19.

[107] En effet, la Régie est d'avis qu'il est préférable de disposer rapidement des soldes 2010 à 2016 du compte de nivellement de la température pour aléas climatiques, afin de respecter l'équité intergénérationnelle, tout en maintenant la hausse tarifaire pour l'année témoin sous l'inflation.

[108] La proposition du Distributeur permet aussi, dans une moindre mesure, une réduction des coûts de financement de l'ordre de 6,2 M\$ pour la période 2017-2022⁴⁹.

[109] La Régie permet, exceptionnellement, la mise à jour du compte de *pass-on* 2016, établie selon la prévision de 10 mois réels et de 2 mois projetés, ainsi que du solde du compte de nivellement pour aléas climatiques au 31 octobre 2016.

[110] Considérant l'importance du principe de stabilité tarifaire, la Régie accueille la proposition du Distributeur de verser les soldes des comptes de *pass-on* 2015 et 2016, au montant net de 0,8 M\$, de même que, exceptionnellement, la totalité des soldes 2010 à 2016 du compte de nivellement pour aléas climatiques, au montant net de 159,5 M\$, dans les revenus requis de 2017.

[111] Quant à la recommandation de l'ACEFQ de demander au Distributeur de soumettre, dans chaque dossier tarifaire, une estimation de l'évolution de ses coûts sur un horizon de cinq ans, pour faciliter l'étude prospective de la stabilité tarifaire, la Régie ne juge pas opportun de demander ces informations de façon systématique, mais plutôt lorsque requises.

4.4 CRÉATION D'UN COMPTE D'ÉCARTS DES REVENUS NETS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

[112] Dans sa preuve initiale, le Distributeur propose de mettre en place un compte d'écart portant sur les revenus nets des achats d'électricité, en complément d'une mise à jour des revenus nets des achats d'électricité, après le dépôt du dossier tarifaire, lorsque requise. Ainsi, la mise à jour des revenus nets des achats d'électricité et le compte d'écart sont deux outils complémentaires.

⁴⁹ Pièce [B-0072](#), p. 16, tableau R-8.1.

[113] Malgré la demande initiale du Distributeur d'approuver la mise à jour des revenus nets des achats d'électricité et d'en refléter les impacts dans l'ajustement tarifaire⁵⁰, celui-ci n'a pas déposé, lors de l'audience, la mise à jour annoncée pour l'année témoin 2017⁵¹.

[114] Le compte d'écarts sur les revenus nets des achats d'électricité proposé vise à refléter, dans un dossier tarifaire subséquent, les écarts non climatiques, à la hausse comme à la baisse, entre les revenus nets des achats d'électricité reconnus et les revenus nets des achats d'électricité réels.

[115] Le Distributeur mentionne que plusieurs considérations l'incitent à proposer à la Régie la création d'un compte d'écarts des revenus nets des achats d'électricité. Ces considérations sont les suivantes :

- Dans le contexte actuel, la prévision de la demande et des revenus des ventes est particulièrement affectée par plusieurs changements qui sont hors du contrôle du Distributeur et qui ne peuvent être reflétés à temps dans les revenus prévus au dossier tarifaire (voir la section 6).
- La mise à jour des revenus nets des achats d'électricité ne peut couvrir que partiellement le risque associé à des variations importantes. Certes, la mise à jour permet de réduire l'écart prévisionnel en ajustant les revenus nets des achats d'électricité sur la base de données plus contemporaines et plus proches de l'année témoin, mais n'efface pas l'écart entre les données réelles et les données reconnues.
 - Pour l'année 2015, le Distributeur a déposé, en audience, une mise à jour de sa prévision de la demande à la baisse de 1 TWh, avec pour effet un ajustement des revenus nets des achats d'électricité de -15 M\$. Malgré cet ajustement, le Distributeur a constaté, en fonction des résultats réels au 31 décembre 2015, un écart additionnel de -83 M\$ des revenus nets des achats d'électricité.

⁵⁰ Pièce [B-0016](#), p. 7.

⁵¹ Pièce [B-0122](#), p. 1.

- Pour l'année 2016, le Distributeur a déposé, en audience, une mise à jour de sa prévision de la demande à la baisse de 1 TWh, avec pour effet un ajustement des revenus nets des achats d'électricité de -16 M\$. Malgré cet ajustement, le Distributeur constate que pour l'année de base 2016, établis sur la base de 4 mois réels et de 8 mois projetés, les revenus nets des achats d'électricité présentent un écart additionnel de -76 M\$.
- Les écarts de revenus nets des achats d'électricité résultant de ces changements sont significatifs, tels que l'illustrent les exemples des années 2015 et 2016.
- Dans le contexte des changements majeurs affectant la prévision de la demande, les risques que doit assumer le Distributeur face aux revenus nets des achats d'électricité ne sont plus de même nature.

[116] Le Distributeur mentionne également que la création de ce compte d'écarts et le reflet des écarts dans les dossiers tarifaires subséquents auront pour effet de neutraliser, pour lui et ses clients, les impacts financiers à la hausse ou à la baisse associés à des variations hors de son contrôle des revenus nets des achats d'électricité.

[117] Également, la création de ce compte pourrait même constituer un incitatif aux interventions en efficacité énergétique, les impacts sur les ventes du Distributeur étant eux aussi neutralisés à la hausse comme à la baisse par l'existence du compte.

[118] Le Distributeur mentionne que le compte d'écarts proposé sur les revenus nets des achats d'électricité capte partiellement les écarts de revenus nets des achats d'électricité, soit la portion non climatique hors de son contrôle et incite à l'efficacité énergétique. Selon lui, ce compte s'inscrit parfaitement dans le contexte de l'établissement du MRI. Le Distributeur est d'avis qu'il n'y a pas lieu d'attendre l'implantation du MRI pour mettre en place ce compte d'écarts, compte tenu du changement majeur du contexte d'affaires⁵².

[119] Par ailleurs, le Distributeur mentionne que le découplage (*decoupling*) est un mécanisme réglementaire captant les écarts de revenus causés par les variations entre la prévision des ventes et les ventes réelles. Ce mécanisme, un outil utilisé dans de

⁵² Pièce [B-0072](#), p. 28 et 29.

nombreux MRI, est associé à la création d'un compte d'écart des revenus nets des achats d'électricité.

[120] La FCEI indique que, dans le cadre des dossiers tarifaires 2014 (R-3854-2013) et 2016 (R-3933-2015) et dans la foulée d'importants excédents de revenus, elle a plaidé en faveur de la mise en place d'un compte d'écart des revenus nets des achats d'électricité. L'intervenante indique qu'au présent dossier, le Distributeur conclut également qu'il n'est pas en mesure de prévoir de manière suffisamment précise ses ventes et revenus et propose à son tour la création d'un compte d'écart des revenus nets des achats d'électricité. La FCEI appuie donc la mise en place d'un compte d'écart sur les revenus nets des achats d'électricité pour les années tarifaires 2017 et suivantes. Cette position est cohérente avec la proposition du MRI que la FCEI a formulée pour le Distributeur, dans le cadre du dossier R-3897-2014, laquelle intègre un découplage des revenus.

[121] Questionnée en audience, la FCEI admet que la création de ce compte d'écart et l'introduction d'un MRI auront un impact dans l'évaluation du taux de rendement des capitaux propres du Distributeur, mais que cette évaluation peut attendre un an ou deux, soit lorsque le MRI sera en vigueur. Elle maintient donc sa recommandation de créer le compte d'écart des revenus nets des achats d'électricité dès 2017.

[122] OC croit que la création d'un compte d'écart des revenus nets des achats d'électricité présente plusieurs avantages et qu'il serait bénéfique à la clientèle du Distributeur. Étant donné l'incertitude quant aux décisions qui seront prises dans le cadre du dossier R-3897-2014 relatif au MRI, l'intervenante recommande d'accepter la proposition du Distributeur. L'intervenante recommande également de considérer la mise à jour du taux de rendement des capitaux propres à la suite des décisions qui seront rendues dans le cadre du dossier R-3897-2014.

[123] L'ACEFQ recommande de traiter la demande du Distributeur de créer un compte d'écart des revenus nets des achats d'électricité dans une deuxième phase ou dans un dossier distinct. L'intervenante soumet qu'il est souhaitable de bien connaître les impacts d'un éventuel compte d'écart sur le taux de rendement des capitaux propres du Distributeur, sur le MTÉR et le MRI, de même que sur la qualité des services à la clientèle et sur les efforts du Distributeur pour réduire son coût de service.

[124] L'AQCIE-CIFQ recommande également de ne pas autoriser pour le moment la création d'un compte d'écart des revenus nets des achats d'électricité. Selon

l'intervenant, la création d'un tel compte d'écarts est prématurée et doit être précédée d'une analyse de l'impact sur le risque d'affaires du Distributeur et, conséquemment, sur son taux de rendement des capitaux propres. De plus, le nouveau compte d'écarts doit être compatible avec les modalités du MRI en cours de définition.

[125] L'UC est d'avis que la Régie doit refuser la création d'un compte d'écarts des revenus nets des achats d'électricité tant qu'elle n'aura pas réalisé un examen de l'impact de ce compte sur les risques d'affaires du Distributeur et, conséquemment, sur son taux de rendement des capitaux propres. Dans l'éventualité où la Régie approuverait la création de ce compte, l'UC considère que le taux de rendement des capitaux propres du Distributeur doit être diminué.

[126] La Régie partage l'avis des intervenants à l'effet que la création de ce compte d'écarts a un impact sur le niveau du risque d'affaires du Distributeur. La Régie retient aussi que le Distributeur n'est pas en mesure, dans le présent dossier, de se prononcer sur l'impact spécifique qu'aurait sa proposition d'introduire un compte d'écarts des revenus nets des achats d'électricité sur le niveau de son risque global relativement à ses pairs de l'industrie.

[127] Le Distributeur explique que la détermination de son taux de rendement des capitaux propres repose sur l'analyse comparative de l'ensemble de ses risques d'affaires, réglementaires et financiers, par rapport à ceux encourus par ses pairs de l'industrie⁵³. Cette analyse fait normalement l'objet d'une évaluation par des experts indépendants dans le cadre d'un dossier distinct portant sur la révision du taux de rendement.

[128] La Régie constate, d'une part, que les changements de comportement notés *a posteriori* en 2015 ont généré des pertes importantes de revenus en 2015 et 2016 et qu'ils ont été intégrés dans la prévision au secteur résidentiel de l'année témoin 2017⁵⁴. D'autre part, elle constate que l'introduction d'un nouveau compte d'écarts est prématurée, dans le contexte où les modalités d'un MRI sont en cours de définition.

[129] Pour ces motifs, la Régie refuse la création du compte d'écarts sur les revenus des ventes nets des achats d'électricité de l'année témoin 2017.

⁵³ Pièce [B-0072](#), p. 29.

⁵⁴ Pièce [B-0072](#), p. 34.

5. PARAMÈTRES FINANCIERS

[130] Le coût du capital du Distributeur se compose de deux éléments, soit le taux de rendement de la base de tarification et le coût du capital prospectif.

[131] Les principaux paramètres financiers utilisés pour le calcul de ces deux éléments sont :

- la structure de capital présumée;
- le taux de rendement des capitaux propres (TRCP);
- le coût de la dette;
- le taux prospectif de la dette pondéré.

5.1 **STRUCTURE DE CAPITAL PRÉSUMÉE ET TAUX DE RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES**

[132] La structure de capital présumée proposée par le Distributeur est celle approuvée par la Régie dans sa décision D-2003-93, soit 35 % de capitaux propres et 65 % de dette.

[133] Le TRCP proposé par le Distributeur est de 8,2 % pour l'année témoin 2017, soit le taux fixé par la Régie dans sa décision D-2014-034.

[134] Le Distributeur mentionne que les paramètres ayant un impact sur la détermination du TRCP n'ont pas changé de façon significative depuis l'étude du dossier R-3842-2013. Entre autres, les taux des obligations gouvernementales canadiennes de long terme évoluent à des niveaux similaires à ceux qui avaient cours en 2013 et se maintiennent à un niveau anormalement bas⁵⁵.

⁵⁵ Pièce [B-0020](#), p. 6.

[135] De plus, le Distributeur souligne qu'il partage les mêmes conditions économiques et financières que les distributeurs gaziers, Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro) et Gazifère Inc. (Gazifère). Il fait valoir que la Régie a accueilli favorablement la proposition de Gaz Métro de maintenir, pour les années tarifaires 2016 et 2017, le taux de rendement de ses capitaux propres à 8,9 % en vigueur depuis l'année tarifaire 2012. De même, dans sa décision D-2015-120, la Régie a maintenu pour Gazifère le taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire à 9,10 % pour les années tarifaires 2016 et 2017.

[136] Également, le Distributeur est d'avis que la reconduction du TRCP de 8,2 % répond aux critères de stabilité, d'efficacité et d'efficience du processus réglementaire, tout en permettant d'alléger la démarche réglementaire et de respecter les considérations de la Régie quant au coût associé à un dossier portant sur le TRCP.

[137] Considérant l'évolution des paramètres économiques et financiers depuis la décision D-2014-034, qui demeure relativement récente, et par cohérence avec les décisions à l'égard de Gaz Métro et de Gazifère, la Régie considère que la reconduction du taux de rendement de 8,2 % répond aux critères de stabilité, d'efficacité et d'efficience du processus réglementaire.

[138] La Régie prend acte du fait que le Distributeur ne propose pas de modification à sa structure de capital présumée utilisée pour le financement de sa base de tarification et fixe, pour l'année témoin 2017, le taux de rendement des capitaux propres du Distributeur à 8,2 %.

5.2 COÛT MOYEN DE LA DETTE

[139] Dans sa demande initiale, le Distributeur projette, pour l'année témoin 2017, un coût moyen de la dette ajusté pour tenir compte des comptes d'écart et de reports (CER) de 6,26 %, soit une diminution de 0,016 % par rapport au taux de 6,276 % approuvé pour 2016.

[140] Conformément à la décision D-2015-018⁵⁶, le Distributeur produit les taux d'intérêt moyens des obligations 3 ans et 5 ans d'Hydro-Québec du mois d'avril de l'année de base, utilisés pour rémunérer les soldes des CER de 3 ans et moins et de plus de 3 ans, respectivement de 1,569 % et de 1,947 %, incluant les frais de garantie et d'émission.

[141] Conformément à la décision D-2014-034⁵⁷, le Distributeur dépose au 30 novembre 2016 la mise à jour du coût moyen de la dette en utilisant les données du *Consensus Forecasts* du mois de novembre 2016. Selon cette mise à jour, le coût moyen de la dette, ajusté pour tenir compte des CER, passe à 6,198 % pour l'année témoin 2017. Les taux d'intérêt moyens des obligations 3 ans et 5 ans d'Hydro-Québec du mois d'octobre de l'année de base 2015, utilisés pour rémunérer les soldes des CER, passent respectivement à 1,507 % et 1,845 %, incluant les frais de garantie et d'émission⁵⁸.

[142] Par conséquent, la Régie établit le coût moyen de la dette applicable à la base de tarification à 6,198 % pour l'année témoin 2017.

[143] La Régie prend acte de la mise à jour des taux d'intérêt applicables aux soldes des CER 3 ans et moins et ceux de plus de 3 ans, pour l'année témoin 2017, à 1,507 % et 1,845 % respectivement.

5.3 TAUX DE RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

[144] Le Distributeur demande initialement à la Régie d'autoriser un taux de rendement sur la base de tarification de 6,939 %, soit une diminution de 0,010 % par rapport au taux de 6,949 % approuvé pour 2016. Ce taux, pour l'année témoin 2017, correspond à la somme pondérée, selon la structure du capital, du taux de rendement sur les capitaux propres de 8,2 % et du coût moyen de la dette de 6,26 %⁵⁹.

⁵⁶ [Page 93](#), par. 369.

⁵⁷ [Page 68](#), par. 273.

⁵⁸ Pièce [B-0125](#), p. 6.

⁵⁹ Pièce [B-0020](#), p. 5.

[145] Avec la mise à jour du 30 novembre 2016 déposée par le Distributeur, le taux de rendement sur la base de tarification passe de 6,939 % à 6,899 %, tel que présenté au tableau suivant.

TABLEAU 4
TAUX DE RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

	<i>Structure de capital</i>	<i>2017 année témoin</i>	
Taux de rendement des capitaux propres	35 %	8,200 %	2,870 %
Coût moyen de la dette	65 %	6,198 %	4,029 %
Taux de rendement de la base de tarification			6,899 %

[146] **La Régie détermine pour l'année 2017 un taux de rendement de la base de tarification du Distributeur de 6,899 %.**

5.4 COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF

[147] Le Distributeur demande initialement à la Régie l'approbation d'un taux moyen du coût du capital prospectif de 5,291 % applicable à l'évaluation de ses projets d'investissement pour 2017.

[148] Le 30 novembre 2016, le Distributeur dépose le coût du capital prospectif révisé à 5,053 %, à la suite de la mise à jour du coût moyen de la dette utilisant les données du *Consensus Forecasts* du mois de novembre 2016, tel que présenté au tableau suivant.

TABLEAU 5
COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF

	<i>Structure de capital</i>	<i>2016 année témoin</i>	
Taux de rendement des capitaux propres	35 %	8,200 %	2,870 %
Taux prospectif de la dette pondéré par la composition	65 %	3,358 %	2,183 %
Coût du capital prospectif		5,053 %	

[149] **La Régie détermine pour l'année témoin 2017 le taux moyen du coût du capital prospectif à 5,053 %.**

6. PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

Année témoin 2017

[150] Pour l'année témoin projetée 2017, le Distributeur prévoit des ventes totales en énergie de 168,6 TWh, soit une croissance de 98 GWh par rapport aux ventes normalisées de l'année de base 2016. Par rapport à la prévision des ventes reconnues pour 2016 dans la décision D-2016-033, la prévision des ventes pour l'année témoin 2017 est inférieure de 1 638 GWh⁶⁰.

[151] Dans sa preuve initiale déposée le 28 juillet 2016, le Distributeur indique qu'il reste à l'affût des changements au chapitre de l'évolution de la demande d'électricité et qu'il envisage de présenter, au début des audiences, une mise à jour de sa prévision pour l'année 2017⁶¹.

⁶⁰ Pièce [B-0018](#), p. 5.

⁶¹ Pièce [B-0009](#), p. 8.

[152] Le Distributeur rappelle qu'il a présenté une mise à jour de la prévision des ventes pour l'année témoin 2016 lors de l'audience du précédent dossier tarifaire, afin de tenir compte des plus récents indicateurs économiques ainsi que de l'évolution des ventes observée pour l'année de base 2015⁶².

[153] Le 30 novembre 2016, le Distributeur avise la Régie que, considérant l'écart très faible par rapport à la prévision de la demande déposée dans sa preuve initiale, cette mise à jour s'avère finalement non nécessaire⁶³.

[154] Pour les principales catégories tarifaires, le Distributeur apporte les explications suivantes au sujet des variations anticipées des ventes par rapport à l'année de base 2016.

Secteur résidentiel et agricole (tarifs D et DM, DP et DT)

[155] Le Distributeur prévoit des ventes de 65,1 TWh au secteur résidentiel et agricole en 2017, soit une hausse de 646 GWh par rapport à celle prévue pour 2016. Cette hausse est principalement attribuable à la croissance du nombre d'abonnements (490 GWh). Cette croissance est tributaire des prévisions de mises en chantier de la Société canadienne d'hypothèques et de logement (SCHL), qui prévoit la construction de 35 000 nouveaux logements au Québec en 2017. Les autres facteurs de variation énoncés par le Distributeur sont la croissance économique (90 GWh), la démarcation des ventes de 2016 publiées en 2017 (150 GWh), l'actualisation des variables reliées à la normale climatique (50 GWh) et l'impact de l'année bissextile 2016 (-230 GWh).

[156] En ce qui a trait à la baisse des ventes prévues au tarif DT en 2017 (-25 GWh), le Distributeur indique qu'elle est principalement attribuable à la baisse du nombre d'abonnements et qu'elle reflète l'évolution récente du parc de biénergie résidentielle.

Secteurs commercial, institutionnel, industriel PME et autres

[157] Le Distributeur prévoit une baisse de la demande aux Tarifs G, G-9 et M en 2017 (-60 GWh.). Cette baisse résulte de l'effet contradictoire de différents facteurs, dont la faible croissance de l'activité économique (140 GWh), la démarcation des ventes de 2016

⁶² Dossier R-3933-2015, pièce [A-0043](#), p. 148.

⁶³ Pièce [B-0122](#), p. 1.

publiées en 2017 (-100 GWh), l'actualisation des variables reliées à la normale climatique (20 GWh) et l'impact de l'année bissextile (-120 GWh).

[158] La croissance des ventes au tarif LG (47 GWh) est principalement attribuable à l'évolution de l'activité économique au secteur tertiaire.

Secteur industriel grandes entreprises

[159] Le Distributeur prévoit des ventes de 26,6 TWh au tarif L en 2017, soit une baisse de 944 GWh par rapport aux ventes prévues en 2016, principalement attribuable au contexte économique mondial difficile et à la poursuite des rationalisations chez ses clients.

[160] Pour les contrats spéciaux, le Distributeur prévoit des ventes de 26,2 TWh en 2017 et indique que la croissance des ventes prévues (510 GWh) découle essentiellement d'un faible volume d'achat en 2016 du client Rio Tinto Alcan inc., qui bénéficie d'une forte hydraulité⁶⁴.

Prévision des besoins en puissance à la pointe pour l'hiver 2016-2017

[161] Dans sa preuve initiale, le Distributeur indique que les besoins en puissance à la pointe pour l'hiver 2016-2017 atteindront 37 630 MW, soit une baisse de 81 MW par rapport à la pointe normalisée de l'hiver 2015-2016. Il précise que cet écart découle d'une baisse prévue des ventes industrielles entre les mois de janvier 2016 et 2017, qui est partiellement compensée par une croissance des besoins en puissance pour les secteurs résidentiel et agricole, de même que commercial et institutionnel⁶⁵.

[162] En audience, le Distributeur présente une mise à jour de son bilan en puissance pour l'hiver 2016-2017 dans lequel la pointe est révisée à 37 727 MW, soit une hausse de 97 MW par rapport à la prévision initiale⁶⁶.

⁶⁴ Pièce [B-0018](#), p. 10.

⁶⁵ Pièce [B-0018](#), p. 14.

⁶⁶ Pièce [B-0157](#).

Année de base 2016

[163] La comparaison de la prévision des ventes de l'année 2016⁶⁷ par rapport à celle approuvée par la Régie dans sa décision D-2016-033 indique un écart prévisionnel consolidé de -1 736 GWh⁶⁸. En excluant les contrats spéciaux et les réseaux autonomes, cet écart est de -3 269 GWh.

[164] Le Distributeur explique de la manière suivante les écarts constatés dans les principales catégories de consommateurs⁶⁹ :

- Tarifs D et DM (-2 179 GWh) : diminution de la consommation unitaire des clients résidentiels observée en 2015, principalement attribuable au déploiement accéléré des ampoules DEL, à une baisse de la température de consigne des thermostats pour le chauffage des locaux et une consommation unitaire plus faible qu'anticipée pour les nouveaux abonnements;
- Tarif DT (-114 GWh) : diminution plus importante que celle prévue du nombre d'abonnements;
- Tarif L (-628 GWh) : rationalisations dans le secteur des pâtes et papiers moindres que prévues (594 GWh), reclassement des ventes dû au décret 1147-2015 (1 222 GWh);
- Contrats spéciaux (1 333 GWh) : reclassement de comptes provenant du tarif L (1 222 GWh) ainsi qu'une révision des besoins du client Rio Tinto Alcan inc. (111 GWh).

Changements de comportement

[165] Afin de pouvoir identifier la nature des changements de comportement de la clientèle résidentielle observés en 2015, le Distributeur réalise en 2016 un sondage sur l'utilisation de l'électricité au cours de la période 2013 à 2015. Les résultats de ce sondage ont validé la nature des changements de comportement de la clientèle résidentielle au cours de cette période.

⁶⁷ Sur la base de 4 mois réels et de 8 mois projetés de l'année 2016.

⁶⁸ Pièce [B-0018](#), p. 12, tableau 5.

⁶⁹ Pièce [B-0018](#), p. 11 et 12.

[166] Parmi les changements de comportement constatés, le Distributeur évoque l'abaissement de la température de consigne :

« À la question « Depuis l'automne 2013, de façon générale, avez-vous modifié la température moyenne à laquelle vous maintenez le chauffage de votre résidence? », 19 % des clients sondés ont répondu par l'affirmative et pour un changement à la baisse. Ces clients ont modifié en moyenne leur température de consigne de -2,6°C, et ce, majoritairement afin de contrôler les coûts par une réduction de leur consommation d'énergie. De plus, 96 % de ces clients prévoient conserver ces températures de consigne réduites au cours des prochaines années »⁷⁰.

[167] Le Distributeur ajoute que les résultats du sondage démontrent également que 50 % des répondants ont installé des ampoules DEL dans leur résidence entre 2013 et 2015, principalement en remplacement d'ampoules qui n'étaient pas des DEL. Le Distributeur soulève que *« les ventes d'ampoules DEL ont progressé de façon significative dans le marché, dépassant les anticipations du Distributeur à ce sujet »⁷¹.*

[168] Pour ce qui est de la consommation unitaire des nouveaux abonnements, le Distributeur a effectué une analyse comparée des données de consommation des nouveaux clients résidentiels depuis 2008 par rapport à celles du parc moyen actuel. Le Distributeur précise à cet effet :

« L'analyse démontre que depuis 2013, la consommation unitaire d'un nouvel abonnement (environ 14 000 kWh, à conditions climatiques normales) est nettement inférieure à celle d'un abonnement existant moyen (environ 18 000 kWh) ou même à celle d'un nouvel abonnement sur la période 2008 à 2012 (environ 17 000 kWh). Deux éléments importants contribuent à ce phénomène. D'une part, la répartition des mises en chantiers entre les maisons et les appartements a basculé au courant des dernières années. En 2008, 48 % des nouvelles habitations résidentielles étaient de type appartement, alors que cette proportion a atteint 64 % en 2015. Cet inversement de tendance a un effet direct sur la consommation unitaire des nouveaux abonnements. D'autre part, depuis 2012, le code de construction du Québec contient de nouvelles exigences en matière d'efficacité énergétique des constructions résidentielles. En encourageant

⁷⁰ Pièce [B-0072](#), p. 32 et 33.

⁷¹ Pièce [B-0072](#), p. 32 et 33.

la réalisation d'économies d'énergies importantes, ces nouvelles normes amènent une diminution de la consommation unitaire dans la nouvelle construction »⁷².

[169] À la demande de la Régie, le Distributeur dépose, pour les tarifs D et DM, une estimation des écarts prévisionnels attribuables aux éléments de changements de comportement constatés en 2015, telle que présentée au tableau suivant.

TABLEAU 6
IMPACT EN GWH DES PRINCIPAUX ÉLÉMENTS
DE CHANGEMENT DE COMPORTEMENT⁷³

	Écarts de prévision 2015	Écarts de prévision 2016
Déploiement accéléré des ampoules DEL	-440	-560
Baisse de la température de consigne	-840	-1030
Consommation unitaire des nouveaux abonnements	-490	-630

Source : Pièce [B-0072](#), p. 34.

[170] Selon l'ACEFQ, l'utilisation de données historiques pour la prévision de la demande pourrait faire en sorte que le Distributeur éprouve certaines difficultés à refléter des facteurs de changement récents, lesquels ne peuvent être représentés sous forme de données économétriques. L'intervenante recommande que le Distributeur porte une attention particulière à ces changements de comportement de consommation chez sa clientèle ainsi qu'à la délocalisation de certaines industries, considérant le fait que la prévision du Distributeur s'appuie sur une évolution graduelle de l'ensemble du contexte technico-économique⁷⁴.

⁷² Pièce [B-0072](#), p. 32 et 33.

⁷³ Dans le cas de la consommation unitaire des nouveaux abonnements, le Distributeur précise qu'il n'est pas en mesure d'isoler l'impact des deux autres éléments de changement de comportement. Pour cette raison, les écarts mentionnés ne sont pas nécessairement additifs.

⁷⁴ Pièce [C-ACEFQ-0009](#), p. 50 à 52.

[171] L'UC est étonnée que les écarts prévisionnels ne soient constatés qu'à partir de 2015, alors que les éléments de changements de comportement avancés par le Distributeur se sont produits de façon progressive durant les années précédentes. Selon l'intervenante, le Distributeur a négligé de faire un suivi sérieux des transformations du marché résidentiel, notamment sur le plan de l'éclairage DEL ainsi que des nouvelles normes de construction introduites en 2012. L'UC propose à cet effet que le Distributeur raccourcisse les délais entre les périodes de mises à jour des intrants au modèle de prévision de la demande⁷⁵.

[172] Le Distributeur explique l'écart prévisionnel attribuable au déploiement des ampoules DEL :

« Ce qu'on a observé avec le programme de subvention d'Hydro-Québec c'est qu'on a mesuré évidemment le nombre d'ampoules que l'on a financé, si on peut dire, pour lesquelles il y avait une aide financière. Ce qui a été marquant c'est au-delà des ampoules subventionnées, appelons ça ainsi, par Hydro-Québec, on parle à peu près de cinq millions (5 M) d'ampoules, c'est de voir à quel point le marché lui-même a adopté la nouvelle mesure. Et sur les années deux mille treize (2013), deux mille quatorze (2014) et deux mille quinze (2015), nous, on a subventionné cinq millions (5 M) d'ampoules, mais il s'en est remplacé au Québec quarante millions (40 M).

[...] Et c'est par la suite avec les études et les sondages qu'on a obtenus qu'on a... qu'on a réalisé qu'il s'est changé quarante millions (40 M) d'ampoules dans ces trois années-là »⁷⁶.

[173] Le Distributeur explique son incapacité à prédire l'évolution de la composition du marché immobilier, une des raisons expliquant la baisse de la consommation unitaire :

« En fait, ce qu'il faut comprendre c'est que, la prévision de la demande, elle est basée sur une... sur une évolution du nombre d'abonnements mais aussi une évolution de la consommation unitaire. En ce qui concerne l'évolution du nombre d'abonnements, en fait, c'est... nous utilisons la prévision des mises en chantier, des nouvelles mises en chantier qui sont prévues par la SCHL.

⁷⁵ Pièce [C-UC-0007](#), p. 12 et 13.

⁷⁶ Pièce [A-0046](#), p. 28 et 29.

Quand on a fait notre prévision, en deux mille quinze (2015), nous avons utilisé la prévision de la SCHL. Puis, à ce moment-là, l'information qui était disponible, elle ne montrait pas de renversement de la tendance entre le nombre de logements versus les maisons unifamiliales. Donc, nous, on s'est basés sur cette information puis on l'a reconduite dans nos prévisions puis c'est ça qui fait que, pour nous, il n'y avait aucun changement au niveau de la répartition entre... entre les logements et les maisons unifamiliales.

Ce qui est arrivé après c'est que la SCHL, qui est un organisme... qu'ils sont connus dans le domaine, eux-mêmes ils ont révisé leur prévision concernant la répartition de ces deux éléments-là. Puis leur révision de la prévision, elle a fait en sorte que le nombre de logements prévu en deux mille quinze (2015) il a augmenté. Puis on a constaté une croissance dans le nombre de... une diminution, excusez-moi, une diminution dans le nombre de maisons unifamiliales. Donc la raison pour laquelle, nous, on n'a pas vu ça venir, c'est parce qu'on s'est basé sur cette prévision-là, qui ne montrait pas un renversement au niveau de la tendance ou de la répartition de ces deux types de logement dans le parc total »⁷⁷.

[174] En ce qui a trait à l'établissement en 2012 de nouvelles exigences en matière d'efficacité énergétique en vertu du *Code de construction du Québec*⁷⁸, le Distributeur précise :

« Premièrement, c'est un élément explicatif mais ce n'est pas le plus important. Ça, c'est la première des choses. Puis deuxièmement, un code de bâtiment, un nouveau code de bâtiment, quand il arrive, il n'est pas supposé de faire un choc parce que le code de bâtiment, il définit les critères ou les exigences minimales auxquelles les constructeurs sont tenus mais cela, ils peuvent aller au-delà de ces exigences minimales.

Donc, ça c'est un élément mais ce n'est pas le facteur le plus important. Puis prévoir un choc important pour un changement de code de bâtiment, ça suppose que tous les clients ou toutes les constructions avant le code, ils étaient au minimum du code puis, tout d'un coup, ils basculent vers les exigences minimales du nouveau code. Puis, dans la réalité, ce n'est pas comme ça que ça... que ça fonctionne »⁷⁹.

⁷⁷ Pièce [A-0046](#), p. 24 et 25.

⁷⁸ RLRQ, c. B-1.1, r. 2.

⁷⁹ Pièce [A-0046](#), p. 43.

[175] Le Distributeur confirme que le modèle de prévision de la demande à long terme utilisé incorpore des données technico-économiques qui permettent de refléter l'évolution de la composition du marché immobilier de même que les changements de comportement constatés en 2015⁸⁰.

[176] Le Distributeur précise cependant qu'il n'est pas à l'abri d'autres changements de comportement dans le futur. Le modèle prévisionnel utilisé s'appuie sur l'évolution graduelle de l'ensemble du contexte technico-économique (principalement l'efficacité et la diffusion des appareils), les changements de comportement significatifs chez un nombre important de clients pouvant entraîner des écarts majeurs dans les ventes et les revenus du Distributeur⁸¹.

[177] Selon le Distributeur, pour l'année témoin 2017, seuls des changements sur les grands usages (chauffage des locaux et de l'eau, éclairage et climatisation) peuvent amener un écart de prévision significatif⁸². À la suite d'une demande de la Régie, le Distributeur précise à cet effet que l'impact maximal d'un réajustement à la hausse de la température de consigne par les clients résidentiels est estimé à environ 1 TWh, ajoutant cependant que ce risque n'est pas associé à des conditions climatiques particulières. Il souligne toutefois, qu'à la lumière des résultats du sondage, il demeure confiant que les clients résidentiels maintiennent à la baisse les températures de consigne⁸³.

Sondages

[178] En plus des sondages ponctuels réalisés afin de comprendre une problématique pointue, tel que celui de 2016, le Distributeur procède, à tous les quatre ou cinq ans, à un sondage intitulé *Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel et d'affaires*. Ces sondages lui permettent de dresser le portrait de l'ensemble de la clientèle en termes de caractéristiques des bâtiments et des principaux usages de l'électricité et servent à établir

⁸⁰ Pièce [B-0116](#), p. 18.

⁸¹ Pièce [B-0072](#), p. 34 et 35.

⁸² Pièce [B-0108](#), p. 42.

⁸³ Pièce [B-0116](#), p. 16 et 17.

les variables technico-économiques qui sont utilisées dans la prévision de la demande à long terme. Le dernier sondage sur l'utilisation de l'électricité a été effectué en 2014 pour le marché Résidentiel et en 2015 pour le marché Commercial et institutionnel⁸⁴.

[179] Le Distributeur ne juge pas utile d'augmenter la fréquence des sondages sur l'utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel et d'affaires, réalisés aux fins de la prévision de la demande à long terme. En effet, ces sondages peuvent s'étendre sur une longue période et impliquent un volume important d'informations à traiter, ce qui explique qu'ils soient décalés dans le temps. Le Distributeur ajoute que, bien qu'utiles pour renseigner sur le passé, les sondages ne peuvent prédire l'orientation future ni les changements très importants, tels que ceux constatés en 2015⁸⁵.

[180] À l'instar du Distributeur, la Régie estime que l'utilisation de sondages, sur une base périodique ou ponctuelle, demeure un moyen utile pour faire état d'une évolution des habitudes de consommation et mettre à jour les tendances pour la prévision de la demande à moyen et long termes. Bien qu'utiles pour comprendre *a posteriori* les déterminants de certains changements de comportement, la Régie est consciente des limites des sondages.

[181] La Régie note que le Distributeur dispose d'autres données sur la diffusion et l'intensité des équipements sur une base beaucoup plus régulière, notamment celles provenant de l'Energy Forecasting Group⁸⁶. La Régie invite le Distributeur à utiliser de manière efficiente l'ensemble des données de consommation de sa clientèle, dont il dispose désormais sur une base quotidienne depuis l'implantation de compteurs de nouvelle génération.

[182] En ce qui a trait aux modèles utilisés par le Distributeur pour la prévision des ventes, la Régie souhaite qu'il poursuive ses démarches afin d'améliorer leur performance, plus spécialement ceux utilisés pour la prévision des ventes des secteurs résidentiel et agricole, Industriel PME et des Grandes entreprises.

⁸⁴ Pièce [A-0046](#), p. 38.

⁸⁵ Pièce [A-0046](#), p. 39 et 40.

⁸⁶ Pièce [A-0046](#), p. 33 et 34.

[183] À l'égard des variables utilisées dans la prévision des ventes provenant des secteurs commercial, institutionnel et industriel PME, la Régie est satisfaite des prévisions du Distributeur pour l'année témoin 2017⁸⁷.

[184] La Régie accepte la prévision des ventes déposée par le Distributeur aux fins d'établissement des tarifs de l'année tarifaire 2017-2018. Elle l'encourage à poursuivre le raffinement de ses modèles économétriques de prévision des ventes et à présenter toutes nouvelles améliorations qui y seraient apportées.

[185] La Régie accepte la prévision des besoins en énergie et des besoins en puissance pour l'hiver 2016-2017, mise à jour par le Distributeur en novembre 2016.

[186] Également, la Régie réitère sa demande de produire les tableaux énumérés au paragraphe 247 de sa décision D-2016-033.

7. COÛTS ÉVITÉS

7.1 COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAU INTÉGRÉ

7.1.1 COÛT ÉVITÉ EN ÉNERGIE

[187] De 2017 à 2027 inclusivement, le Distributeur suggère d'utiliser, en période hivernale, le prix moyen des achats sur les marchés de court terme, qui est de 6,3 ¢/kWh (\$ 2016) et, en période d'été, le prix de l'électricité patrimoniale fixé à 2,8 ¢/kWh (\$ 2016). Ces coûts évités sont indexés à l'inflation.

⁸⁷ Pièce [B-0018](#), p. 28.

[188] À partir de 2028, le Distributeur propose d'utiliser le prix moyen de l'énergie inscrit aux contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne A/O 2013-01, qui inclut les frais de transport et d'équilibrage, soit 8,5 ¢/kWh (\$ 2016) indexé à l'inflation⁸⁸.

[189] Le Distributeur indique que ces coûts évités de court et long termes en énergie reflètent le fait que son bilan énergétique comporte d'importants surplus sur de nombreuses années⁸⁹.

[190] L'ACEFQ et l'AHQ-ARQ sont favorables aux valeurs proposées par le Distributeur au titre de coûts évités en énergie⁹⁰.

[191] La Régie approuve les coûts évités en énergie proposés par le Distributeur, aux fins de l'établissement des tarifs 2017-2018. Elle fixe ces coûts de la manière suivante :

De 2017 à 2027 inclusivement :

- **le signal de prix pour la période hivernale (décembre à mars) est de 6,3 ¢/kWh (en \$ 2016), indexé à l'inflation;**
- **le signal de prix pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,8 ¢/kWh (en \$ 2016), indexé à l'inflation.**

À compter de 2028 :

- **le signal de prix annuel est de 8,5 ¢/kWh (en \$ 2016), indexé à l'inflation.**

⁸⁸ Pièce [B-0108](#), p. 12.

⁸⁹ Pièce [B-0021](#), p. 5.

⁹⁰ Pièces [C-ACEFQ-0015](#), p. 21, et [C-AHQ-ARQ-0008](#), p. 6.

7.1.2 COÛT ÉVITÉ EN PUISSANCE

[192] Pour les hivers 2016-2017 à 2022-2023, le Distributeur suggère d'utiliser le prix moyen des achats de puissance sur les marchés de court terme, qui est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2016, indexé à l'inflation)⁹¹.

[193] À compter de l'hiver 2023-2024, le Distributeur propose d'utiliser le prix moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-01, soit 108 \$/kW-an (\$ 2016, indexé à l'inflation)⁹².

Valeur du signal de prix de long terme en puissance

[194] Le Distributeur propose à nouveau de fixer le coût évité de long terme en puissance selon l'approche proposée au dossier R-3933-2015, soit d'utiliser une valeur basée sur le plus récent appel d'offres pour acquérir de la puissance de long terme⁹³.

[195] À cet égard, le Distributeur indique que la valeur utilisée à titre de coût évité de long terme en puissance ne peut être divisée en deux, compte tenu que l'hypothèse d'une ressource dédiée à 50 % aux besoins du Québec ne tient plus. En effet, il précise que tout soumissionnaire à un appel d'offres en puissance ne peut valoriser une partie de ses équipements sur les marchés voisins, puisque les capacités de transport ferme sur les interconnexions à partir du Québec vers les marchés de New York et de la Nouvelle-Angleterre sont réservées jusqu'en 2044.

[196] Dans ce contexte, le Distributeur ajoute que le soumissionnaire à l'appel d'offres A/O 2015-01 ne pouvait que « *soumettre un prix qui lui permettait de récupérer l'ensemble de ses coûts (investissement, maintenance, opération et rendement) uniquement par l'entremise de son entente avec le Distributeur, sachant qu'il ne pouvait espérer obtenir de revenu de la vente de puissance et d'énergie sur les marchés limitrophes* »⁹⁴.

⁹¹ Pièce [B-0021](#), p. 5.

⁹² Pièce [B-0116](#), p. 19.

⁹³ Décision [D-2016-033](#), p. 73 à 77.

⁹⁴ Pièce [B-0072](#), p. 40 et 41.

[197] L'ACEFQ et l'AHQ-ARQ s'opposent à la valeur proposée par le Distributeur à titre de coût évité de long terme en puissance et demandent à la Régie de continuer à utiliser la valeur retenue dans sa décision D-2016-033⁹⁵.

Période d'application du coût évité de long terme en puissance

[198] Le signal de prix de long terme provient de l'identification de besoins à long terme au bilan en puissance du Distributeur, qui présente l'équilibre annuel offre-demande sur une période de plusieurs années.

[199] Le plus récent bilan en puissance du Distributeur a été déposé dans le cadre du dossier portant sur le Plan d'approvisionnement 2017-2026⁹⁶.

[200] Afin d'équilibrer le bilan en puissance, le Distributeur évalue que des besoins de puissance de long terme se manifestent à partir de l'hiver 2023-2024, considérant une contribution des marchés de court terme de 1 100 MW⁹⁷.

[201] L'AHQ-ARQ considère, pour sa part, que la contribution des marchés de court terme est de 1 500 MW, telle que fixée par la décision D-2014-205⁹⁸ et, qu'en conséquence, les besoins additionnels et supérieurs à cette contribution ne se manifestent qu'à partir de l'hiver 2025-2026⁹⁹.

Opinion de la Régie

[202] La Régie approuve la valeur du coût évité de court terme en puissance de 20 \$/kW-hiver. Aucun changement contextuel à court terme ne fait en sorte qu'il soit nécessaire de modifier cette valeur, qui demeure ainsi au même niveau que l'année dernière.

[203] La Régie accepte également la proposition du Distributeur de fixer la valeur du coût évité de long terme en puissance à 108 \$/kW-an.

⁹⁵ Pièces [C-ACEFQ-0015](#), p. 22, et [C-AHQ-ARQ-0008](#), p. 8.

⁹⁶ Dossier R-3986-2016, pièce [B-0006](#), p. 19.

⁹⁷ *Ibid*, p. 22 et 23.

⁹⁸ [Page 40](#).

⁹⁹ Pièce [C-AHQ-ARQ-0008](#), p. 7 et 8.

[204] D'une part, la Régie note l'argument du Distributeur à l'effet que les réservations à très long terme de toutes les capacités de transport ferme sur les interconnexions à partir du Québec empêchent toute revente de puissance vers les marchés voisins.

[205] D'autre part, la Régie est d'avis que la méthode d'établissement du coût évité de long terme en puissance doit être cohérente avec celle utilisée pour fixer le coût évité de long terme en énergie. Par conséquent, si l'utilisation du prix moyen des contrats issus du dernier appel d'offres est valable dans un cas, elle doit l'être dans l'autre également.

[206] Par ailleurs, à la lumière du plus récent bilan en puissance du Distributeur et puisque la décision D-2014-205 établit la contribution des marchés de court terme à 1 500 MW, la Régie considère que la période de long terme pour le coût évité en puissance débute à l'hiver 2025-2026.

[207] Aux fins de l'établissement des tarifs 2017-2018, la Régie fixe les coûts évités en puissance de la manière suivante :

- **pour les hivers 2016-2017 à 2024-2025, le signal de prix est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2016), indexé à l'inflation;**
- **à compter de l'hiver 2025-2026, le signal de prix est de 108 \$/kW-an (\$ 2016), indexé à l'inflation.**

7.2 COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAUX AUTONOMES

[208] Le tableau suivant présente le détail des coûts évités par réseau autonome, tels qu'estimés par le Distributeur.

TABLEAU 7
COÛTS ÉVITÉS PAR RÉSEAUX AUTONOMES –
ANNUITÉ CROISSANTE EXPRIMÉE EN ¢/kWh DE 2016

	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance \$/kW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance ¢/kWh	Coût évité total ¢/kWh
Îles-de-la-Madeleine					
Cap-aux-Meules	22,79	200	54%	4,26	27,05
Nunavik					
Akuvik	51,19	900	57%	17,98	69,17
Aupaluk	50,50	900	57%	17,91	68,41
Inukjuak	48,09	900	63%	16,38	64,46
Ivujivik	54,03	900	59%	17,55	71,58
Kangiqaualujuaq	57,41	900	58%	17,84	75,25
Kangiqaqjuaq	53,92	900	61%	16,72	70,64
Kangirsuk	53,27	900	59%	17,35	70,62
Kuujuuaq	52,09	900	62%	16,64	68,72
Kuujuarapik	50,09	900	65%	15,76	65,86
Puvirnituq	48,94	900	65%	15,81	64,76
Quaqtaq	57,18	900	61%	16,91	74,09
Salluit	49,27	900	63%	16,38	65,65
Tasiujaq	56,14	900	60%	17,16	73,30
Umiujaq	52,57	900	58%	17,67	70,24
Basse-Côte-Nord					
La Romaine	35,67	765	45%	19,34	55,01
Port Menier	35,39	765	45%	19,32	54,71
Haute Mauricie					
Clova	42,08	765	42%	20,55	62,64
Opitciwan	36,11	765	48%	18,21	54,33
Schefferville	2,41	145	51%	3,24	5,66

Source : Pièce [B-0021](#), p. 10.

[209] Le Distributeur dépose le rapport de la firme d'experts ICF International¹⁰⁰ sur l'établissement des coûts évités en énergie et en puissance pour les réseaux autonomes. Cependant, pour le présent dossier, il n'utilise pas la méthode proposée par ICF International et maintient sa méthode adoptée depuis le dossier R-3814-2012¹⁰¹.

¹⁰⁰ [Pièce B-0021](#), annexe B.

¹⁰¹ [Pièce B-0021](#), p. 8 et 9.

[210] Dans sa décision procédurale D-2016-135, la Régie considère que les coûts évités en réseaux autonomes sont utiles à l'examen annuel, en dossier tarifaire, des investissements en efficacité énergétique, mais doivent aussi s'intégrer dans l'analyse de long terme des approvisionnements des réseaux autonomes. Elle reporte alors l'examen du rapport de la firme d'experts ICF International sur la méthodologie d'établissement des coûts évités en réseaux autonomes au prochain dossier du Distributeur portant sur le Plan d'approvisionnement 2017-2026¹⁰².

[211] Comme l'examen de la méthodologie d'établissement des coûts évités en réseaux autonomes sera fait dans le cadre du dossier portant sur le Plan d'approvisionnement 2017-2026, la Régie reconnaît la méthode de calcul utilisée par le Distributeur au présent dossier. **En conséquence, la Régie accepte les coûts évités estimés par le Distributeur pour 2016 pour chacun des réseaux autonomes.**

8. APPROVISIONNEMENTS

8.1 APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

Besoins en énergie

[212] Afin de répondre à la demande en énergie pour l'année témoin 2017, le Distributeur prévoit des approvisionnements en énergie de 181,1 TWh, soit l'équivalent des besoins prévus pour l'année de base 2016. Ceux-ci sont cependant en baisse de 3,3 TWh par rapport à ceux de l'année de historique 2015, tels que présentés au tableau suivant.

¹⁰² Dossier R-3986-2016 déposé à la Régie en novembre 2016.

TABLEAU 8
BESOINS EN ÉNERGIE

En TWh	2015 Année historique	2016 Année de base	2017 Année témoin
BESOINS PRÉVUS	184,4	181,1	181,1
<i>moins</i> électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9
<i>plus</i> électricité patrimoniale inutilisée	11,9	12,6	13,1
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	17,5	14,8	15,4

Source : Pièce [B-0024](#), p. 6.

[213] L'apport de l'électricité postpatrimoniale est prévu être de 15,4 TWh en 2017, en hausse de 0,6 TWh par rapport aux achats de l'année de base 2016. Le Distributeur prévoit un volume d'électricité patrimoniale inutilisée de 12,6 TWh en 2016 et de 13,1 TWh en 2017.

[214] Pour l'année de base 2016, le Distributeur estime les besoins d'approvisionnement à 181,1 TWh, soit 2,8 TWh de moins que ceux reconnus dans la décision D-2016-033¹⁰³. Il précise que cet écart s'explique principalement par la baisse des ventes de même que par celle du taux de pertes¹⁰⁴. Cette baisse des besoins se traduit par une baisse équivalente des achats d'électricité patrimoniale.

[215] La contribution prévue des contrats d'approvisionnement postpatrimoniaux pour l'année de base 2016 est réévaluée à 14,8 TWh, soit une baisse de 0,1 TWh par rapport au volume reconnu dans la décision D-2016-033. Cette baisse est principalement attribuable aux approvisionnements de court terme, moindres que prévus en raison d'un hiver plus doux¹⁰⁵.

[216] Pour l'année témoin 2017, le Distributeur indique ne différer aucune quantité d'énergie en vertu des Conventions d'énergie différée, ni revendre de l'énergie sur les marchés, conformément à la Loi.

¹⁰³ [Page 82](#), par. 291.

¹⁰⁴ Pièce [B-0018](#), p. 14.

¹⁰⁵ Pièce [B-0024](#), p. 5.

[217] Le Distributeur ne prévoit également rappeler aucune quantité d'énergie différée en vertu des Conventions d'énergie différée.

[218] Les approvisionnements en énergie du Distributeur pour l'année témoin 2017 prennent également en considération les éléments suivants¹⁰⁶ :

- l'inclusion des paramètres du contrat de service d'intégration éolienne découlant de l'appel d'offres A/O 2015-02, telle qu'approuvée par la Régie dans sa décision D-2016-095;
- la suspension des livraisons de la centrale de TCE (décision D-2014-086);
- la résiliation du contrat de la Société Ferro-Québec Inc. (Port-Cartier) pour la mise en service d'une centrale de cogénération de 9,0 MW, dont la date garantie pour le début des livraisons était fixée au 1^{er} novembre 2017;
- les modifications des contributions de 11 contrats d'approvisionnements postpatrimoniaux en raison du report de leurs mises en service¹⁰⁷.

Besoins en puissance

[219] Dans sa preuve initiale, le Distributeur indique prévoir des besoins en puissance à la pointe de 37 630 MW¹⁰⁸ pour l'hiver 2016-2017, soit une baisse de 81 MW par rapport à la pointe normalisée de l'hiver 2015-2016.

[220] En audience, le Distributeur présente une mise à jour de son bilan de puissance pour l'hiver 2016-2017¹⁰⁹ (tableau 9 ci-après), lequel inclut une hausse des besoins en puissance de 97 MW par rapport aux besoins exposés dans sa preuve initiale¹¹⁰. Dans ce bilan, il révisé également à la hausse la contribution des approvisionnements postpatrimoniaux de court terme provenant des contrats d'option d'électricité interruptible (146 MW), de même que des nouvelles interventions en gestion de la demande en puissance (55 MW)¹¹¹.

¹⁰⁶ Pièce [B-0024](#), p. 6.

¹⁰⁷ Pièce [B-0024](#), p. 7 et 8.

¹⁰⁸ Pièce [B-0018](#), p. 14.

¹⁰⁹ Pièce [B-0157](#).

¹¹⁰ Pièce [B-0024](#), p. 10, tableau 5.

¹¹¹ Pièce [B-0156](#), p. 4.

TABLEAU 9
BILAN DU DISTRIBUTEUR POUR L'ANNÉE 2016-2017 (MW) (RESPECT DU CRITÈRE DE
FIABILITÉ EN PUISSANCE) – PRÉVISION DES BESOINS DE NOVEMBRE 2016

	2016-2017
Besoins à la pointe visés par le plan (Note 1)	37 727
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 596
<i>Taux de réserve requise</i>	9,5%
- Électricité patrimoniale - incluant réserve	37 442
= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale	3 881
<hr/>	
- Approvisionnements non patrimoniaux	3 932
• HQ Production - Base et cyclable	600
• Contrats de biomasse	235
• Contrats d'éolien	1 319
• Contrats de petites hydrauliques	87
• Électricité interruptible	996
• Nouvelles interventions en GDP	145
• Abaissement de tension	250
• Contrats de puissance de court terme	300
<hr/>	
= Achats de puissance requis sur les marchés de court terme	0

Source : Pièce [B-0157](#).

[221] L'ajustement à la hausse de la contribution des contrats d'électricité interruptible et des nouvelles interventions en gestion de la demande en puissance se traduit par une révision à la hausse de la réserve pour le respect du critère de fiabilité (139 MW).

Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux

[222] Le coût prévu des approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année témoin 2017 est de 1 615,1 M\$ et correspond à un coût moyen de 105,2 \$/MWh. Le Distributeur précise que cette hausse de 69 M\$, par rapport au montant approuvé par la Régie pour l'année de base 2016¹¹², est essentiellement attribuable aux contrats de long terme

¹¹² Décision [D-2016-033](#), p. 96, par. 348.

découlant des blocs d'énergie renouvelable (biomasse, éolien et petites centrales hydrauliques), dont le coût augmente de 106 M\$ par rapport au montant reconnu pour l'année 2016¹¹³.

[223] Le coût des approvisionnements postpatrimoniaux comprend également le coût fixe relatif à la centrale de TCE et le coût associé à la suspension de ses livraisons pour l'année 2017. Le Distributeur précise qu'il a également établi le coût du service pour l'année 2017 en fonction des paramètres du nouveau service d'intégration éolienne, tel qu'il a été approuvé par la Régie le 20 juin 2016¹¹⁴.

Nouvel indicateur des prix de marché pour les approvisionnements postpatrimoniaux

[224] Le Distributeur présente un nouvel indicateur des coûts et prix de marché pour les approvisionnements postpatrimoniaux. Cet indicateur est basé sur le prix de marché de New York (NY) pour les premiers 1 100 MW achetés pour une heure donnée et celui de la Nouvelle-Angleterre (NE) pour la portion dépassant cette quantité¹¹⁵. Le Distributeur soumet que la prise en compte du marché de la NE dans l'indicateur proposé reflète davantage sa stratégie d'approvisionnement de court terme¹¹⁶.

[225] Pour ce qui est du coût des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme, le Distributeur souligne que tous les contrats de long terme ainsi que leur processus d'appel d'offres ont été approuvés par la Régie. De plus, il rappelle que l'utilisation de cet indicateur de court terme pour les transactions de long terme doit être faite avec circonspection, puisqu'il ne tient pas compte des contraintes associées aux capacités physiques des interconnexions¹¹⁷.

[226] L'ACEFQ considère que le nouvel indicateur traduit mieux la réalité des conditions des interconnexions et des marchés et recommande d'accepter la proposition du Distributeur d'utiliser un nouvel indicateur de marché de court terme basé à la fois sur le marché de NY et celui de la NE¹¹⁸.

¹¹³ Pièce [B-0024](#), p. 10.

¹¹⁴ Décision [D-2016-095](#).

¹¹⁵ Pièce [B-0024](#), p. 12.

¹¹⁶ Pièce [B-0190](#), p. 24.

¹¹⁷ Pièce [B-0024](#), p. 12 et 13.

¹¹⁸ Pièce [C-ACEFQ-0015](#), p. 20.

[227] Selon la FCEI, le nouvel indicateur ne reflète pas mieux la réalité opérationnelle du Distributeur, puisqu'il ne tient pas compte des achats effectués sur le marché de l'Ontario. D'autre part, la formule proposée par le Distributeur ne tient pas compte de la chronologie réelle des achats, ni du niveau de saturation en temps réel des interconnexions. Par conséquent, la FCEI recommande de rejeter le nouvel indicateur proposé par le Distributeur et propose qu'il soit amélioré, afin de tenir compte des critères énumérés précédemment¹¹⁹.

[228] La Régie reconnaît que le nouvel indicateur des prix de marché pour les approvisionnements postpatrimoniaux proposé par le Distributeur n'est pas parfait. Cependant, elle n'est pas convaincue qu'il constitue un recul significatif au point de justifier son rejet. Les achats de court terme impliquent un nombre de contraintes très important. Selon la Régie, l'examen du suivi des achats de court terme déposé par le Distributeur constitue le meilleur outil pour s'assurer du respect de sa stratégie d'approvisionnement de court terme.

[229] Par ailleurs, la Régie est d'avis que cet indicateur peut être amélioré à nouveau et considère que son examen dans le dossier du Plan d'approvisionnement 2017-2026 du Distributeur permettra de clarifier dans quelle mesure cet indicateur peut être amélioré, le cas échéant.

Stratégie d'approvisionnement de court terme

[230] L'ACEFQ recommande à la Régie que le Distributeur fasse la démonstration que sa stratégie d'approvisionnement conduirait à un coût d'approvisionnement le plus bas pour l'année témoin 2017, compte tenu de sa révision de la prévision de la demande et des aléas climatiques et non climatiques¹²⁰.

[231] L'AHQ-ARQ réitère sa recommandation d'établir un indicateur mettant en relation le coût des achats de court terme et l'énergie patrimoniale inutilisée. Il recommande à la Régie de demander au Distributeur de produire une étude pour identifier et quantifier

¹¹⁹ Pièce [C-FCEI-0017](#), p. 9.

¹²⁰ Pièce [C-ACEFQ-0015](#), p. 19.

les principales causes permettant d'expliquer les valeurs d'achats d'énergie de court terme transférables en patrimonial et en cyclable, telles qu'identifiées par l'indicateur d'achats de court terme proposé par l'intervenant.

[232] La Régie convient que la stratégie d'approvisionnement de court terme du Distributeur doit tenir compte non seulement des caractéristiques propres aux différentes sources d'approvisionnements, mais également de plusieurs facteurs et divers risques et incertitudes, autant sur l'offre que sur la demande¹²¹.

[233] À l'instar du Distributeur, la Régie considère qu'une analyse *a posteriori* des achats de court terme réalisés ne constitue pas une évaluation de la performance de sa stratégie, puisqu'elle ne tient pas compte des éléments du contexte dans lequel les décisions ont été prises, notamment ceux associés aux conditions climatiques.

[234] La Régie est également d'avis que la séance d'information prévue dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2017-2026 du Distributeur permettra aux différents intervenants de mieux comprendre la dynamique qui s'opère entre les achats de court terme et la gestion des autres sources d'approvisionnement de long terme.

Conventions d'énergie différée

[235] L'AHQ-ARQ recommande que le Distributeur fournisse une justification économique à chaque fois qu'il voudra rappeler une quantité d'énergie des Conventions d'énergie différée. De plus, en l'absence de telle justification économique pour le bloc de 200 MW de rappel engagé par le Distributeur à l'été 2015 pour décembre 2015, l'intervenant recommande à la Régie de ne pas reconnaître les coûts de 4,9 M\$ associés à ce rappel¹²².

¹²¹ Pièce [B-0190](#), p. 24 et 25.

¹²² Pièce [C-AHQ-ARQ-0014](#), p. 7.

[236] La Régie constate que l'année historique 2015 est caractérisée par des conditions climatiques exceptionnelles, notamment par des températures très inférieures à la normale pour les mois de janvier, février et mars et très supérieures à la normale pour les mois de novembre et décembre. Elle est de ce fait consciente que ces conditions atypiques peuvent influencer significativement dans la gestion quotidienne des approvisionnements à court terme du Distributeur et, indirectement, celle de l'allocation des bâtonnets patrimoniaux.

[237] D'une part, la Régie constate que le Distributeur ne pouvait prévoir, à l'été 2015, les conditions climatiques exceptionnellement chaudes du mois de décembre 2015. D'autre part, l'AHQ-ARQ n'a pas démontré que ce bloc d'énergie a été acquis de manière imprudente. **Pour ces motifs, la Régie ne retient pas la recommandation de l'AHQ-ARQ de ne pas reconnaître les coûts de 4,9 M\$ associés à ce rappel.**

[238] **La Régie approuve la stratégie d'approvisionnement en énergie et en puissance du Distributeur pour l'année témoin 2017.**

[239] **La Régie approuve le nouvel indicateur des prix de marché pour les approvisionnements postpatrimoniaux proposé par le Distributeur, tel que présenté à la pièce B-0024¹²³.**

8.2 ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

[240] Tels que présentés au tableau suivant, les achats d'électricité du Distributeur passent de 6 235,6 M\$, montant autorisé pour l'année 2016, à 5 807,6 M\$ en 2017, soit une baisse de 428,0 M\$ (-6,9 %).

¹²³ Pièce [B-0024](#), p. 13, tableau 8.

TABLEAU 10
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

<i>(en M\$)</i>	<i>2015</i> <i>Année historique</i>	<i>2016</i> <i>(D-2016-033)</i>	<i>2016</i> <i>Année de base</i>	<i>2017</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2017</i> <i>vs 2016 (D-2016-033)</i>	
Électricité patrimoniale	4 399,4	4 515,2	4 437,6	4 480,4	(34,8)	(0,8 %)
Électricité postpatrimoniale	1 671,9	1 546,0	1 529,6	1 615,1	69,1	4,5 %
Tarif de gestion de la consommation	30,8	0,0	9,8	0,0	0,0	
Ajustement des contrats spéciaux	(156,4)	(184,5)	(196,9)	(290,3)	(105,8)	57,3 %
Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité 2013-2016	15,7	358,9	365,5	2,4	(356,5)	(99,3 %)
<i>Compte de pass-on 2013</i>	<i>0,0</i>	<i>56,4</i>	<i>56,4</i>	<i>0,0</i>	<i>(56,4)</i>	
<i>Compte de pass-on 2014</i>	<i>135,8</i>	<i>191,3</i>	<i>191,3</i>	<i>0,0</i>	<i>(191,3)</i>	
<i>Compte de pass-on 2015</i>	<i>(120,1)</i>	<i>111,2</i>	<i>111,2</i>	<i>9,0</i>	<i>(102,2)</i>	
<i>Compte de pass-on 2016</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>6,6</i>	<i>(6,6)</i>	<i>(6,6)</i>	
Total	5 961,4	6 235,6	6 145,6	5 807,6	(428,0)	(6,9 %)

Source : Extrait de la pièce [B-0023](#), p. 6.

[241] La baisse de 428,0 M\$ (-6,9 %) s'explique principalement par une variation des comptes de *pass-on* 2013 à 2016 totalisant 356,5 M\$. Le retour à des températures normales l'hiver dernier, après deux hivers particulièrement rigoureux, conduit à une diminution de coût.

[242] **La Régie approuve, pour l'année témoin 2017, des achats d'électricité au montant de 5 811,3 M\$, considérant les ajustements suivants :**

- **ajustement du compte de *pass-on* 2016 au montant créditeur de 1,6 M\$ sur la base de 10 mois réels et de 2 mois projetés 2016 (voir la section 4.3);**
- **ajustement des contrats spéciaux estimé à un montant débiteur de 5,3 M\$ découlant des ordonnances de la décision D-2017-021 (dossier R-3981-2016)¹²⁴.**

¹²⁴ Le montant estimé à 5,3 M\$ représente un ajustement aux contrats spéciaux découlant de la charge locale de transport.

9. SERVICE DE TRANSPORT

[243] Les coûts du service de transport attribuables au Distributeur s'élèvent à 2 916,6 M\$ pour l'année témoin 2017, tels que présentés au tableau suivant.

TABLEAU 11
SERVICE DE TRANSPORT

<i>(en M\$)</i>	<i>2015</i> <i>Année historique</i>	<i>2016</i> <i>(D-2016-033)</i>	<i>2016</i> <i>Année de base</i>	<i>2017</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2017</i> <i>vs 2016 (D-2016-033)</i>	
Charge locale	2 801,6	2 743,6	2 743,6	2 909,8	166,2	6,1 %
Ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur	(7,6)	2,3	2,3	6,8	4,5	195,7 %
Compte d'écarts - Charge locale de transport 2013	(0,6)	0,0	0,0	0,0	0,0	
Compte d'écarts - Charge locale de transport 2014	(4,5)	0,0	0,0	0,0	0,0	
Compte d'écarts - Charge locale de transport 2015	(5,0)	5,0	5,0	0,0	(5,0)	(100,0 %)
Total	2 783,9	2 750,9	2 750,9	2 916,6	165,7	6,0 %

Source : Extrait de la pièce [B-0023](#), p. 6.

Coût estimé de la charge locale de transport

[244] Conformément à la décision D-2007-12¹²⁵, le Distributeur projette son coût de transport applicable au coût de service de l'année témoin selon sa meilleure estimation, laquelle s'appuie sur la demande tarifaire d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) pour l'année témoin 2017. Dans sa demande révisée, le Transporteur estime à 2 909,8 M\$¹²⁶ ses revenus du service de transport pour l'alimentation de la charge locale.

[245] Le 1^{er} mars 2017, la Régie a rendu sa décision D-2017-021¹²⁷ relative à la demande tarifaire 2017 du Transporteur, dans laquelle elle autorise un coût de la charge locale de transport au montant de 2 857,1 M\$, soit une baisse de 52,7 M\$ par rapport à la demande initiale au montant de 2 909,8 M\$.

¹²⁵ [Page 21](#).

¹²⁶ Dossier R-3981-2016, pièce révisée [B-0093](#), p. 9, tableau 4.

¹²⁷ Page 128, par. 539.

[246] La décision D-2008-024¹²⁸ permet, dans l'éventualité où la décision sur la demande tarifaire du Transporteur est rendue avant celle du Distributeur, que tout ajustement de la facture de la charge locale de transport soit reflété aux revenus requis de l'année témoin du Distributeur.

[247] La Régie demande au Distributeur d'ajuster le coût de la charge locale de transport pour l'année témoin 2017 à un montant estimé de 2 857,1 M\$.

Ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur

[248] Le Distributeur projette son coût de transport applicable au coût de service de l'année témoin selon sa meilleure estimation, laquelle s'appuie sur la demande tarifaire du Transporteur pour l'année témoin 2017. Dans cette demande, le Transporteur estime à 6,8 M\$ l'ajustement de ses revenus du service de transport de point à point attribuable au Distributeur¹²⁹.

[249] La Régie approuve l'ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur attribuable au Distributeur, au montant estimé à 6,8 M\$ pour l'année témoin 2017.

[250] La Régie approuve, pour l'année témoin 2017, les coûts du service de transport attribuables au Distributeur au montant total de 2 863,9 M\$.

10. COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SERVICES À LA CLIENTÈLE

[251] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente des coûts de distribution et des services à la clientèle (SALC) au montant de 3 063,2 M\$ pour l'année témoin 2017. Conformément aux décisions D-2014-037¹³⁰ et D-2014-034¹³¹, ce montant est subséquemment révisé à 3 071,4 M\$, afin de tenir compte de la mise à jour au 30 novembre 2016 des charges relatives au Bureau de l'efficacité et de l'innovation

¹²⁸ [Page 19](#).

¹²⁹ Dossier R-3981-2016, pièce [B-0093](#), p. 9, tableau 4.

¹³⁰ [Page 27](#), par. 80.

¹³¹ [Page 68](#), par. 273.

énergétiques (BEIÉ) et du coût de la dette, respectivement des ajustements de 12,5 M\$ et de -4,3 M\$.

[252] Les coûts de distribution et des SALC totalisent 3 071,4 M\$ pour l'année témoin 2017 et sont en hausse de 301,8 M\$ (10,9 %) par rapport aux montants autorisés pour l'année 2016. Le tableau suivant présente les composantes des coûts de distribution et des SALC.

TABLEAU 12
COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SALC

<i>(en M\$)</i>	<i>2015</i> <i>Année historique</i>	<i>2016</i> <i>(D-2016-033)</i>	<i>2016</i> <i>Année de base</i>	<i>2017</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2017</i> <i>vs 2016 (D-2016-033)</i>	
Charges d'exploitation	1 260,9	1 221,2	1 213,4	1 167,3	(53,9)	(4,4%)
Autres charges	871,8	786,7	788,9	1 128,5	341,8	43,4%
Frais corporatifs	32,0	30,6	30,4	31,8	1,2	3,9%
Rendement de la base de tarification	752,3	731,1	659,8	743,8	12,7	1,7%
Total	2 917,0	2 769,6	2 692,5	3 071,4	301,8	10,9%

Sources : Pièces [B-0027](#), p. 5, [B-0125](#), p. 5 et 7, et [B-0126](#), p. 3.

[253] Dans les sections qui suivent, la Régie examine les résultats de l'étude de balisage de la rémunération globale des employés d'Hydro-Québec (section 10.1) et traite de chacune des rubriques des coûts de distribution et des SALC. Il s'agit des charges d'exploitation (section 10.2), des autres charges (section 10.3), des frais corporatifs (section 10.4) et du rendement de la base de tarification (section 10.5).

10.1 ÉTUDE DE BALISAGE DE LA RÉMUNÉRATION GLOBALE DES EMPLOYÉS D'HYDRO-QUÉBEC

10.1.1 HISTORIQUE DE LA DEMANDE DE LA RÉGIE

[254] Dans sa demande tarifaire 2014-2015, le Distributeur présentait l'évolution de 2012 à 2014 du salaire de base moyen d'Hydro-Québec ainsi que des avantages sociaux par groupe d'emplois. La Régie notait que les avantages sociaux s'élevaient à environ

43 % du salaire de base moyen, soit 25 % provenant du coût de retraite et 18 % des autres avantages sociaux¹³².

[255] Le Distributeur indiquait que la Vice-présidence Ressources humaines exerce une vigie à l'égard de la rémunération et des avantages sociaux auprès d'entreprises comparables. Cependant, aucune enquête détaillée sur ces aspects n'avait été réalisée ni déposée récemment auprès de la direction d'Hydro-Québec. Le Distributeur soulignait qu'il n'était pas prévu à ce jour qu'un tel balisage soit effectué au cours des prochaines années.

[256] Dans sa décision D-2014-037, la Régie demandait au Distributeur de présenter une étude de balisage de la rémunération globale, libellée comme suit :

« [251] La Régie demande au Distributeur de présenter, dans le dossier tarifaire 2016-2017, une étude de balisage auprès des entreprises comparables fournissant une analyse de la rémunération globale par groupe d'emplois et en distinguant le salaire de base moyen, le coût de retraite et les autres avantages sociaux ».

[nous soulignons]

[257] Dans sa décision D-2015-153¹³³, la Régie acceptait la demande du Distributeur de produire et de déposer une étude de balisage de sa rémunération globale lors de la demande tarifaire 2017-2018.

[258] Afin de donner suite à la demande de la Régie, le Distributeur dépose, le 19 mai 2016, une étude de balisage de la rémunération globale des employés d'Hydro-Québec ainsi qu'un document de présentation¹³⁴. Cette étude a été réalisée par la firme Normandin Beaudry qui est représentée, dans le cadre du présent dossier, par madame Sophie Lachance, reconnue témoin expert en rémunération globale, et par monsieur René Beaudry, reconnu témoin expert en avantages sociaux et régimes de retraite.

¹³² [Page 71](#), par. 246 à 251.

¹³³ [Page 8](#), par. 25.

¹³⁴ Pièce [B-0028](#), p. 14 et dossier R-3933-2015, pièces [B-0176](#) et [B-0177](#).

10.1.2 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[259] L'étude de balisage réalisée par la firme Normandin Beaudry démontre que la rémunération globale d'Hydro-Québec se situe à 6 % par rapport à la médiane de son marché de référence, soit légèrement à l'extérieur de la zone de compétitivité de 5 % établie par les experts en rémunération¹³⁵.

[260] Le Distributeur soumet que ces résultats confirment les bonnes pratiques d'Hydro-Québec en matière de rémunération et démontrent que son objectif de maintenir une rémunération globale comparable à la médiane du marché est atteint¹³⁶.

[261] La rémunération globale balisée par la firme Normandin Beaudry inclut le salaire de base moyen, la rémunération incitative et les régimes de retraite et d'assurance collective en date du 31 décembre 2015 de huit groupes d'employés¹³⁷. Le balisage couvre un échantillon de 53 types d'emplois chez Hydro-Québec représentant 29 % des employés des huit groupes visés.

[262] Un marché de référence composé de 41 organisations a été déterminé par la firme Normandin Beaudry conjointement avec Hydro-Québec, selon les critères de sélection qu'Hydro-Québec applique lorsqu'elle effectue la vigie active de sa rémunération¹³⁸. De plus, pour certains emplois propres à la réalité d'Hydro-Québec, le marché de référence a été élargi afin d'inclure certains grands distributeurs d'hydroélectricité canadiens.

[263] Le Distributeur précise que les critères de sélection des organisations comprises dans le marché de référence découlent des principes directeurs de rémunération sur le marché de comparaison adoptés par Hydro-Québec¹³⁹. Ces critères respectent les pratiques exemplaires très largement adoptées par les firmes offrant une expertise en rémunération pour la sélection du marché de référence¹⁴⁰. Les principes directeurs de

¹³⁵ Selon la littérature et la pratique des spécialistes en rémunération, « *une organisation est au diapason du marché lorsqu'elle présente un écart d'environ 5 % par rapport au taux du marché* » (extrait de « *Gestion de la rémunération, Théorie et pratique* » par Thériault et St-Onge, 2^e édition, Gaétan Morin Éditeur, p. 76). Cet écart de plus 5 % ou moins 5 % est communément appelé la zone de compétitivité.

¹³⁶ Pièce [B-0028](#), p. 14.

¹³⁷ Les huit groupes d'employés couverts par le balisage sont les suivants : cadres intermédiaires, cadres de maîtrise, professionnels, spécialistes, ingénieurs, technologues, métiers et bureau.

¹³⁸ Pièce [B-0028](#), annexe C, p. 2.

¹³⁹ Pièce [B-0181](#), annexe A.

¹⁴⁰ Pièce [B-0120](#), p. 7.

rémunération, qui ont été approuvés par le Conseil d'administration d'Hydro-Québec le 15 décembre 1997, reposent, selon Hydro-Québec, sur des postulats qui demeurent constants dans le temps¹⁴¹.

[264] Comme source principale de données de marché, Normandin Beaudry a privilégié sa propre banque de données, appelé « rémun ». Pour les emplois repères ne figurant pas dans l'enquête « rémun » en raison de leur caractère propre à la réalité d'Hydro-Québec (ex. monteurs de ligne), les données du marché ont été recueillies par des enquêtes fermées.

[265] Afin de baliser la rémunération globale d'Hydro-Québec, la firme Normandin Beaudry a choisi la méthode des coûts simulés. Cette méthode consiste à évaluer le coût qui serait encouru par Hydro-Québec si ses employés bénéficiaient de la même offre de rémunération globale (salaire de base moyen, rémunération incitative, régime de retraite et assurance collective) que celle des entreprises comprises dans son marché de référence. Selon la firme Normandin Beaudry, cette méthode permet d'éliminer les biais démographiques et de mettre en évidence la valeur de l'offre globale de rémunération de chaque organisation.

[266] La firme Normandin Beaudry indique que la méthode des coûts simulés est également offerte par la firme PBI à ses clients¹⁴². Les tribunaux d'arbitrage de différends privilégient cette méthode pour l'ensemble des composantes de la rémunération globale. Le gouvernement du Québec a utilisé cette méthode dans le cadre de l'application de la loi relative à la rémunération des procureurs aux poursuites criminelles et pénales¹⁴³.

[267] Les principaux résultats de l'étude de balisage sont présentés au tableau suivant.

¹⁴¹ Pièces [B-0120](#), p. 5, et [B-0190](#), p. 7.

¹⁴² Pièce [A-0049](#), p. 114 et 115.

¹⁴³ Pièce [B-0120](#), p. 21.

TABLEAU 13
ÉCART DE RÉMUNÉRATION GLOBALE D'HYDRO-QUÉBEC PAR RAPPORT
À LA MÉDIANE DE SON MARCHÉ DE RÉFÉRENCE (EN POURCENTAGE)

Groupe d'employés	Salaire de base moyen	Rémunération directe ³	Rémunération globale ⁴
Cadres intermédiaires	-8 %	-5 %	-2 %
Cadres de maîtrise	0 %	7 %	9 %
Professionnels	0 %	4 %	7 %
Spécialistes*	7 %	2 %	5 %
Ingénieurs*	2 %	0 %	3 %
Technologues*	11 %	9 %	11 %
Métiers*	4 %	3 %	5 %
Bureau*	8 %	6 %	9 %
Total⁵	5 %	3 %	6 %

* Ces groupes d'employés sont syndiqués.

³ La rémunération directe comprend le salaire de base moyen et la rémunération incitative.

⁴ La rémunération globale comprend le salaire de base moyen, la rémunération incitative ainsi que la valeur des régimes de retraite et d'assurance collective.

⁵ Les chiffres présentés constituent une moyenne pondérée calculée en fonction de la représentativité des groupes d'employés chez Hydro-Québec.

Source : Pièce [B-0028](#), annexe C, p. 3.

[268] Les résultats du balisage indiquent que, dans l'ensemble, le salaire de base moyen des employés d'Hydro-Québec se situe dans la zone de compétitivité du marché de référence, soit à 5 %. L'ajout de la rémunération incitative réduit l'écart par rapport à la médiane d'environ 2 %, ce qui indique que la rémunération incitative offerte par Hydro-Québec est globalement inférieure à celle offerte par le marché de référence. Cependant, cet écart au marché passe à 6 % avec l'ajout de la valeur des régimes de retraite et d'assurance collective. La rémunération globale de l'entreprise est donc tout juste au-dessus de la zone de compétitivité de 5 %.

[269] Le Distributeur ajoute que la zone de compétitivité de 5 % utilisée par les experts est conservatrice. Selon la firme Normandin Beaudry, cette zone de compétitivité peut être de 7 % pour des emplois professionnels d'expertise et de 10 % pour les cadres¹⁴⁴.

[270] En réponse à une question d'audience, la firme Normandin Beaudry présente les résultats d'une analyse de sensibilité en pondérant les résultats de l'enquête selon les effectifs du Distributeur. Elle indique que les résultats sont les mêmes pour le salaire moyen et la rémunération globale et que l'écart est minime en ce qui a trait à la rémunération directe¹⁴⁵.

[271] Le Distributeur évalue l'impact de l'écart de 6 % de la rémunération globale par rapport à la médiane du marché à 37,8 M\$ sur son coût de distribution de l'année témoin 2017¹⁴⁶.

[272] Par ailleurs, il indique que l'examen des résultats de l'étude de balisage doit considérer, en toile de fond, l'efficience réalisée au cours des années, laquelle réfère, entre autres, au nombre d'employés et aux ressources utilisées pour offrir à la clientèle un service de qualité. Grâce à ses efforts, le Distributeur affirme que son nombre d'équivalent temps complet (ETC) atteint aujourd'hui son plus bas niveau depuis la création de la division distribution¹⁴⁷.

[273] Le Distributeur ajoute que le maintien d'une rémunération globale comparable à celle de son marché de référence est le fruit de plusieurs actions au cours des dernières années, notamment :

- le gel des salaires des employés syndiqués pour les années 2014 et 2015;
- le partage à parts égales du coût du régime de retraite entre les employés et Hydro-Québec;
- l'application des dispositions du projet de loi n° 100 aux cadres intermédiaires et à certains professionnels de 2011 à 2015, limitant les hausses de salaires octroyées annuellement (6,5 % sur cinq ans).

¹⁴⁴ Pièce [A-0046](#), p. 178.

¹⁴⁵ Pièce [B-0186](#), p. 3.

¹⁴⁶ Pièce [B-0108](#), p. 27. Le montant total de 37,8 M\$ se détaille comme suit : masse salariale (34,9 M\$), charges de services partagés (13,8 M\$), coûts capitalisés (-12,0 M\$) et frais corporatifs (1,0 M\$).

¹⁴⁷ Dossier R-3933-2015, pièce [B-0177](#), p. 8.

[274] Finalement, le Distributeur commente les résultats présentés dans le rapport du participant produit dans le cadre de l'étude de balisage réalisée en 2013 par la firme Mercer pour Hydro One à laquelle il a participé¹⁴⁸. Le Distributeur note que l'écart entre la rémunération globale des employés d'Hydro One et celle d'Hydro-Québec est de l'ordre de 20 % à 25 % en faveur d'Hydro One. Il note également que plusieurs catégories de ses employés sont sous la médiane. Le Distributeur soutient que la rémunération globale de ses employés est inférieure à la médiane de son marché de référence. Cette rémunération se situe plutôt à la limite de la zone de compétitivité, ce que confirme le rapport de la firme Normandin Beaudry¹⁴⁹.

[275] Le Distributeur est d'avis que l'étude de la firme Mercer comporte des lacunes méthodologiques importantes, notamment quant au choix des entreprises du marché de référence. S'il avait voulu faire un exercice complaisant, il aurait fait un exercice de balisage comparable à celui réalisé par la firme Mercer¹⁵⁰.

[276] À la demande de la Régie, le Distributeur commente les arrêts ATCO¹⁵¹ et OPG¹⁵² rendus récemment par la Cour suprême du Canada (la Cour suprême). Selon lui, la question de droit pertinente en l'instance porte sur l'application du test de prudence et du test de raisonnabilité aux différentes dépenses du Distributeur.

[277] Il convient que la Cour suprême a retenu la pertinence d'appliquer le test de prudence, celui qui exclut le recul, dans le cas des coûts engagés lors de projets d'investissement et d'appliquer le test de raisonnabilité lors de l'examen des charges. Le Distributeur indique qu'en appliquant ce test, on ne réfère pas à la notion de présomption mais plutôt au caractère raisonnable¹⁵³.

[278] Toutefois, le Distributeur est d'avis que les arrêts ATCO et OPG ne sont pas applicables au présent dossier, puisque le contexte factuel ayant mené à ces arrêts se distingue nettement de sa situation.

¹⁴⁸ Pièce [B-0185](#).

¹⁴⁹ Pièce [B-0185](#), p. 5.

¹⁵⁰ Pièce [A-0057](#), p. 25 et 26.

¹⁵¹ *Atco Gaz and Pipelines Ltd c. Alberta (Utilities Commission)*, [2015] 3 R.C.S. 219.

¹⁵² *Ontario (Commission de l'énergie) c. Ontario Power Generation Inc.*, [2015] 3 R.C.S. 147.

¹⁵³ Pièce [A-0057](#), p. 53 et 55.

[279] Le Distributeur rappelle le contexte de l'historique réglementaire qui a amené la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) à rendre sa décision. Selon lui, c'est en raison d'un contexte de mauvaise performance globale d'OPG et de rémunération excessive de ses employés que la Cour suprême a jugé que la désallocation de 145 millions \$ sur deux ans, effectuée par la CEO, était raisonnable¹⁵⁴.

[280] Pour le Distributeur, la décision initiale faisant l'objet du pourvoi devant la Cour suprême s'inscrivait dans la lignée d'une série de demandes d'accroissement de la performance et de diminution des effectifs par la CEO. Selon lui, il appert ainsi de la décision de la CEO qu'elle était soucieuse des coûts de la rémunération d'OPG dans le contexte d'une mauvaise performance générale dans le secteur du nucléaire.

[281] Il n'y a pas un tel contexte au présent dossier où le Distributeur aurait été incapable, année après année, de livrer l'efficacité demandée et attendue par la Régie. Le Distributeur a plutôt livré davantage de gains que ceux attendus, en faisant bénéficier la clientèle de cette efficacité durant les années suivantes. Par conséquent, la masse salariale du Distributeur ne s'inscrit pas dans un contexte de mauvaise performance comme celui d'OPG.

[282] En conclusion, en déposant une étude de balisage complète ainsi que les résultats de ses efforts d'efficacité et de performance, le Distributeur est d'avis qu'il a fait la preuve que l'offre globale de rémunération d'Hydro-Québec est raisonnable. Il ajoute que les gains d'efficacité qui lui ont été demandés par la Régie depuis plusieurs années sont au rendez-vous, à hauteur de 432 M\$ depuis 2008.

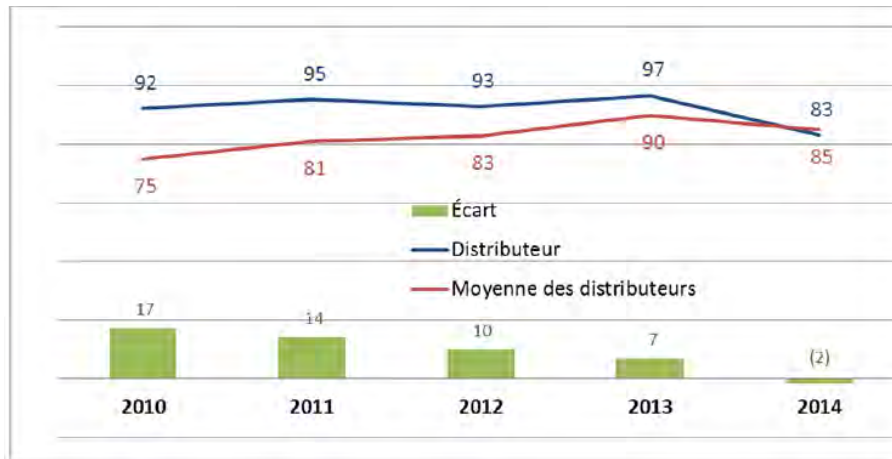
[283] À l'appui de sa position, le Distributeur fait notamment valoir que depuis 2008, il a continuellement amélioré ses processus en s'inspirant des meilleures pratiques de l'industrie (étude de balisage par First Quartile Consulting) et a réduit ses ETC de l'ordre de 27 %¹⁵⁵. Dans son document expliquant le contexte général et les résultats de balisage, le Distributeur fait valoir que l'écart entre ses dépenses d'exploitation pour le réseau de distribution par abonnement et ses dépenses d'exploitation pour le SALC par abonnement par rapport à la moyenne des distributeurs nord-américains est en diminution constante depuis 2010. En 2014, ses dépenses d'exploitation pour le réseau de distribution par

¹⁵⁴ Pièce [B-0190](#), p. 14.

¹⁵⁵ Pièce [A-0057](#), p. 61 à 65.

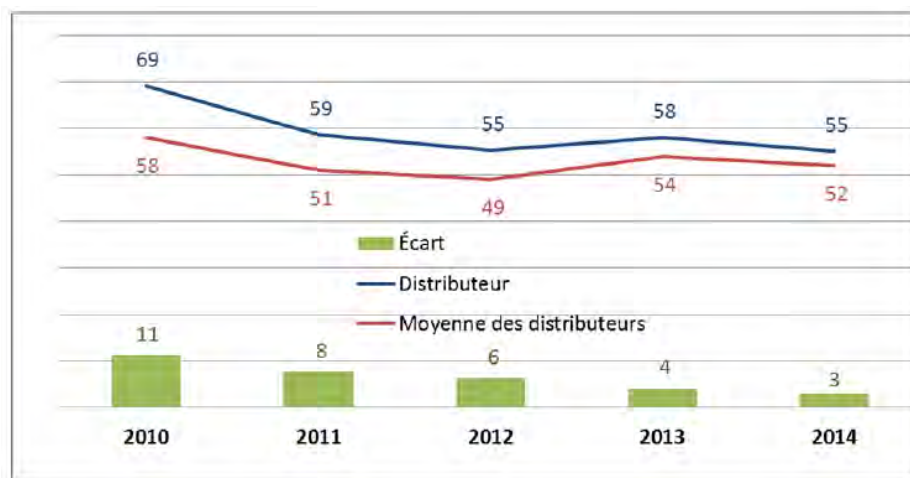
abonnement sont passées légèrement sous la moyenne des distributeurs¹⁵⁶. Les figures suivantes présentent ces résultats :

FIGURE 1
DÉPENSES D'EXPLOITATION POUR LE RÉSEAU
DE DISTRIBUTION PAR ABONNEMENT (\$ US)



Source : Dossier R-3933-2015, pièce B-0177, p. 11, figure 5.

FIGURE 2
DÉPENSES D'EXPLOITATION POUR LES SALC
PAR ABONNEMENT (\$ US)



Source : Dossier R-3933-2015, pièce B-0177, p. 12, figure 6.

¹⁵⁶ Dossier R-3933-2015, pièce B-0177, p. 11 et 12.

[284] Le Distributeur affirme que les informations préliminaires dont il dispose indiquent que ses indicateurs devraient poursuivre leur tendance à la baisse pour 2015.

[285] À la lumière des éléments mis en preuve, le Distributeur conclut qu'il serait arbitraire de procéder à une désallocation mécanique de sa masse salariale au seul motif qu'il se situe à 6 % de la médiane, sans tenir compte de l'amélioration continue de son efficacité au cours des dernières années, comme le demandent certains intervenants.

10.1.3 POSITION DES INTERVENANTS

10.1.3.1 Position de la FCEI

[286] La FCEI a mandaté madame Natalie Colpron, reconnue témoin expert en rémunération globale, afin de commenter l'étude de balisage déposée par le Distributeur.

[287] Les conclusions du rapport de madame Colpron¹⁵⁷ sont les suivantes :

- la politique de rémunération d'Hydro-Québec est inadéquate;
- l'étude de balisage comporte des problématiques méthodologiques qui ont des impacts importants sur la position relative de la rémunération d'Hydro-Québec dont, notamment :
 - l'utilisation d'un marché de référence inadéquat;
 - l'utilisation de la méthode des coûts simulés pour comparer les conditions salariales d'Hydro-Québec à celles du marché de référence¹⁵⁸.

[288] Madame Colpron est en désaccord avec le choix des organisations constituant le marché de référence. Un grand nombre des organisations retenues aux fins de l'étude de balisage de la firme Normandin Beaudry sont, à son avis, inappropriées¹⁵⁹. Selon madame Colpron, une enquête de rémunération globale fermée aurait été de mise pour

¹⁵⁷ Pièce [C-FCEI-0018](#).

¹⁵⁸ Pièce [C-FCEI-0039](#), p. 10.

¹⁵⁹ Pièce [C-FCEI-0018](#), p. 7.

l'ensemble des postes visés par Hydro-Québec, comme l'a fait Hydro One dans les enquêtes de balisage réalisées par la firme Mercer¹⁶⁰. Elle est d'avis que ce rapport d'Hydro One est très complet¹⁶¹.

[289] Madame Colpron préconise la méthode de la valeur au pair pour l'étude de balisage des salaires, la plus importante composante de la rémunération globale. Elle précise que cette méthode compare des salaires payés dans l'entreprise visée versus des salaires payés dans l'entreprise comparée.

[290] Elle explique que les mots « valeur au pair » signifient qu'afin d'assurer une juste parité entre les salaires de l'entreprise et ceux du marché, il faut d'abord s'assurer de l'appariement le plus précis possible entre les responsabilités du poste repère, en sus de valider que les salaires payés (et/ou échelles salariales) soient applicables à la même date, sinon des ajustements devront être apportés aux salaires du marché¹⁶².

[291] De plus, madame Colpron précise que la méthode de la valeur au pair est utilisée par les grandes firmes d'actuares, notamment Towers Perrin, Korn Ferry Hay Group, Mercer, Willis Towers Watson et PCI Perrault Conseil, à l'égard des salaires. La méthode des coûts simulés est celle qui est habituellement utilisée pour déterminer la valeur des régimes de retraite et d'assurance collective¹⁶³.

[292] Finalement, madame Colpron évalue que la rémunération globale d'Hydro-Québec est supérieure de 15 % à la médiane du marché de référence retenu par Hydro-Québec et la firme Normandin Beaudry¹⁶⁴.

[293] La FCEI est très préoccupée par les constats faits par son témoin expert. L'intervenante conclut de ces constats que la Régie ne dispose pas au présent dossier d'une étude de balisage fiable et complète lui permettant de porter un jugement sur le niveau de la rémunération globale du Distributeur.

¹⁶⁰ Pièce [C-FCEI-0018](#), p. 5.

¹⁶¹ Pièce [A-0049](#), p. 244.

¹⁶² Pièce [C-FCEI-0024](#), p. 2.

¹⁶³ Pièce [C-FCEI-0024](#), p. 3 et 4.

¹⁶⁴ Pièces [C-FCEI-0039](#), p. 10, et [C-FCEI-0018](#), p. 15.

[294] Considérant l'importance de cet enjeu, la FCEI demande qu'une nouvelle étude soit menée sur des bases méthodologiques solides, de façon à ce que la Régie obtienne réponse à la demande qu'elle formulait dans sa décision D-2014-037. À l'image d'autres initiatives récentes en la matière, la FCEI estime que cette étude devrait relever directement de la Régie et, qu'à cet égard, la Régie devrait mandater un expert sur toute la question de la rémunération globale¹⁶⁵.

[295] Subsidiairement, si la Régie acceptait les conclusions de l'étude de balisage de la firme Normandin Beaudry, la FCEI recommande de réduire le coût de service du Distributeur de 35 M\$¹⁶⁶.

[296] L'intervenante précise que cette réduction ne doit pas affecter les salaires des employés, mais plutôt être assumée par l'actionnaire d'Hydro-Québec, puisqu'il autorise les conventions collectives¹⁶⁷.

[297] La FCEI est d'avis que les arrêts OPG et ATCO précisent la nature des pouvoirs des organismes de réglementation en énergie lorsqu'ils établissent le caractère juste et raisonnable des dépenses d'une entreprise réglementée.

[298] Selon la FCEI, la Cour suprême a reconnu que les organismes de réglementation pouvaient utiliser le critère de l'investissement prudent afin d'évaluer le caractère juste et raisonnable des dépenses, mais que son utilisation n'était pas impérative. Ainsi, ce n'est pas parce qu'OPG a encouru des dépenses faites ou convenues avec prudence que la CEO était légalement tenue de l'indemniser de la totalité desdites dépenses. La Cour suprême a ainsi clairement remis en question l'existence d'une quelconque présomption de prudence qu'OPG devait appliquer. La Cour suprême a conclu que la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* n'oblige pas la CEO à employer une méthode fondée sur le principe de la prudence.

[299] À l'instar de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la Loi prévoit aussi un critère de coût juste et raisonnable ainsi qu'un large pouvoir discrétionnaire accordé à la Régie quant au choix de la méthode.

¹⁶⁵ Pièce [C-FCEI-0039](#), p. 10 et 11.

¹⁶⁶ Pièce [C-FCEI-0056](#), p. 12.

¹⁶⁷ Pièce [A-0049](#), p. 281.

[300] La FCEI fait valoir :

« Ainsi, que ce soit au Québec ou en Ontario, si le législateur avait voulu que les dépenses qui en sont issues se répercutent sur les consommateurs, il n'aurait pas jugé opportun d'investir la CEO ou la Régie de l'énergie au Québec des pouvoirs de surveiller et d'autoriser les dépenses pour assumer le coût de la prestation de service d'HQD »¹⁶⁸.

[301] Selon la FCEI, les deux arrêts de la Cour suprême, en sus des pouvoirs accordés en vertu de la Loi, donnent à la Régie toute la latitude pour ne pas autoriser une dépense qui apparaît comme étant déraisonnable.

10.1.3.2 Position de l'AQCIE-CIFQ

[302] Après avoir entendu les témoins experts retenus par le Distributeur et celui de la FCEI, l'AQCIE-CIFQ souligne que la détermination du marché de référence, le choix de la méthodologie retenue et la manière de traiter l'information recueillie sont susceptibles de mener à des écarts importants et des points de vue divergents. À l'instar de la FCEI, l'AQCIE-CIFQ est favorable à ce qu'une nouvelle étude de balisage indépendante soit réalisée par la Régie¹⁶⁹.

[303] De plus, l'AQCIE-CIFQ considère qu'il n'est pas acceptable que les clients d'un service public soient tenus de payer aux employés de ce service public des avantages supérieurs à ceux du marché. L'intervenant est d'avis que le Distributeur n'a pas démontré que ses meilleures conditions salariales sont nécessaires pour recruter des ressources compétentes ou pour les retenir. Il n'a pas été démontré non plus que la rémunération globale doit se situer au niveau le plus élevé de la zone de compétitivité. Le fait de viser une rémunération globale au niveau le plus élevé crée une tendance à la hausse dans le marché¹⁷⁰.

¹⁶⁸ Pièce [C-FCEI-0056](#), p. 18.

¹⁶⁹ Pièce [A-0059](#), p. 20.

¹⁷⁰ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0007](#), p. 29.

[304] Selon l'intervenant, il faut s'attendre à ce que les meilleures conditions d'emploi chez Hydro-Québec par rapport au marché soient non seulement maintenues, mais amplifiées substantiellement en 2016 et 2017. Ainsi, ce déséquilibre va s'accroître et dépassera largement la zone de compétitivité dès 2016 et encore largement en 2017¹⁷¹.

[305] L'AQCIE-CIFQ soumet que la Régie a suffisamment de preuve pour réduire d'au moins 6 % les dépenses en rémunération globale de l'année témoin 2017, soit environ 35 M\$¹⁷², représentant l'écart par rapport à la médiane du marché de référence retenu par la firme Normandin Beaudry et Hydro-Québec.

[306] Les recommandations de l'intervenant s'appuient en particulier sur l'arrêt OPG de la Cour suprême. Pour l'AQCIE-CIFQ, il n'y a pas de doute que les principes de droit énoncés dans l'arrêt OPG s'appliquent à la Régie¹⁷³.

[307] En l'occurrence, l'AQCIE-CIFQ retient que la Cour suprême a clairement établi que les consommateurs doivent uniquement assumer les coûts qui sont nécessaires aux services qu'ils reçoivent. Selon l'intervenant, la Cour suprême a statué que la nature de l'excédent de rémunération, qu'il soit issu de coûts convenus par conventions collectives ou d'une autre raison, n'est pas déterminante.

[308] Au niveau de l'efficience, l'AQCIE-CIFQ est d'avis que la situation factuelle du Distributeur au présent dossier est toutefois différente de celle qui prévalait dans l'arrêt OPG et convient que le Distributeur n'est pas en situation manifeste de sous-efficience. Selon l'intervenant, le Distributeur a raison de souligner que, d'année en année, il a pris des mesures réelles au niveau de l'efficience, de telle sorte qu'il en était rendu à des mesures d'efficience cumulatives de 432 M\$ depuis 2008. L'intervenant n'affirme cependant pas que toutes les mesures d'efficience qui pouvaient être prises par le Distributeur l'ont été¹⁷⁴.

[309] Selon l'AQCIE-CIFQ, la situation du Distributeur ne présente qu'une des deux facettes, c'est-à-dire l'excès de la rémunération. Il plaide que la question est de savoir si, dans les faits, on est dans une situation où les excédents de dépenses du Distributeur devraient être assumés par lui, par les consommateurs ou partagés.

¹⁷¹ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0007](#), p. 31.

¹⁷² Pièce [A-0051](#), p. 221.

¹⁷³ Pièce [A-0059](#), p. 33.

¹⁷⁴ Pièce [A-0059](#), p. 42.

[310] Pour l'AQCIE-CIFQ, les coûts de rémunération nécessaires, dans le contexte du présent dossier, doivent se retrouver à la médiane du marché, sans égard à la zone de compétitivité, et non ceux qu'on retrouve dans la réalité chez le Distributeur.

[311] L'intervenant invite la Régie à constater que la valeur de l'écart de rémunération par rapport à la médiane s'élève à 35 M\$, qu'il s'agit d'un excédent de rémunération et l'encourage à exercer sa discrétion en décidant de quelle manière cette somme doit être partagée entre le Distributeur et les consommateurs.

10.1.3.3 Position de l'UMQ

[312] Pour l'UMQ, les explications fournies par le Distributeur en matière de rémunération globale sont insuffisantes et ne permettent pas de vérifier si son objectif de cibler la médiane du marché est trop généreux et justifié dans les circonstances.

[313] L'UMQ recommande à la Régie de déterminer un montant spécifique d'efficience relatif à la rémunération globale dont le produit serait retourné en totalité à la clientèle, donc hors du mécanisme de traitement des écarts de rendement.

[314] Lors de la présentation de sa preuve, l'UMQ a précisé qu'une façon d'y arriver pourrait être de fixer un horizon de cinq ou six ans, dans le cadre duquel le Distributeur pourrait réduire le surcoût de 1 % par année par rapport à sa cible, afin qu'elle soit ramenée à la médiane du marché au terme du délai qu'aura fixé la Régie. L'intervenante souligne que cette approche se veut graduelle afin de ne pas mettre en péril les activités du Distributeur, notamment en regard du plan d'investissement et de la qualité de service et ne s'immisce pas dans le processus interne des décisions d'Hydro-Québec quant à la fixation de ses niveaux de rémunération globale¹⁷⁵.

¹⁷⁵ Pièce [C-UMQ-0015](#), p. 6.

[315] L'UMQ recommande également à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il mène une étude sur les motivations professionnelles de ses employés et du profil de rétention aux différents postes et qu'il dépose cette étude lors du prochain dossier tarifaire¹⁷⁶.

[316] L'UMQ considère que les deux arrêts de la Cour suprême traitent notamment de l'exercice du pouvoir discrétionnaire par les organismes de régulation économique.

[317] Dans le présent dossier, l'exercice de sa juridiction eu égard à la question de la rémunération relève d'un pouvoir discrétionnaire de la Régie. De l'avis de l'UMQ, il revient donc à la Régie de définir la méthode qu'elle préconise lorsqu'elle détermine ce qui est juste et raisonnable, non seulement pour l'entité réglementée, mais également pour les consommateurs.

[318] Pour l'UMQ, la Loi¹⁷⁷ prévoit que la Régie doit, dans l'exercice de ses fonctions, assurer la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable envers le Distributeur et octroie un pouvoir discrétionnaire suffisamment large pour considérer d'autres facteurs méthodologiques pour l'évaluation du caractère raisonnable des dépenses liées à la rémunération.

10.1.3.4 Position de l'UC

[319] L'UC s'est interrogée sur l'applicabilité des principes de droit énoncés dans les deux arrêts de la Cour suprême à la juridiction de la Régie, en vertu de sa loi habilitante. Bien que les dispositions albertaine et ontarienne ne soient pas identiques à la Loi, la logique qui les soutient est la même : les tarifs fixés par la Régie doivent être justes et raisonnables et cette obligation implique que les intrants qui composent les revenus requis soient également raisonnables et prudents.

[320] L'UC soutient que la Régie possède toute la discrétion requise pour exercer sa compétence exclusive de fixation des tarifs et qu'il appartient au Distributeur de faire la preuve que les dépenses incluses à ses revenus requis soient justifiées et raisonnables.

¹⁷⁶ Pièce [C-UMQ-0008](#), p. 26.

¹⁷⁷ Article 5.

10.1.3.5 Position d'OC

[321] OC précise que sa preuve n'a pas porté sur la rémunération globale. Elle partage les mêmes intérêts que la FCEI sur cet enjeu et a laissé à cette dernière le soin de le traiter. Ainsi, bien qu'elle ne formule pas de recommandations spécifiques, elle répond à la demande de la Régie de commenter les arrêts OPG et ATCO de la Cour suprême¹⁷⁸.

[322] Selon l'intervenante, les deux arrêts de la Cour suprême confirment que la Régie détient une large discrétion dans l'examen de la masse salariale pour déterminer si elle représente une dépense juste et raisonnable et qu'une méthode spécifique ne peut être imposée à un régulateur lorsqu'il exerce sa compétence exclusive en matière tarifaire, conformément à sa loi habilitante. Considérant que la Loi ne précise pas de méthode spécifique pour examiner le caractère raisonnable d'une dépense, OC en conclut que la Régie peut utiliser plusieurs moyens à sa discrétion, dont le balisage, l'expertise ou l'analyse de l'historique des prévisions, pour juger du caractère raisonnable de la masse salariale.

[323] OC constate, dans le présent dossier, que les deux experts reconnus ne s'entendent pas sur la méthode de balisage appropriée. Devant cette impasse, l'intervenante soumet que la Régie doit donc trancher entre le fait de commander une nouvelle expertise, tel que proposé par madame Colpron, ou se déclarer satisfaite des analyses existantes et se prononcer sur la question. L'intervenante n'a pas de recommandation précise à formuler. Elle s'en remet à la Régie.

10.1.4 OPINION DE LA RÉGIE

10.1.4.1 Cadres normatif et législatif

[324] Hydro-Québec est assujettie à des cadres normatif et législatif qui balisent ses pratiques en matière de rémunération¹⁷⁹.

¹⁷⁸ Pièce [A-0057](#), p. 179 à 181.

¹⁷⁹ Pièce [B-0120](#), p. 4 et 5.

[325] La Régie retient que la Vice-présidence Ressources Humaines s'assure qu'Hydro-Québec adopte les meilleures pratiques en matière de rémunération globale, qu'elle possède une politique de gestion des ressources humaines, laquelle constitue pour le Distributeur un engagement envers ses employés, et que le Conseil d'administration d'Hydro-Québec s'est doté d'un comité de gestion des ressources humaines responsable des normes et barèmes de rémunération des dirigeants et des employés.

[326] Par ailleurs, la rémunération des employés d'Hydro-Québec est assujettie à différentes dispositions législatives, lesquelles encadrent l'approbation des mandats de négociations des conventions collectives des secteurs publics et parapublics et celle des modifications au régime de rémunération incitative des sociétés d'État¹⁸⁰.

[327] Ainsi, préalablement au renouvellement des conventions collectives avec les syndicats, Hydro-Québec doit obtenir les mandats de négociation du Conseil du trésor afin de déterminer les paramètres généraux de la rémunération et des conditions de travail¹⁸¹. Aussi, Hydro-Québec doit obtenir l'aval du Conseil des ministres afin de modifier le régime de rémunération incitative d'Hydro-Québec¹⁸².

[328] Ces encadrements ne dispensent cependant pas le Distributeur de présenter, dans le cadre de ses dossiers tarifaires, les mesures prises pour assurer un contrôle adéquat de la croissance de sa masse salariale et de démontrer le caractère raisonnable de cette dépense, afin que la Régie puisse fixer des tarifs justes et raisonnables.

10.1.4.2 Encadrement établi par la Loi

[329] Aux cadres normatif et législatif auxquels est soumise Hydro-Québec, s'ajoute l'encadrement établi par la Loi qui vise le Distributeur spécifiquement, à titre d'entité réglementée.

[330] En vertu de la Loi, la Régie doit notamment s'assurer que les montants globaux des dépenses du Distributeur soient nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service et que les tarifs qui en découlent soient justes et raisonnables.

¹⁸⁰ Pièce [B-0190](#), p. 8.

¹⁸¹ *Loi sur le régime de négociation des conventions collectives dans les secteurs public et parapublic*, RLRQ c. R-8.2, art. 78.

¹⁸² *Loi sur la gouvernance des sociétés d'État*, RLRQ, c. G-1.02, art. 15 et 16.

[331] L'article 49 de la Loi détermine les éléments que la Régie doit considérer lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif. Cet article se lit comme suit :

« 49. Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité ou un tarif de transport, de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel, la Régie doit notamment :

1° établir la base de tarification du transporteur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité ou d'un réseau de distribution de gaz naturel ainsi que des dépenses non amorties de recherche et de développement et de mise en marché, des programmes commerciaux, des frais de premier établissement et du fonds de roulement requis pour l'exploitation de ces réseaux;

2° déterminer les montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service notamment, pour tout tarif, les dépenses afférentes aux programmes commerciaux, et pour un tarif de transport d'électricité, celles afférentes aux contrats de service de transport conclus avec une autre entreprise dans le but de permettre au transporteur d'électricité d'utiliser son propre réseau de transport;

3° permettre un rendement raisonnable sur la base de tarification;

[...]

7° s'assurer que les tarifs et autres conditions applicables à la prestation du service sont justes et raisonnables;

8° tenir compte des prévisions de vente;

9° tenir compte de la qualité de la prestation du service;

10° tenir compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret;

11° maintenir, sous réserve d'un décret du gouvernement à l'effet contraire, l'uniformité territoriale de la tarification sur l'ensemble du réseau de transport d'électricité.

[...]

Elle peut également utiliser toute autre méthode qu'elle estime appropriée ».

[nous soulignons]

[332] Jusqu'à présent, la Régie a jugé qu'elle devait appliquer le test de prudence, excluant le recul, pour déterminer le caractère juste et raisonnable d'un investissement

réalisé¹⁸³ ou de charges d'exploitation réellement engagées¹⁸⁴. Conséquemment, elle accordait le bénéfice d'une présomption de prudence à ce type de dépense.

[333] Deux arrêts récents de la Cour suprême, soit les arrêts OPG et ATCO, changent les règles du jeu à cet effet. Ces arrêts ont notamment établi qu'un organisme de réglementation peut se prononcer sur les dépenses convenues d'une entreprise réglementée, en employant une autre méthode que l'application d'un critère de prudence qui exclut le recul, dans la mesure où le cadre réglementaire établi par sa loi constitutive le permet.

[334] La Régie retient des propos de la Cour suprême dans l'arrêt OPG que¹⁸⁵ :

« [104] [...] il n'est pas nécessairement déraisonnable, à la lumière du cadre réglementaire établi par la Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario, que la Commission se prononce sur les dépenses convenues en employant une autre méthode que l'application d'un critère de prudence qui exclut le recul. Comme nous l'avons vu, présumer la prudence serait incompatible avec le fardeau de preuve que prévoit la Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario et, de ce fait, déraisonnable. Qu'il soit raisonnable ou non d'apprécier certaines dépenses avec le recul devrait plutôt dépendre des circonstances de la décision dont s'originent ces dépenses. Je précise toutefois que la présente décision ne doit pas être interprétée de façon à permettre aux organismes de réglementation de refuser à leur guise d'approuver des dépenses convenues. Le contrôle de la prudence de dépenses convenues peut, dans bien des cas, constituer un bon moyen de faire en sorte que les services publics soient traités équitablement et demeurent aptes à obtenir les investissements de capitaux requis. Comme je l'explique plus loin, en ce qui a trait plus particulièrement aux coûts en capital convenus, le contrôle de la prudence offre le plus souvent un moyen raisonnable d'établir un équilibre entre les intérêts du consommateur et ceux du service public.

*[105] Cette conclusion sur le pouvoir de la Commission de décider de sa démarche découle du régime législatif qui régit son fonctionnement. D'autres régimes législatifs prévoient expressément que l'organisme de réglementation en cause est tenu d'indemniser le service public de certaines dépenses découlant de décisions prudentes (voir l'arrêt *British Columbia Electric Railway Co.*). Selon*

¹⁸³ Décision [D-2006-111](#), p. 15 et 16.

¹⁸⁴ Décision [D-2015-088](#), p. 27, par. 109 et 110.

¹⁸⁵ Arrêt OPG, *supra* note 152, par. 104 et 105.

ces autres cadres législatifs, le pouvoir discrétionnaire qui permet à l'organisme de réglementation de décider de sa démarche peut être plus restreint ».

[nous soulignons]

[335] Dans cet arrêt, la Cour suprême conclut que, selon la nature des dépenses litigieuses et le contexte dans lequel elles ont vu le jour, la CEO n'a pas agi de manière déraisonnable en n'appliquant pas le critère de l'investissement prudent et en refusant d'approuver une somme de 145 M\$ au titre des dépenses de rémunération dans le secteur nucléaire. Selon la Cour suprême, cette décision tient surtout à l'opinion de la CEO selon laquelle OPG comptait trop d'employés et que les niveaux de rémunération étaient excessifs.

[336] À la lumière des récents arrêts de la Cour suprême et en tenant compte de l'encadrement établi par la Loi, la Régie est d'avis qu'elle est investie de la discrétion requise quant au choix de la méthode pour apprécier une dépense convenue. Par conséquent, elle n'est pas tenue d'appliquer la méthode fondée sur le principe de prudence. Le choix de la méthode doit cependant dépendre des circonstances à l'origine des dépenses en cause. Tout comme le précise la Cour suprême, l'arrêt ATCO ne doit pas être interprété de façon à permettre aux organismes de réglementation de refuser à leur guise d'approuver des dépenses convenues.

[337] En conséquence, bien que la Régie jouisse d'une discrétion quant au choix de la méthode pour juger de la raisonnable d'une dépense convenue, elle a l'obligation de s'assurer que la méthode retenue lui permet d'établir un équilibre entre les intérêts de la clientèle et ceux de l'entreprise réglementée, afin de fixer des tarifs justes et raisonnables.

[338] Dans le présent dossier, la Régie est d'avis qu'il est raisonnable d'apprécier les dépenses convenues du Distributeur relatives à la rémunération globale de ses employés en appliquant une autre méthode que celle fondée sur le principe de prudence qui exclut le recul. Afin de déterminer le caractère juste et raisonnable de cette dépense, la Régie juge qu'il est approprié et pertinent d'appliquer le test de la raisonnable en tenant compte de plusieurs éléments mis en preuve.

[339] Dans son appréciation, la Régie tient ainsi compte des éléments de preuve de certains intervenants relatifs à cet enjeu, des résultats des balisages, de l'évolution des effectifs du Distributeur ainsi que des éléments de preuve portant sur son efficacité et sa performance globale.

[340] Par conséquent, la Régie ne retient pas l'approche suggérée par certains intervenants, soit de limiter son appréciation aux résultats de l'étude de balisage de la firme Normandin Beaudry et aux éléments de preuve ayant trait à cette étude.

10.1.4.3 Appréciation du caractère juste et raisonnable de la rémunération globale des employés du Distributeur

[341] La Régie constate que plusieurs méthodes peuvent être retenues pour baliser la rémunération globale des employés d'une entreprise.

[342] La firme Normandin Beaudry a choisi la méthode des coûts simulés pour les salaires. Madame Colpron préconise la méthode de la valeur au pair à l'égard des salaires. L'Institut de la statistique du Québec applique la méthode des débours dans le cadre de ses études régulières.

[343] Par ailleurs, tous ces spécialistes en rémunération s'entendent sur le choix de la méthode des coûts simulés pour déterminer la valeur des régimes de retraite et d'assurance collective.

[344] Selon la firme Normandin Beaudry, la méthode des coûts simulés est la méthode adéquate à utiliser afin de baliser l'offre de rémunération globale d'Hydro-Québec. Cette méthode met l'emphase sur la valeur intrinsèque de l'offre : on ne compare pas la masse salariale mais plutôt la valeur de cette offre. Cette méthode fait abstraction du profil démographique différent que l'on retrouve dans chacune des organisations du marché de référence.

[345] La Régie note que chacune de ces méthodes comporte des avantages et des inconvénients. Bien qu'elle ne se positionne pas formellement en faveur de l'une d'entre elles pour une prochaine étude de balisage, elle juge crédible les experts de la firme Normandin Beaudry et accorde une valeur probante aux résultats de l'étude de balisage qu'ils ont réalisée. Cette crédibilité est notamment accordée en tenant compte de l'expérience et de la formation des témoins experts du Distributeur, de leur connaissance des meilleures pratiques en matière de rémunération, telles qu'elles sont actuellement

enseignées dans certaines universités québécoises, et de la qualité de leur témoignage lors de l'audience. La Régie juge également que l'étude de balisage a été réalisée dans le respect des règles de l'art en matière de rémunération globale.

[346] D'après les résultats du balisage effectué par la firme Normandin Beaudry, la Régie constate que la rémunération globale d'Hydro-Québec est tout juste au-dessus de la zone de compétitivité de 5 %, soit 6 % par rapport à la médiane du marché de référence retenue par Hydro-Québec et la firme Normandin Beaudry.

[347] La Régie note que selon la firme Normandin Beaudry, la zone de compétitivité de 5 % est une zone conservatrice. Dans d'autres enquêtes de balisage réalisées par des concurrents, les experts de la firme Normandin Beaudry observent des zones de compétitivité allant jusqu'à plus ou moins 10 % selon le type d'emploi balisé. C'est par souci de conservatisme et de simplicité qu'ils ont retenu une zone de compétitivité de plus ou moins 5 % pour tous les emplois¹⁸⁶.

[348] Dans le cadre de l'étude de balisage de la rémunération globale des employés d'Hydro One réalisée par Mercer en 2013, la Régie retient subsidiairement du rapport du participant d'Hydro-Québec, que les employés d'Hydro One ont un salaire moyen de 110 000 \$¹⁸⁷ en 2011, alors que le salaire moyen d'Hydro-Québec est de 94 900 \$¹⁸⁸ en 2015. En ajustant le salaire moyen d'Hydro One d'un facteur géographique¹⁸⁹ et en tenant compte de l'écart de quatre années environ entre les deux études, la Régie estime que le salaire moyen des employés d'Hydro-Québec demeure inférieur à celui des employés d'Hydro One.

[349] Depuis de nombreuses années, la Régie examine la rémunération globale des employés du Distributeur dans les dossiers tarifaires et note qu'Hydro-Québec réalise à l'occasion des études de balisage auprès d'organisations comparables.

¹⁸⁶ Pièce [B-0120](#), p. 22 et 23.

¹⁸⁷ Pièce [A-0049](#), p. 66.

¹⁸⁸ Pièce [A-0049](#), p. 132.

¹⁸⁹ Pièce [B-0028](#), annexe C, p. 12.

[350] Ainsi, dans le cadre du dossier R-3401-98, le Transporteur déposait en preuve les résultats de la dernière étude de balisage de la rémunération globale réalisée par la firme Towers Perrin en 1999. Cette étude révélait que la rémunération de base et la rémunération globale moyenne des employés d'Hydro-Québec se situaient à la médiane des entreprises de son marché de comparaison¹⁹⁰. Il y est aussi précisé que :

« Cet alignement au marché de comparaison est le résultat d'efforts entrepris dès le début des années 1980 alors qu'Hydro-Québec affirmait s'engager à la réduction de l'écart entre ses pratiques de rémunération et celles ayant cours dans son marché de comparaison. On doit noter qu'à l'époque, la rémunération globale moyenne des employés d'Hydro-Québec était d'environ 20 % supérieure à celle ayant cours au sein du marché de comparaison »¹⁹¹. [nous soulignons]

[351] Dans le cadre du dossier R-3492-2002, à la demande de la Régie¹⁹², le Distributeur a produit une mise à jour de l'étude de Towers Perrin de 1999 sur la rémunération globale des employés d'Hydro-Québec. Cette étude, mise à jour en 2003, démontrait un écart de 6 % par rapport à la médiane du marché, selon la méthode de la valeur au pair.

[352] En 2003, le Distributeur avait toujours comme objectif de s'approcher de la médiane de son marché :

« C'est un intrant dont nous nous servons dans la détermination des conditions de travail et dans la négociation avec les employés. Bien sûr, on a la préoccupation de s'assurer qu'on soit à la médiane, non pas le meilleur payeur au Québec mais à la médiane. Et on observe qu'au cours des vingt (20) dernières années, on est parti d'une situation où à Hydro-Québec il y avait une avance très marquée par rapport au marché, cette avance, elle a été réduite, résorbée pour se trouver, lors de la dernière lecture, à six pour cent (6 %).

La méthodologie utilisée par Towers Perrin indique plus ou moins cinq pour cent (5 %), on considère qu'on est sur le marché. Ce qui veut dire que globalement, la rémunération à Hydro-Québec s'approche du marché, s'approche de la médiane, ce qui est notre objectif »¹⁹³.

¹⁹⁰ Dossier R-3401-98, pièce [HQT-6, document 2](#), p. 4, lignes 13 à 17.

¹⁹¹ Dossier R-3401-98, pièce [HQT-6, document 2](#), p. 4, note de bas de page 4.

¹⁹² Décision [D-2003-93](#), p. 111 et dossier R-3492-2002 Phase 2, [notes sténographiques \(NS\) du 14 novembre 2003](#), volume 21, p. 129.

¹⁹³ Dossier R-3492-2002 Phase 2, [NS du 18 novembre 2003](#), volume 23, p. 21.

[353] La Régie note qu'Hydro-Québec s'est engagée, dès le début des années 1980, à réduire l'écart entre ses pratiques de rémunération et celles de son marché de comparaison, considérant qu'à cette époque, la rémunération globale moyenne des employés d'Hydro-Québec était d'environ 20 % supérieure à celle de son marché de comparaison.

[354] Selon les résultats des études de balisage effectuées depuis 1999, la Régie constate qu'Hydro-Québec a respecté cet engagement et, qu'aujourd'hui, la rémunération globale de ses employés se situe à 6 % de la médiane, soit dans l'ensemble légèrement au-dessus de la zone de compétitivité.

[355] Tel que précisé précédemment, pour apprécier la raisonnable de la rémunération globale des employés du Distributeur, la Régie prend également en considération les mesures d'efficacité qu'il a mises de l'avant depuis quelques années, les résultats du balisage fait annuellement par First Quartile Consulting et son contexte particulier quant à l'évolution de ses effectifs. Voici les éléments de preuve qu'elle retient à cet effet :

- gains de productivité cumulatifs de 432 M\$ depuis 2008;
- croissance annuelle moyenne des indicateurs d'efficacité en termes de coûts contenue sous l'inflation sur une période mobile de cinq ans, soit la période 2013-2017¹⁹⁴;
- dépenses d'exploitation relatives au réseau de distribution par abonnement légèrement sous la moyenne des autres distributeurs nord-américains pour 2014¹⁹⁵;
- constante diminution depuis 2010 de l'écart entre les dépenses d'exploitation pour les SALC par abonnement du Distributeur et celles des autres distributeurs nord-américains;
- réduction de 27 % du nombre d'ETC depuis 2008 dans un contexte où les abonnements ont augmenté de 10 % et la valeur des immobilisations en exploitation de 15 %¹⁹⁶;

¹⁹⁴ Pièce [B-0113](#), p. 10.

¹⁹⁵ Dossier R-3933-2015, pièce [B-0177](#), p. 11 et 12.

¹⁹⁶ Pièce [B-0145](#), p. 7.

- gel des salaires des employés syndiqués pour les années 2014 et 2015¹⁹⁷;
- partage à parts égales du coût du régime de retraite entre l'ensemble des employés et Hydro-Québec;
- application des dispositions du projet de loi n° 100¹⁹⁸ aux cadres intermédiaires et à certains professionnels de 2011 à 2015;
- abolition du régime d'intéressement corporatif à compter de 2014 et intégration partielle de ce régime au salaire de base à compter de 2015.

[356] La Régie note que les mesures prises par le Distributeur quant au contrôle de sa masse salariale, l'évolution de ses effectifs ainsi que les résultats des indicateurs d'efficience en termes de coûts et ceux du balisage effectué annuellement par la firme First Quartile Consulting démontrent une efficience continue au cours des dernières années.

[357] Considérant les éléments de preuve portant sur la rémunération globale des employés d'Hydro-Québec ainsi que ceux portant sur son efficience et sa performance globale, la Régie juge que l'offre de rémunération globale des employés du Distributeur est raisonnable.

[358] Par conséquent, la Régie n'apporte aucune réduction spécifique à la masse salariale découlant des résultats de l'étude de balisage de la rémunération globale des employés d'Hydro-Québec.

[359] Cependant, la Régie invite le Distributeur à poursuivre ses efforts afin de rapprocher la rémunération globale de ses employés à la médiane de son marché de référence. De plus, elle lui demande de déposer les résultats d'une nouvelle étude de balisage de la rémunération globale de ses employés au plus tard dans cinq ans. Les paramètres et critères de cette étude seront déterminés ultérieurement par la Régie.

10.1.4.4 Principes directeurs de rémunération d'Hydro-Québec

[360] La Régie constate que les principes directeurs de rémunération approuvés par le Conseil d'administration d'Hydro-Québec datent de 1997. Ils n'ont pas été mis à jour,

¹⁹⁷ Pièce [B-0028](#), p. 13 et 14.

¹⁹⁸ *Loi mettant en œuvre certaines dispositions du discours sur le budget du 30 mars 2010 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2013-2014 et la réduction de la dette*, RLRQ, c. 20.

malgré une série de changements qui sont survenus depuis, notamment et plus récemment : un nouveau plan stratégique, l'abolition du régime d'intéressement, une nouvelle politique énergétique et une nouvelle haute direction.

[361] Certains éléments et principes réfèrent à des situations qui ne sont plus actuelles, notamment le sujet de la rémunération incitative et le fait que les principes réfèrent à la « moyenne » du marché plutôt qu'à la « médiane ». En effet, selon les principes directeurs de rémunération d'Hydro-Québec :

« [u]ne rémunération globale où le salaire de base et les avantages sociaux correspondent à la moyenne du marché de comparaison et une rémunération variable supérieure au marché pour une performance d'entreprise supérieure »¹⁹⁹. [nous soulignons]

[362] Enfin, les principes directeurs de rémunération d'Hydro-Québec réfèrent à la fois à un « marché de comparaison » et un « marché de référence ». Il s'agit là d'un élément qui porte à confusion.

[363] La Régie est d'avis qu'Hydro-Québec doit mettre à jour et actualiser ses principes directeurs en matière de rémunération **et invite le Distributeur à contribuer à cette mise à jour.**

10.2 CHARGES D'EXPLOITATION

[364] Les charges d'exploitation s'élèvent à un montant total de 1 167,3 M\$ pour l'année témoin 2017, soit une baisse de 53,9 M\$ (-4,4 %) par rapport au montant autorisé en 2016. Le tableau suivant présente le détail des charges d'exploitation.

¹⁹⁹ Pièce [B-0181](#), annexe A, p. 3.

TABLEAU 14
CHARGES D'EXPLOITATION

<i>(en M\$)</i>	<i>2015</i> <i>Année historique</i>	<i>2016</i> <i>(D-2016-033)</i> <i>ajustée (1)</i>	<i>2016</i> <i>Année de base</i>	<i>2017</i> <i>Année</i> <i>témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2017</i> <i>vs 2016 (D-2016-033)</i>	
Charges brutes directes	1 039,8	980,7	969,2	928,9	(51,8)	(5,3 %)
Masse salariale	664,7	609,6	611,2	558,7	(50,9)	(8,3 %)
Autres charges directes	429,9	417,5	406,4	417,0	(0,5)	(0,1 %)
Récupération de coûts	(54,8)	(46,4)	(48,4)	(46,8)	(0,4)	0,9%
Charges de services partagés	558,1	553,2	573,2	538,8	(14,4)	(2,6 %)
Coûts capitalisés	(337,0)	(312,7)	(329,0)	(300,4)	12,3	(3,9 %)
Total	1 260,9	1 221,2	1 213,4	1 167,3	(53,9)	(4,4 %)

Source : Pièce [B-0027](#), p. 5.

Note 1 : La décision [D-2016-033](#) (p. 135, par. 504) inclut la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation de 30,0 M\$ et les transferts organisationnels suivants :

- Masse salariale de -22,8 M\$ (pièce [B-0028](#), p. 5);
- Autres charges directes de -15,3 M\$ (pièce [B-0029](#), p. 5);
- Charges de services partagés de 36,1 M\$ (pièce [B-0030](#), p. 8);
- Coûts capitalisés de 2,0 M\$ (pièce [B-0032](#), p. 5).

10.2.1 APPROCHE SPÉCIFIQUE

[365] Dans un premier temps, la Régie analyse les charges d'exploitation de façon spécifique, en examinant chaque rubrique, soit les charges brutes directes, les charges de services partagés et les coûts capitalisés. Dans un deuxième temps, ces charges sont examinées de façon globale (voir la section 10.2.2).

10.2.1.1 Charges brutes directes

[366] Les charges brutes directes se composent de la « Masse salariale » et des « Autres charges directes » et sont réduites de la « Récupération des coûts ».

Masse salariale et effectifs

[367] La masse salariale totale s'établit à un montant de 558,7 M\$ pour l'année témoin 2017, soit une baisse de 50,9 M\$ (-8,3 %) par rapport au montant autorisé et ajusté en 2016. Le tableau suivant présente le détail de la masse salariale et des effectifs.

TABLEAU 15
MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS

<i>(en M\$)</i>	<i>2015</i>	<i>2016</i>	<i>2016</i>	<i>2017</i>	<i>Variation</i>	
	<i>Année historique</i>	<i>(D-2016-033)</i>	<i>Année de base</i>	<i>Année témoin</i>	<i>Année témoin 2017 vs 2016 (D-2016-033)</i>	
Salaire de base	404,6	414,6	414,4	422,6	8,0	1,9 %
Temps supplémentaire	47,4	37,5	36,4	33,8	(3,7)	(9,9 %)
Primes et revenus divers	27,2	26,2	26,1	26,2	0,0	0,0 %
	479,2	478,3	476,9	482,6	4,3	0,9 %
Avantages sociaux	185,5	131,3	134,3	76,1	(55,2)	(42,0 %)
Total	664,7	609,6	611,2	558,7	(50,9)	(8,3 %)
ETC total	5 785	5 662	5 657	5 498	(164)	(2,9 %)

Source : Pièce [B-0028](#), p. 5 et 9.

Note 1 : La décision [D-2016-033](#) inclut la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation et le transfert organisationnel relié à la masse salariale de -22,8 M\$ et des effectifs de -158 ETC.

[368] La baisse de 50,9 M\$ (-8,3 %) provient principalement d'une diminution des avantages sociaux pour un montant de 55,2 M\$ qui s'explique, notamment, par la variation du coût de retraite (-26,7 M\$) et des comptes d'écarts du coût de retraite pour la masse salariale (-31,5 M\$) (voir la section 10.2.2.2). N'eut été de la diminution des avantages sociaux, la masse salariale serait en hausse de 4,3 M\$ (0,9 %) par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2016.

[369] Le nombre d'ETC du Distributeur s'élève à 5 498 en 2017, soit une baisse de 164 ETC (-2,9 %) par rapport au nombre autorisé et ajusté pour l'année 2016 de 5 662 ETC.

[370] La hausse nette des salaires de base de 8,0 M\$ (1,9 %) en 2017, par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2016, provient principalement des éléments suivants :

- des augmentations salariales totalisant 13,5 M\$ (ajustement économique de 3,6 %) incluant l'intégration d'une portion du régime de rémunération incitative dans les échelles salariales de certains groupes d'emplois;
- une progression salariale liée à l'évolution de la main-d'oeuvre projetée, pour un montant de 6,4 M\$ (facteur de projection de 0,8 %) ²⁰⁰;
- une diminution de 164 ETC correspondant à une baisse de 13,8 M\$ des salaires de base, laquelle est composée essentiellement des éléments suivants :
 - une baisse de 232 ETC (-18,9 M\$) reliée à la fin du déploiement massif du Projet Lecture à Distance (LAD);
 - une baisse de 12 ETC (-0,6 M\$) associée aux interventions en efficacité énergétique et à la stratégie pour la clientèle à faible revenu;
 - une baisse nette de 44 ETC (-4,9 M\$) découlant d'un décalage dans le comblement des postes en lien avec les activités liées au réseau de distribution;
 - une hausse nette de 47 ETC (2,8 M\$) dans les activités liées aux services à la clientèle, principalement attribuable aux efforts d'amélioration de la qualité et de la performance des services à la clientèle du Distributeur;
 - une hausse de 78 ETC (7,8 M\$) liée aux autres activités du Distributeur, qui s'explique principalement par 102 ETC reclassés dans les activités de base à la suite de la fin du Projet LAD et par des gains d'efficacité de 29 ETC découlant du Projet LAD ²⁰¹.

[371] Le Distributeur souligne que ces 102 ETC sont affectés à des projets d'investissements (voir la section 10.2.1.3) et ne génèrent pas de pression sur les charges d'exploitation.

²⁰⁰ Pièce [B-0072](#), p. 49.

²⁰¹ Pièces [B-0072](#), p. 56, tableau R-22.1, et [B-0108](#), p. 21 et 22.

[372] Le Distributeur mentionne qu'il devient de plus en plus difficile d'identifier des mesures d'efficience significatives en nombre d'ETC touchés, compte tenu des efforts d'efficience importants qu'il a faits en matière d'ETC depuis 2008. Il ajoute qu'hormis le fait de constater une baisse de 44 ETC liée aux services à la clientèle par rapport à l'année historique 2015, il ne peut fournir l'information demandée par la Régie²⁰².

[373] Tel qu'illustré au tableau suivant, la Régie observe une surestimation moyenne des salaires de base, entre le montant autorisé et le réel, de 31,2 M\$ sur la période 2011 à 2015, malgré les réductions qu'elle avait demandées dans ses décisions précédentes.

TABLEAU 16
ÉVOLUTION DES SALAIRES DE BASE

<i>(en M\$)</i>	<i>Année témoin (autorisée et ajustée)</i>	<i>Année de base</i>	<i>Année historique</i>	<i>Variation Année historique vs Autorisée</i>	
2011	489,6		466,7	(22,9)	(4,7 %)
2012	490,6		447,8	(42,8)	(8,7 %)
2013	475,7		422,2	(53,5)	(11,2 %)
2014	432,9		404,7	(28,2)	(6,5 %)
2015	413,0 ¹		404,6	(8,4)	(2,0 %)
2016	414,6	414,4		(0,2)	(0,0 %)
2017	422,6				

Sources : Pièce [B-0028](#), p. 5 et Rapports annuels 2011 à 2015, pièce HQD-2, document 3, tableau 2.

Note 1 : Le montant autorisé en 2015 inclut une réduction de la Régie de 20,0 M\$ pour les salaires de base.

[374] D'après les écarts observés entre les montants autorisés et ceux réalisés de 2011 à 2015, la Régie estime que le Distributeur devrait améliorer ses prévisions des salaires de base en tenant compte d'une prévision des gains d'efficience plus près de la réalité. De plus, elle constate que n'eut été de la réduction de 20 M\$ demandée dans sa décision D-2015-018²⁰³, l'écart entre le montant demandé et le réel 2015 aurait été de 28,4 M\$.

²⁰² Pièces [B-0108](#), p. 24, et [B-0072](#), p. 56, tableau R-22.1.

²⁰³ [Page 134](#), par. 529.

Autres charges directes

[375] Les autres charges directes incluent, entre autres, les « Services externes »²⁰⁴, les « Mauvaises créances » et les « Stocks, achats, locations et autres ».

[376] Les « Autres charges directes » totalisent 417,0 M\$ en 2017, soit une baisse nette de 0,5 M\$ (-0,1 %) par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2016. Cette baisse nette comprend une hausse de 11,8 M\$ (4,4 %) reliée aux activités de base du Distributeur.

[377] Tel qu'illustré au tableau suivant, la Régie observe une surestimation moyenne des charges des « Services professionnels et autres », entre le montant demandé par le Distributeur et le réel, de 24,2 M\$ sur la période 2011 à 2015, en excluant les réductions qu'elle a demandées dans ses décisions précédentes. La surestimation moyenne, entre le montant autorisé et le réel, est de 17,2 M\$ sur cette même période.

TABLEAU 17
ÉVOLUTION DES CHARGES DES « SERVICES PROFESSIONNELS ET AUTRES »

<i>(en M\$)</i>	<i>Année témoin (demandée et ajustée)</i>	<i>Année témoin (autorisée et ajustée)</i>	<i>Année de base</i>	<i>Année historique</i>	<i>Variation Année historique vs Demandée</i>	
2011	89,8	82,4		77,8	(12,0)	(13,4 %)
2012	137,0	125,5		89,1	(47,9)	(35,0 %)
2013	121,4	117,8		82,4	(39,0)	(32,1 %)
2014	98,3	87,5		91,8	(6,5)	(6,6 %)
2015	98,8	88,6		83,1	(15,7)	(15,9 %)
2016	103,2 ¹	91,0	84,5		(18,7)	(18,1 %)
2017	88,1					

Source : Pièce [B-0072](#), p. 61.

Note 1 : Tient compte des transferts organisationnels de -5,0 M\$ (pièce [B-0029](#), p. 5).

²⁰⁴ Les « Services externes » regroupent les rubriques suivantes : « Maîtrise de la végétation », « Courrier, messagerie » et « Services professionnels et autres ».

[378] La Régie juge que les coûts prévus pour les services professionnels sont surestimés, d'après les écarts observés entre les montants demandés par le Distributeur et les montants réels de 2011 à 2015.

Récupération de coûts

[379] La rubrique « Récupération de coûts » se compose de deux catégories de revenus : « Pose d'attaches, espace poteaux et conduits » et « Réclamations aux tiers et autres ». Les coûts relatifs à la rubrique « Réclamations aux tiers et autres » sont compensés par des revenus équivalents.

[380] La Régie note que les revenus associés à la récupération de coûts se chiffrent à 46,8 M\$ en 2017, soit une hausse de 0,4 M\$ (0,9 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2016.

10.2.1.2 Charges de services partagés

[381] Les charges de services partagés incluent, entre autres, les charges du CSP, de la « Vice-présidence – Technologies de l'information et des communications (VPTIC) » et des « Unités corporatives ».

[382] Les charges de services partagés se chiffrent à 538,8 M\$ en 2017, soit une baisse de 14,4 M\$ (-2,6 %) par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2016. Cette baisse est principalement attribuable à la variation du coût de retraite (-7,0 M\$) et des comptes d'écarts du coût de retraite pour les charges de services partagés (-2,4 M\$) (voir la section 10.2.2.2).

[383] Tel qu'illustré au tableau suivant, la Régie observe une surestimation moyenne des charges provenant de la « Vice-présidence – Technologies de l'information et des communications (VPTIC) », entre le montant demandé par le Distributeur et le réel, de 15,5 M\$ sur la période de 2011 à 2015, en excluant les réductions qu'elle a demandées dans ses décisions précédentes. La surestimation moyenne, entre le montant autorisé et le réel, est de 10,9 M\$ sur cette même période.

TABLEAU 18
ÉVOLUTION DES CHARGES DE LA « VICE-PRÉSIDENTE - TECHNOLOGIES DE L'INFORMATION ET DES COMMUNICATIONS (VPTIC) »

<i>(en M\$)</i>	<i>Année témoin (demandée et ajustée)</i>	<i>Année témoin (autorisée et ajustée)</i>	<i>Année de base</i>	<i>Année historique</i>	<i>Variation Année historique vs Demandée</i>	
2011	211,5	205,4		201,4	(10,1)	(4,8 %)
2012	217,1	217,1		206,3	(10,8)	(5,0 %)
2013	223,6	223,6		203,9	(19,7)	(8,8 %)
2014	225,1	212,4		203,9	(21,2)	(9,4 %)
2015	224,9	221,0		209,3	(15,6)	(6,9 %)
2016	226,5 ¹	226,5	223,6		(2,9)	(1,3 %)
2017	215,1					

Source : Pièce [B-0072](#), p. 64.

Note générale : Charges totales avec rendement.

Note 1 : Tient compte des transferts organisationnels de 21,2 M\$ (pièce [B-0030](#), p. 8).

[384] La Régie estime que les charges de la « Vice-présidente – Technologies de l'information et des communications (VPTIC) » semblent être surestimées, d'après les écarts observés entre les montants demandés par le Distributeur et les montants réels de 2011 à 2015.

10.2.1.3 Coûts capitalisés

[385] Les coûts capitalisés sont déduits des charges d'exploitation du Distributeur. Ces coûts comprennent les prestations de travail et les coûts de gestion de matériel pour les activités de construction ou de développement. Ces montants sont ajoutés à la base de tarification lorsque les projets auxquels ils se rapportent sont mis en exploitation.

[386] Les coûts capitalisés de 300,4 M\$ en 2017 sont en baisse de 12,3 M\$ (-3,9 %) par rapport au montant autorisé et ajusté de 312,7 M\$ pour l'année 2016.

[387] En réponse à une DDR, le Distributeur explique la diminution de 12,3 M\$ (-3,9 %) principalement par les éléments suivants :

- une baisse du coût de retraite de 6,1 M\$ et une variation des comptes d'écarts du coût de retraite pour les coûts capitalisés de 7,5 M\$ (voir la section 10.2.2.2);
- une baisse de 16,4 M\$ attribuable à la réduction des heures capitalisables reliée à la fin du déploiement massif du Projet LAD²⁰⁵.

[388] Cette baisse totalisant 30,0 M\$ est atténuée par une hausse de 18,4 M\$ pour les prestations de travail liées aux activités de base, qui s'explique par les éléments suivants :

- un retour dans les activités de base de 62 ETC à la suite de la fin du déploiement massif du Projet LAD en 2016. Ces 62 ETC associés aux coûts capitalisés représentent principalement des installateurs qui sont nécessaires pour assurer une reprise graduelle des activités de maintien des actifs, la poursuite de celles en croissance de la demande ainsi que pour l'installation de compteurs de nouvelle génération en remplacement des compteurs difficiles d'accès;
- le comblement d'un poste et un accroissement prévu de la force de travail de 39 ETC pour les métiers-lignes, compte tenu des besoins du réseau. Ces 40 ETC supplémentaires sont liés aux fonctions support et participent, entre autres, aux efforts déployés par le Distributeur pour le traitement des compteurs difficiles d'accès²⁰⁶.

[389] La Régie note que l'impact de la baisse de 12,3 M\$ des coûts capitalisés sur les charges d'exploitation représente une hausse équivalente de 12,3 M\$ en 2017 par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2016.

10.2.2 APPROCHE GLOBALE

[390] Après avoir analysé les charges d'exploitation de façon spécifique, la Régie examine leur évolution selon une approche globale.

²⁰⁵ Pièce [B-0072](#), p. 72.

²⁰⁶ Pièce [B-0108](#), p. 18.

[391] Tel qu'indiqué dans sa décision D-2010-022²⁰⁷, la Régie reconnaît que l'approche globale du Distributeur tient compte de certains paramètres qui reflètent la nature propre de ses activités. Elle réitère cependant que ce modèle ne remplace pas l'examen exhaustif des charges d'exploitation, mais vise plutôt à en faciliter l'appréciation globale. La Régie peut, en tout temps, revoir les paramètres utilisés lorsqu'elle le juge approprié.

[392] L'analyse des charges d'exploitation, selon une telle approche, se divise en quatre éléments, soit les activités de base du Distributeur, les activités de base avec facteurs d'indexation particuliers, les éléments spécifiques et la disposition des CER.

[393] En 2017, le Distributeur propose deux reclassements des éléments spécifiques vers ses activités de base : « Automatisation du réseau » et « Optimisation des systèmes clientèles » (voir la section 10.2.2.3). Ainsi, il présente au tableau suivant les données redressées.

TABLEAU 19
CHARGES D'EXPLOITATION SELON L'APPROCHE GLOBALE

<i>(en M\$)</i>	<i>2015</i> <i>Année historique</i>	<i>2016</i> <i>(D-2016-033)</i> <i>ajustée (1)</i>	<i>2016</i> <i>Année de base</i>	<i>2017</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2017</i> <i>vs 2016 (D-2016-033)</i>	
Activités de base du Distributeur	945,0	970,2	973,0	985,7	15,5	1,6 %
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	243,2	208,1	203,1	150,5	(57,6)	(27,7 %)
Éléments spécifiques	35,5	37,5	31,9	31,1	(6,4)	(17,1 %)
Disposition des comptes d'écarts et de reports:						
Pannes majeures	27,4	0,0	0,0	0,0	0,0	
Évènements imprévisibles en réseaux autonomes	9,8	0,0	0,0	0,0	0,0	
PCGR des États-Unis	0,0	5,4	5,4	0,0	(5,4)	(100,0 %)
Total	1 260,9	1 221,2	1 213,4	1 167,3	(53,9)	(4,4 %)

Source : Pièce [B-0027](#), p. 6.

Note 1 : Décision [D-2016-033](#) (p. 135, par. 504), incluant la réallocation de la réduction globale de 30 M\$ des charges d'exploitation.

Note générale : Données redressées après les reclassements relatifs à l'automatisation du réseau et à l'optimisation des systèmes clientèles.

10.2.2.1 Activités de base du Distributeur

[394] En vertu du modèle paramétrique, les charges d'exploitation de ses activités de base sont établies à 985,7 M\$ pour l'année témoin 2017²⁰⁸, soit une hausse de 15,5 M\$ (1,6 %) par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2016. Cette hausse provient principalement des éléments suivants :

- Le facteur d'évolution combiné des charges de 3,0 % (28,9 M\$) en 2017, comparativement à 2,8 % en 2016. En 2017, ce facteur est composé d'un taux de 4,4 % découlant de l'évolution des salaires (soit 3,6 % pour l'ajustement économique et 0,8 % pour le facteur de projection) et d'un taux d'inflation de 2 % pour les autres charges.
- La croissance des activités liées aux nouveaux abonnements, avec un impact à la hausse sur les charges d'exploitation de 5,1 M\$ pour 2017. Conformément à la décision D-2012-024²⁰⁹, le Distributeur a tenu compte d'une proportion de 25 % de coûts fixes.

[395] Ces éléments de croissance de coûts sont contrebalancés par les efforts d'amélioration de l'efficacité du Distributeur :

- La réalisation de gains de l'ordre de 14,4 M\$ pour 2017 découle d'actions de gestion courante. Ces gains sont établis sur la base d'une cible globale d'efficacité de 1,5 % des charges d'exploitation liées aux activités de base 2016.
- La réalisation de gains supplémentaires de 2,7 M\$ en 2017 découle d'actions structurantes relatives au Projet LAD.

[396] Ainsi, pour 2017, la croissance de 34,0 M\$ des charges d'exploitation pour les activités de base est compensée par des gains d'efficacité totalisant 17,1 M\$.

²⁰⁸ Pièce [B-0027](#), annexe A, p. 21.

²⁰⁹ [Page 85](#), par. 305.

[397] Le Distributeur est d'avis que la cible de 1,5 % demeure ambitieuse à réaliser en 2017, tout en fournissant à la clientèle une alimentation électrique fiable et des services à la clientèle de qualité. Il précise que les efforts en efficacité passés découlent principalement de la réduction du nombre d'ETC et que ce rythme ne peut être maintenu dans les prochaines années²¹⁰.

[398] L'UMQ recommande de hausser à 2 % dès 2017 la cible minimale d'efficacité à atteindre.

[399] La Régie constate que le montant de l'enveloppe globale pour l'année témoin 2017, en utilisant comme point de départ l'année historique 2015, aurait été de 969,3 M\$²¹¹, soit une réduction de 16,4 M\$ par rapport à la proposition du Distributeur de 985,7 M\$.

[400] La Régie estime que le montant de l'enveloppe globale pour l'année témoin 2017, en utilisant comme point de départ l'année historique 2015 et sans aucun autre ajustement²¹², aurait été d'environ 960,4 M\$, soit une réduction de 25,3 M\$ par rapport à la proposition du Distributeur.

[401] En ce qui a trait au facteur d'évolution combiné des charges, la Régie note que, selon la firme Normandin Beaudry, les augmentations salariales pour le marché sont estimées à 2,8 %²¹³ et que la mise à jour d'octobre 2016 du taux d'inflation pour les autres charges est de 1,7 % pour l'année témoin 2017²¹⁴.

[402] La Régie rappelle qu'il est important que les charges d'exploitation des activités de base du Distributeur incluent un objectif annuel de gains d'efficacité. Elle tient à souligner que dans sa recherche d'efficacité, le Distributeur doit mettre l'accent sur une amélioration continue des processus de travail, l'introduction de nouvelles façons de faire et divers moyens ou procédés de nature technologique plutôt que sur une baisse des effectifs (ETC).

²¹⁰ Pièce [B-0190](#), p. 18.

²¹¹ Pièce [B-0072](#), p. 44.

²¹² Rémunération incitative et règlement de dossiers de réclamations.

²¹³ Pièce [B-0063](#), p. 5.

²¹⁴ Taux d'inflation de la Banque du Canada. Pièce [A-0037](#), p. 175 et 178.

[403] À ce sujet, la Régie réfère au chapitre de la présente décision sur les indicateurs d'efficacité dans lequel elle conclut que le Distributeur sous-estime sa capacité à réaliser des gains d'efficacité pour l'année témoin 2017 (voir la section 3.1).

[404] De plus, la Régie constate que malgré les prétentions du Distributeur, il a été en mesure de livrer de l'efficacité à chacune des dernières années, comme le démontrent les trop-perçus associés aux charges d'exploitation, notamment celles reliées aux activités de base.

[405] **La Régie maintient la cible minimale d'efficacité à 1,5 % pour l'année témoin 2017.**

10.2.2.2 Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers

[406] Le Distributeur présente au tableau suivant la ventilation des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers, totalisant 150,5 M\$ pour l'année témoin 2017, soit les activités qui sont en lien avec les activités de base, mais qui ne peuvent entrer dans l'enveloppe de base, leur évolution étant fonction de facteurs d'indexation particuliers.

TABLEAU 20
ACTIVITÉS DE BASE AVEC FACTEURS D'INDEXATION PARTICULIERS

<i>(en M\$)</i>	<i>2015</i> <i>Année historique</i>	<i>2016</i> <i>(D-2016-033)</i>	<i>2016</i> <i>Année de base</i>	<i>2017</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2017</i> <i>vs 2016 (D-2016-033)</i>	
Coût de retraite	102,5	46,1	46,1	(7,9)	(54,0)	(117,1 %)
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	13,8	16,3	14,3	15,6	(0,7)	(4,3 %)
Mesures de sécurité cybernétique	9,6	11,0	11,0	10,7	(0,3)	(2,7 %)
Inspection et retraitement des poteaux de bois	10,9	15,1	12,7	12,7	(2,4)	(15,9 %)
Dépense de mauvaises créances	86,4	89,5	89,5	89,4	(0,1)	(0,1 %)
Interventions en efficacité énergétique (dont PGEÉ)	20,0	30,1	29,5	30,0	(0,1)	(0,3 %)
Total	243,2	208,1	203,1	150,5	(57,6)	(27,7 %)

Source : Pièce [B-0027](#), p. 9.

Coût de retraite

[407] Le Distributeur indique que le coût de retraite d'Hydro-Québec s'appuie sur des évaluations actuarielles réalisées périodiquement par une firme externe d'actuaire conseils. Il présente les composantes du coût de retraite ainsi que les hypothèses actuarielles utilisées pour son évaluation²¹⁵.

[408] Le tableau suivant détaille le coût de retraite présenté à titre d'activités de base avec facteurs d'indexation particuliers.

TABLEAU 21
COÛT DE RETRAITE DU DISTRIBUTEUR

(en M\$)	Année historique 2015			Décision D-2016-033			Année de base 2016			Année témoin 2017		
	Excluant les comptes d'écarts	Comptes d'écarts	Total	Excluant les comptes d'écarts	Comptes d'écarts	Total	Excluant les comptes d'écarts	Comptes d'écarts	Total	Excluant les comptes d'écarts	Comptes d'écarts	Total
Coût de retraite												
Masse salariale	105,3	(8,2)	97,1	48,3	3,5	51,8	24,3	27,5	51,8	21,6	(28,0)	(6,4)
Charges de services partagés	33,5	(5,1)	28,4	14,0	(1,9)	12,1	7,8	4,3	12,1	7,0	(4,3)	2,7
Coûts capitalisés	(31,2)	8,2	(23,0)	(12,4)	(5,4)	(17,8)	(7,1)	(10,7)	(17,8)	(6,3)	2,1	(4,2)
Activités de base avec FIP	107,6	(5,1)	102,5	49,9	(3,8)	46,1	25,0	21,1	46,1	22,3	(30,2)	(7,9)
Frais corporatifs	3,0	(0,4)	2,6	1,3	(0,3)	1,0	0,8	0,2	1,0	0,7	(0,5)	0,2
Coût de retraite total	110,6	(5,5)	105,1	51,2	(4,1)	47,1	25,8	21,3	47,1	23,0	(30,7)	(7,7)

Source : Pièce [B-0027](#), p. 10.

FIP : facteurs d'indexation particuliers.

Note générale : À compter du 10 juillet 2015, le coût de retraite est établi en fonction des PCGR des États-Unis. Du 1^{er} janvier au 9 juillet 2015, le coût de retraite est établi en fonction des IFRS.

[409] Le Distributeur présente un coût de retraite à titre d'activités de base avec facteurs d'indexation particuliers de -7,9 M\$ pour l'année témoin 2017, en baisse de 54,0 M\$ (-117,1 %) par rapport au montant autorisé de 46,1 M\$ pour l'année 2016. Cette baisse s'explique par les éléments suivants :

- Une baisse de 27,6 M\$ entre le coût de retraite, avant la disposition des comptes d'écarts, au montant de 22,3 M\$ en 2017, et le montant autorisé de 49,9 M\$ pour l'année 2016. Cette baisse s'explique essentiellement par le fait que, depuis le 1^{er} janvier 2016, Hydro-Québec utilise une méthode plus précise

²¹⁵ Pièce [B-0027](#), annexe C, p. 29.

pour estimer le coût des services rendus et les intérêts sur les obligations au titre des régimes d'avantages sociaux.

- Une baisse nette de 26,4 M\$ s'explique par la variation des comptes d'écarts 2014 à 2016, incluant les intérêts, conformément aux traitements reconnus dans les décisions D-2011-028²¹⁶ et D-2012-024²¹⁷.

[410] La Régie note que le taux d'actualisation unique de 3,72 % reconnu en 2016 est remplacé par deux taux d'actualisation distincts pour l'année témoin 2017, respectivement de 3,85 % pour le coût des services rendus et de 3,27 % pour les intérêts sur les obligations.

[411] Le Distributeur explique qu'auparavant, le coût des services rendus et les intérêts sur les obligations au titre des régimes d'avantages sociaux étaient estimés d'après un taux d'actualisation moyen pondéré, tiré de la courbe des taux d'intérêt servant à évaluer les obligations au titre des avantages sociaux futurs à l'ouverture de l'exercice. Il indique que selon la nouvelle méthode, des taux d'actualisation distincts sont tirés de cette courbe de manière à refléter les différentes échéances de paiement des prestations projetées.

[412] **La Régie prend acte de la nouvelle méthode pour estimer le coût des services rendus et les intérêts sur les obligations au titre des régimes d'avantages sociaux, et la juge plus précise.**

Stratégie pour la clientèle à faible revenu

[413] Le tableau suivant présente l'évolution des coûts de la Stratégie pour la clientèle à faible revenu entre 2011 et 2017, incluant les modifications de présentation apportées par le Distributeur et approuvées par la Régie dans sa décision D-2016-033²¹⁸.

²¹⁶ [Page 41](#), par. 148.

²¹⁷ [Pages 39 et 40](#).

²¹⁸ [Page 126](#).

TABLEAU 22
ÉVOLUTION DES COÛTS DE LA STRATÉGIE POUR LA CLIENTÈLE
À FAIBLE REVENU (REDRESSÉS, EN M\$)

Rubriques de coûts	Années historiques					2016		Année témoin 2017
	2011	2012	2013	2014	2015	D-2016-033	Année de base	
Soutien financier - Impact DMC	0,0	1,6	3,4	3,2	8,1	8,1	8,1	8,9
Soutien financier - radiations brutes	2,7	8,8	14,6	20,7	29,9	42,5	35,1	38,2
Renversement provision (DMC)	-1,1	-4,2	-6,3	-8,3	-11,1	-19,1	-14,1	-15,3
Radiations consommation - rabais sur ventes	-1,6	-3,0	-4,9	-9,2	-10,7	-15,3	-12,9	-14,0
Coûts opérationnels	4,0	2,1	3,1	4,7	5,7	8,2	6,2	6,7
Masse salariale	2,4	1,2	1,6	2,5	2,9	4,2	3,7	4,1
Services externes	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
Charges de services partagés	1,5	0,8	1,4	2,1	2,7	3,8	2,3	2,4
Total	4,0	3,7	6,5	7,9	13,8	16,3	14,3	15,6

Source : Pièce [B-0027](#), p. 13.

[414] Le Distributeur prévoit que pour l'année témoin 2017, le coût de la Stratégie pour la clientèle à faible revenu s'élève à 15,6 M\$, en baisse de 0,7 M\$ (-4,3 %) par rapport au montant approuvé pour 2016.

[415] Le coût des mesures destinées à la clientèle à faible revenu en 2017 s'élève à 29,6 M\$, soit 15,6 M\$, auquel s'ajoute le montant des rabais sur les ventes de 14,0 M\$. Le coût de 2017 est en baisse de 2,0 M\$ (-6,3 %) par rapport au montant autorisé de 2016.

[416] La totalité du soutien financier accordé à la clientèle à faible revenu s'élève à 38,2 M\$, auquel s'ajoutent des coûts opérationnels de 6,7 M\$, représentant un montant global de 44,9 M\$ en 2017. Ce montant est en baisse de 5,8 M\$ (-11,4 %) par rapport au montant autorisé de 50,7 M\$ en 2016.

Dépense de mauvaises créances

[417] Le tableau suivant présente l'évolution de la dépense de mauvaises créances (DMC) du Distributeur entre 2011 et 2017. La présentation est conforme aux modifications demandées par le Distributeur et approuvées par la Régie dans sa décision D-2016-033²¹⁹.

TABLEAU 23
DÉPENSE DE MAUVAISES CRÉANCES (REDRESSÉE, EN M\$)

	Années historiques					2016		Année témoin 2017
	2011	2012	2013	2014	2015	D-2016-033	Année de base	
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers								
Stratégie pour la clientèle à faible revenu (soutien financier - impact DMC)	-	1,6	3,4	3,2	8,1	8,1	8,1	8,9
Dépense de mauvaises créances	89,5	82,0	84,6	88,1	86,4	89,5	89,5	89,4
<i>Clientèle régulière (résidentielle, commerciale et affaires)</i>	82,0	77,1	82,4	89,6	85,0	87,2	87,2	87,1
Autres	7,5	4,9	2,2	(1,5)	1,4	2,3	2,3	2,3
Total de la dépense de mauvaises créances	89,5	83,6	88,0	91,3	94,5	97,6	97,6	98,3

Source : Pièce [B-0027](#), p. 14.

[418] Le Distributeur prévoit une DMC totalisant 98,3 M\$ pour l'année témoin 2017, en hausse de 0,7 M\$ (0,7 %) par rapport au montant autorisé de 2016. La DMC comporte deux composantes : le Soutien financier – impact DMC de la Stratégie pour la clientèle à faible revenu (8,9 M\$) et la DMC proprement dite (89,4 M\$).

[419] Pour l'année 2017, le Distributeur estime que les taux de la DMC sur les ventes pour la clientèle résidentielle et commerciale et affaires resteront stables par rapport aux taux reconnus dans la décision D-2016-033 et ceux des années historiques depuis 2011²²⁰.

Approche globale de recouvrement

[420] Le Distributeur expose au présent dossier tarifaire sa nouvelle approche globale de recouvrement et les mesures qu'elle comporte²²¹. De façon sommaire, l'approche vise à

²¹⁹ [Page 126](#).

²²⁰ Pièce [B-0027](#), p. 15.

²²¹ Pièce [B-0027](#), p. 35 à 41 (annexe E).

offrir des solutions au client tout au long de sa relation contractuelle avec le Distributeur, autant avant un retard de paiement qu'une fois en situation de recouvrement²²².

[421] La Régie prend acte de la nouvelle approche globale de recouvrement du Distributeur.

Inspection et retraitement des poteaux de bois

[422] Conformément à la décision D-2015-018²²³, le Distributeur présente un bilan de son programme d'inspection et retraitement des poteaux²²⁴. Ce programme, créé en 2009, avait notamment pour objectif de quantifier l'impact du retraitement sur la durée de vie utile des poteaux, après un cycle d'inspection complet de 10 ans.

[423] Dans son bilan, le Distributeur considère que le retraitement devrait avoir un impact positif sur la durée de vie utile des poteaux. Il estime toutefois que les impacts tangibles du programme ne seront observables qu'au moment du 2^e cycle d'inspection, soit en 2020. Pour l'instant, compte tenu que des travaux sont toujours en cours de réalisation, le Distributeur estime qu'il est encore trop tôt pour se prononcer avec précision sur le prolongement de la durée de vie utile des poteaux²²⁵.

[424] La Régie demande au Distributeur de déposer un nouveau bilan du programme lors du dossier tarifaire 2020-2021.

[425] Le Distributeur demande, pour l'année témoin 2017, un budget de 12,7 M\$, en baisse de 2,4 M\$ (-15,9 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2016²²⁶.

[426] Dans sa décision D-2016-033, la Régie constatait une surestimation annuelle d'environ 25 % entre les montants réels et autorisés des coûts d'inspection et retraitement des poteaux entre 2011 et 2014, avec un écart moyen de 3,7 M\$²²⁷.

²²² Pièce [B-0027](#), p. 15.

²²³ [Page 154](#), par. 611.

²²⁴ Pièce [B-0027](#), p. 31 à 34 (annexe D).

²²⁵ Pièce [B-0027](#), p. 34.

²²⁶ Pièce [B-0027](#), p. 9.

²²⁷ Décision [D-2016-033](#), p. 129, par. 481.

[427] La Régie note également que les estimations par le Distributeur des coûts du programme pour les années de base 2014 et 2015 se sont par la suite avérées trop élevées d'environ 30 % (3 M\$) par rapport aux données réelles²²⁸.

[428] La Régie invite le Distributeur à améliorer son processus de prévision des dépenses pour ce programme.

Charges relatives aux interventions en efficacité énergétique

[429] Le Distributeur prévoit des charges relatives aux interventions en efficacité énergétique de 30 M\$ pour l'année témoin 2017, soit l'équivalent du montant autorisé en 2016 et de l'année de base 2016. La prévision 2017 est cependant en hausse de 10 M\$ (50 %) par rapport au montant de 20 M\$ pour l'année historique 2015.

[430] Le Distributeur explique que les activités planifiées en 2017 nécessitent des montants plus élevés qu'en 2015 et qu'elles visent essentiellement le marché Résidentiel, notamment avec le programme « Sensibilisation Mieux consommer » et ceux portant sur la gestion de la demande en puissance²²⁹.

[431] Comme l'explique le Distributeur dans son Rapport annuel 2015²³⁰, des charges inférieures de 4 M\$ étaient enregistrées pour le programme « Sensibilisation Mieux consommer », notamment en raison d'un nombre moindre que prévu à la campagne « Les bons réflexes ». Il souligne qu'en 2017, ces campagnes devraient être plus nombreuses. Quant à l'écart pour les charges relatives à la gestion de la demande en puissance, le Distributeur indique qu'il reflète ses efforts visant à assurer une couverture adéquate du marché lors du lancement des interventions.

[432] Tel qu'illustré au tableau suivant, la Régie observe une surestimation annuelle moyenne des charges relatives aux interventions en efficacité énergétique, entre le montant autorisé et le réel, de 14,0 M\$ sur la période de 2011 à 2015. Elle observe aussi une surestimation moyenne, entre le montant demandé et le réel, de 15,6 M\$ sur cette période.

²²⁸ Pièce [B-0027](#), p. 9, tableau 3; dossiers R-3933-2015, pièce [B-0026](#), p. 10, tableau 3, et R-3905-2014, pièce [B-0023](#), p. 9, tableau 3.

²²⁹ Pièce [B-0072](#), p. 47.

²³⁰ Rapport annuel 2015, pièce [HQD-7, document 3](#), p. 9.

TABLEAU 24
ÉVOLUTION DES CHARGES RELATIVES
AUX INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

<i>(en M\$)</i>	<i>Année témoin (demandée)</i>	<i>Année témoin (autorisée)</i>	<i>Année de base</i>	<i>Année historique</i>	<i>Variation Année historique vs Demandée</i>	
2011	57,2	57,2		32,0	(25,2)	(44,1 %)
2012	51,9	44,1	38,1	30,6	(21,3)	(41,0 %)
2013	35,0	35,0	34,5	29,4	(5,6)	(16,0 %)
2014	34,5	34,5	29,3	23,7	(10,8)	(31,3 %)
2015	35,0	35,0	35,0	20,0	(15,0)	(42,9 %)
2016	35,1	30,1	29,5		(5,6)	(16,0 %)
2017	30,0					

Source : Pièce [B-0072](#), p. 46.

[433] La Régie considère que la prévision des charges relatives aux interventions en efficacité énergétique doit être recalibrée afin de corriger le biais systématique constaté chaque année depuis 2008²³¹ et plus récemment en 2015. De plus, elle prend en considération la suspension du programme « Charges interruptibles résidentielles – chauffe-eau » (voir la section 13.3.1).

[434] La Régie est ainsi d’avis que le budget pour l’année témoin 2017 pour les interventions en efficacité énergétique est surestimé. Elle juge qu’il est raisonnable de réduire les charges relatives aux interventions en efficacité énergétique d’un montant de 10 M\$.

10.2.2.3 Éléments spécifiques

[435] Le Distributeur présente au tableau suivant la ventilation des éléments spécifiques, totalisant 31,1 M\$ pour l’année témoin 2017, qui regroupent les coûts relatifs aux activités ne faisant pas partie de ses activités de base et les coûts relatifs aux projets supérieurs à 10 M\$.

²³¹ Pièce [B-0072](#), p. 46.

TABLEAU 25
ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES

<i>(en M\$)</i>	<i>2015</i> <i>Année historique</i>	<i>2016</i> <i>(D-2016-033)</i>	<i>2016</i> <i>Année de base</i>	<i>2017</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2017</i> <i>vs 2016 (D-2016-033)</i>	
Électrification du transport collectif	0,8	0,8	0,8	0,8	0,0	0,0%
Lecture à distance-Phases 2 et 3	34,7	36,7	31,1	30,3	(6,4)	(17,4 %)
Automatisation du réseau	5,2	6,3	6,3	6,3	0,0	0,0%
Optimisation des systèmes clientèles (Migration majeure SIC)	1,7	1,7	1,7	1,7	0,0	0,0%
	42,4	45,5	39,9	39,1	(6,4)	(14,1 %)
Reclassements vers les activités de base						
Automatisation du réseau	(5,2)	(6,3)	(6,3)	(6,3)	0,0	0,0%
Optimisation des systèmes clientèles (Migration majeure SIC)	(1,7)	(1,7)	(1,7)	(1,7)	0,0	0,0%
	(6,9)	(8,0)	(8,0)	(8,0)	0,0	0,0%
Total	35,5	37,5	31,9	31,1	(6,4)	(17,1 %)

Source : Pièce [B-0027](#), p. 16.

Reclassements vers la rubrique « Activités de base du Distributeur »

[436] Dans sa décision D-2011-028²³², la Régie demandait au Distributeur de démontrer la stabilité des coûts, sur la base de deux années consécutives de données réelles, avant de soumettre une reclassification.

[437] Sur la base de ce critère, le Distributeur propose le reclassement de l'« Automatisation du réseau » et de l'« Optimisation des systèmes clientèles » de la rubrique « Éléments spécifiques » vers la rubrique « Activités de base du Distributeur ».

[438] **Considérant la stabilité des coûts sur la période 2014 à 2017, la Régie approuve le reclassement de l'« Automatisation du réseau » et de l'« Optimisation des systèmes clientèles » vers la rubrique « Activités de base du Distributeur ».**

²³² [Page 87](#), par. 352.

Projet LAD – Phases 2 et 3

[439] Dans sa preuve initiale, le Distributeur mentionne qu'en 2016, il complètera le déploiement massif des 3,8 millions de compteurs communicants et la mise en place de l'infrastructure de mesurage avancée prévus dans le cadre du Projet LAD.

[440] Le Distributeur prévoit un montant de 30,3 M\$ pour l'année témoin 2017, lequel est composé des éléments suivants :

- un montant de 6,0 M\$ relatif à 62 ETC toujours à relocaliser en 2017;
- un montant de 16,1 M\$ associé aux licences et maintenance de l'infrastructure des technologies de l'information et des équipements de télécommunication;
- un montant de 8,2 M\$ en « Charges diverses » lié aux coûts du centre d'exploitation du mesurage.

[441] Le Distributeur indique que les 62 ETC représentent principalement des employés liés à l'abolition des routes de relève²³³. Il confirme qu'il y aura une baisse de son effectif équivalent à 62 ETC lorsque ces derniers seront localisés.

[442] **La Régie demande au Distributeur de faire un suivi de ces relocalisations lors du prochain dossier tarifaire.**

10.2.3 CONCLUSION SUR LES CHARGES D'EXPLOITATION

[443] Le Distributeur présente des charges d'exploitation qui s'élèvent à un montant total de 1 167,3 M\$ pour l'année témoin 2017.

[444] Après avoir analysé les charges d'exploitation de façon spécifique et leur évolution selon une approche globale, la Régie considère que le montant prévu par le Distributeur pour l'année témoin 2017 est surestimé.

²³³ Pièce [B-0108](#), p. 19.

[445] La Régie considère que, selon l'approche globale, le montant des charges d'exploitation liées aux activités de base est surestimé de 16,4 M\$ à 25,3 M\$ (voir la section 10.2.2.1).

[446] De plus, la Régie considère que la prévision des charges relatives aux interventions en efficacité énergétique est surestimée d'un montant de 10 M\$ (voir la section 10.2.2.2).

[447] Par ailleurs, selon l'approche spécifique, la Régie considère que la prévision doit être recalibrée, en raison de la surestimation historique de certains postes de dépenses, notamment au chapitre des salaires de base et des charges des « Services professionnels et autres » et de la « Vice-présidence – Technologies de l'information et des communications (VPTIC) ».

[448] En conséquence, la Régie juge raisonnable de réduire les charges d'exploitation d'un montant de 30 M\$ par rapport à la demande du Distributeur.

[449] La Régie approuve un montant de 1 137,3 M\$ pour les charges d'exploitation de l'année témoin 2017. La réduction de 30 M\$ résulte des modifications suivantes :

- **réduction de 10 M\$ des charges relatives aux interventions en efficacité énergétique;**
- **réduction globale de 20 M\$, tout en maintenant inchangés les coûts capitalisés.**

10.3 AUTRES CHARGES

[450] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente une prévision pour les autres charges au montant de 1 116,0 M\$ pour l'année témoin 2017. Conformément à la décision D-2014-037²³⁴, ce montant est subséquemment ajusté à 1 128,5 M\$ afin de refléter le dernier décret relatif au BEIÉ disponible au moment de la mise à jour du coût de la dette.

²³⁴ [Page 27](#), par. 80.

[451] Les autres charges s'élèvent à un montant de 1 128,5 M\$ pour l'année témoin 2017, soit une hausse de 341,8 M\$ (43,4 %) par rapport au montant autorisé et ajusté en 2016. Le tableau suivant présente le détail des autres charges.

TABLEAU 26
AUTRES CHARGES

<i>(en M\$)</i>	<i>2015</i> <i>Année historique</i>	<i>2016</i> <i>(D-2016-033)</i> <i>ajustée (1)</i>	<i>2016</i> <i>Année de base</i>	<i>2017</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2017</i> <i>vs 2016 (D-2016-033)</i>	
Achats de combustible	104,0	69,5	69,5	86,5	17,0	24,5 %
Achats de combustible	91,3	76,9	76,6	86,2	9,3	12,1 %
Comptes d'écarts	12,7	(7,4)	(7,1)	0,3	7,7	104,1 %
Amortissement et déclassement	683,1	641,8	644,6	927,5	285,7	44,5 %
Immobilisations en exploitation	491,6	484,6	487,3	484,3	(0,3)	(0,1 %)
Contrat de location-acquisition	2,2	2,3	2,3	2,6	0,3	13,0 %
Logiciels et autres actifs incorporels	85,1	87,0	86,9	85,6	(1,4)	(1,6 %)
Autres actifs	169,4	177,8	179,7	173,8	(4,0)	(2,2 %)
Coûts nets liés aux sorties d'actifs	30,1	19,4	17,7	15,0	(4,4)	(22,7 %)
Compte de nivellement pour aléas climatiques	(95,3)	(129,3)	(129,3)	166,2	295,5	228,5 %
Comptes d'écarts et de reports	33,1	(8,6)	(8,6)	0,0	8,6	100,0 %
Taxes	51,6	84,0	83,4	114,5	30,5	36,3 %
Services publics, municipales et scolaires	55,8	59,3	58,7	60,0	0,7	1,2 %
Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques	(4,2)	24,7	24,7	54,5	29,8	120,6 %
BEIÉ	32,0	24,6	35,6	35,9	11,3	45,9 %
Comptes d'écarts	(36,2)	0,1	(10,9)	18,6	18,5	
Total	871,8	786,7	788,9	1 128,5	341,8	43,4 %

Sources : Pièces [B-0033](#), p. 5, et [B-0126](#), p. 3.

Note 1 : La décision [D-2016-033](#) (p. 145, par. 541) inclut la réallocation de la réduction globale de la charge totale d'amortissement de 10,0 M\$.

[452] La Régie examine ci-après chaque rubrique des autres charges, soit les achats de combustible, l'amortissement et déclassement ainsi que les taxes.

10.3.1 ACHATS DE COMBUSTIBLE

[453] Le Distributeur demande l'approbation, pour l'année témoin 2017, d'un budget de 86,5 M\$ provenant de sa prévision des besoins d'achats de combustible de 86,2 M\$ et d'un solde total de 0,3 M\$ des comptes d'écarts de 2015 et 2016²³⁵.

²³⁵ Pièce [B-0033](#), p. 5, tableau 1.

[454] Le budget demandé par le Distributeur pour 2017 est en hausse de 17,0 M\$ (24,5 %) par rapport au montant approuvé de 2016. Cette hausse provient des prévisions d'achats de combustible pour un montant de 9,3 M\$, dont 8,5 M\$ pour les réseaux autonomes, ainsi que la variation de 7,7 M\$ provenant des comptes d'écarts.

[455] Depuis le dossier R-3933-2015, le Distributeur fonde sa prévision du coût des achats de combustible sur la prévision des prix du pétrole léger américain *West Texas Intermediate* (WTI) par le *U.S. Energy Information Administration* (EIA)²³⁶.

[456] Selon la preuve du Distributeur, l'évolution des prix du WTI pour les années 2015, 2016 et 2017 est la suivante²³⁷ :

- 2015 (historique) : 48,66 \$US/baril;
- 2016 (D-2016-033) : 53,57 \$US/baril;
- 2016 (4/8) : 37,59 \$US/baril;
- 2017 (année témoin) : 50,00 \$US/baril.

[457] La Régie juge que la prévision du coût des achats de combustible du Distributeur pour 2017 est raisonnable²³⁸.

[458] En conséquence, la Régie approuve un budget d'achats de combustible de 86,5 M\$ (incluant les soldes des comptes d'écarts) pour l'année témoin 2017, tel que demandé par le Distributeur.

10.3.2 AMORTISSEMENT ET DÉCLASSEMENT

[459] La charge totale d'amortissement et déclassement est de 927,5 M\$ pour l'année témoin 2017, en hausse de 285,7 M\$ (44,5 %) comparativement au montant autorisé de 641,8 M\$ pour l'année 2016. Cette hausse s'explique essentiellement par une

²³⁶ Décision [D-2016-033](#), p. 136 à 138.

²³⁷ Pièce [B-0033](#), p. 8, tableau 3.

²³⁸ Voir *Annual Energy Outlook (January 5, 2017)* et *Short Term Energy Outlook (January 10, 2017)*, disponibles sur le site Web de l'EIA au www.EIA.gov.

augmentation de 295,5 M\$ attribuable à l'amortissement des soldes du compte de nivellement pour aléas climatiques.

Compte de nivellement pour aléas climatiques

[460] Le Distributeur explique l'augmentation de 295,5 M\$ entre le montant reconnu pour 2016 et l'année témoin 2017 principalement par les éléments suivants :

- augmentation de 177,8 M\$ résultant de l'écart entre, d'une part, le versement aux revenus requis de 2016 d'une grande partie du solde du compte de nivellement 2015, au montant de 167,9 M\$ (créditeur), à la suite de la décision D-2016-033 et, d'autre part, l'amortissement aux revenus requis de 2017 du solde résiduel de ce même compte, au montant de 9,9 M\$ (débitéur), selon les modalités de disposition actuelles;
- augmentation de 120,0 M\$ découlant de la modification des modalités de disposition des comptes de nivellement 2010 à 2016 (voir la section 4.3, tableau 3).

[461] **La Régie demande au Distributeur de réduire de 6,7 M\$ le versement du solde du compte de nivellement pour les aléas climatiques 2016 aux revenus requis de 2017, sur la base de la mise à jour au 31 octobre 2016 (voir la section 4.3).**

[462] **L'amortissement du compte de nivellement pour les aléas climatiques passe donc de 166,2 M\$ à 159,5 M\$ pour l'année témoin 2017.**

Évolution de la charge totale d'amortissement et déclassement

[463] Tel qu'illustré au tableau suivant, la Régie observe une surestimation moyenne de la charge totale d'amortissement et déclassement, incluant les soldes des comptes d'écarts et de reports pour les fins de comparaison, entre le montant autorisé et le réel, de 21,4 M\$ sur la période de 2011 à 2015.

TABLEAU 27
ÉVOLUTION DE LA CHARGE TOTALE D'AMORTISSEMENT ET DÉCLASSEMENT,
INCLUANT LES SOLDES DES COMPTES D'ÉCARTS ET DE REPORTS

<i>(en M\$)</i>	<i>Année témoin (autorisée)</i>	<i>Année de base</i>	<i>Année historique</i>	<i>Variation Année historique vs Autorisée</i>	
2011	827,8		802,3	(25,5)	(3,1 %)
2012	907,9		880,2	(27,7)	(3,1 %)
2013	785,5		777,8	(7,7)	(1,0 %)
2014	806,7		792,6	(14,1)	(1,7 %)
2015	748,2		716,2	(32,0)	(4,3 %)
2016	633,2	636,0		2,8	0,4%
2017	927,5				

Source : Pièce [B-0072](#), p. 75.

[464] Bien que la charge d'amortissement totale des immobilisations en exploitation de l'année témoin soit constituée à plus de 90 % de la charge d'amortissement des actifs existants de l'année historique, la Régie observe tout de même une surestimation moyenne de la charge totale d'amortissement, entre le montant autorisé et le réel de 21,4 M\$ sur la période de 2011 à 2015. Considérant cette surestimation systématique, elle est d'avis que la prévision de la charge totale d'amortissement et déclassement pour l'année témoin 2017 doit être recalibrée.

[465] En conséquence, la Régie réduit de 15 M\$ la charge totale d'amortissement et déclassement pour l'année témoin 2017.

Conclusion sur la charge totale d'amortissement et déclassement

[466] Le Distributeur présente une charge totale d'amortissement et déclassement qui s'élève à un montant de 927,5 M\$ pour l'année témoin 2017.

[467] La Régie approuve un montant de 905,8 M\$ pour la charge totale d'amortissement et déclassement de l'année témoin 2017. La baisse de 21,7 M\$ résulte des modifications suivantes :

- diminution de 6,7 M\$ du solde 2016 du compte de nivellement pour aléas climatiques;
- réduction globale de 15 M\$²³⁹.

10.3.3 TAXES, Y COMPRIS LES CHARGES RELATIVES AU BEIÉ

[468] Le Distributeur présente les charges relatives au BEIÉ sous la rubrique « Taxes », afin de se conformer à la présentation des états financiers à vocation générale.

[469] Les charges relatives au BEIÉ sont déterminées et recommandées par le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, puis adoptées par décret gouvernemental. Le Distributeur n'a donc pas de contrôle, tant sur les coûts encourus représentant son apport financier réel aux programmes du BEIÉ, que sur les dates d'adoption des décrets établissant ces coûts.

[470] Le Distributeur a déposé le 30 novembre 2016 une mise à jour des charges relatives au BEIÉ, à la suite de la publication du décret 746-2016 par le gouvernement du Québec. Ce décret fixe à 35,9 M\$ la quote-part du Distributeur relative au BEIÉ pour la période du 1^{er} avril 2016 au 31 mars 2017²⁴⁰.

[471] En tenant compte de cette mise à jour, le budget demandé au titre des taxes, y compris les charges relatives au BEIÉ, pour l'année témoin 2017, est de 114,5 M\$, en hausse de 30,5 M\$ (36,3 %) par rapport au montant autorisé de 2016. Cette hausse s'explique presque entièrement par une augmentation de 29,8 M\$ (120,6 %) des charges relatives au BEIÉ²⁴¹.

²³⁹ La Régie estime que la réduction globale de la charge totale d'amortissement de 15,0 M\$ a un impact de +0,5 M\$ sur le rendement de la base de tarification (7,5 M\$ X 6,899 %).

²⁴⁰ Pièce [B-0126](#), p. 4.

²⁴¹ Pièces [B-0126](#), p. 3, et [B-0033](#), p. 5.

[472] Le montant des charges relatives au BEIÉ pour 2017 (54,5 M\$) provient de la prévision pour 2017 d'une quote-part de 35,9 M\$ et des soldes des comptes d'écarts de 2015 (7,6 M\$) et de 2016 (11,0 M\$)²⁴². Le montant autorisé de 24,7 M\$ en 2016 provient de la prévision de 24,6 M\$ en 2016 et du solde du compte d'écarts de 2014 (0,1 M\$).

[473] Les coûts sont estimés à partir de l'information la plus récente disponible lors du dépôt du dossier. Pour la prévision de 2017, l'information la plus récente demeure celle du décret gouvernemental 746-2016 (1^{er} avril 2016 au 31 mars 2017), d'un montant de 35,9 M\$.

[474] La Régie approuve un montant de 54,5 M\$ pour les charges relatives au BEIÉ de l'année témoin 2017, soit la prévision de 35,9 M\$ pour l'année témoin 2017 et le versement du solde des comptes d'écarts de 2015 (7,6 M\$) et de 2016 (11,0 M\$).

[475] La Régie approuve un montant de 114,5 M\$ pour les taxes de l'année témoin 2017, incluant les charges relatives au BEIÉ.

10.4 FRAIS CORPORATIFS

[476] Le Distributeur indique que les frais corporatifs à répartir correspondent aux coûts de fonctionnement engagés par les unités corporatives d'Hydro-Québec, dans le cadre d'activités dont l'objectif n'est pas de desservir une ou des unités d'affaires en particulier, mais les intérêts d'Hydro-Québec dans son ensemble. La quote-part du Distributeur est de 29 % pour l'année témoin 2017.

[477] Le Distributeur présente au tableau suivant des frais corporatifs au montant de 31,8 M\$ pour l'année témoin 2017, en hausse de 1,2 M\$ (3,9 %) par rapport au montant autorisé de 2016.

²⁴² Pièce [B-0126](#), p. 3 et 4.

TABLEAU 28
FRAIS CORPORATIFS

<i>(en M\$)</i>	<i>2015</i> <i>Année historique</i>	<i>2016</i> <i>(D-2016-033)</i>	<i>2016</i> <i>Année de base</i>	<i>2017</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2017</i> <i>vs 2016 (D-2016-033)</i>	
Frais corporatifs	32,4	30,9	30,2	32,3	1,4	4,5%
Compte d'écarts - Coût de retraite	(0,4)	(0,3)	0,2	(0,5)	(0,2)	66,7%
Total	32,0	30,6	30,4	31,8	1,2	3,9%

Source : Pièce [B-0023](#), p. 8.

[478] **La Régie approuve les frais corporatifs au montant total de 31,8 M\$ pour l'année témoin 2017.**

10.5 RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

[479] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente le rendement de la base de tarification au montant de 748,1 M\$ pour l'année témoin 2017. Conformément à la décision D-2014-034²⁴³, ce montant est subséquemment ajusté à 743,8 M\$. Le coût de la dette est révisé en tenant compte de la dette existante et des emprunts prévus au 31 octobre 2016, en actualisant les taux d'intérêt avec les prévisions du *Consensus Forecasts* de novembre 2016, correspondant à une baisse de 4,3 M\$²⁴⁴.

[480] Le rendement de la base de tarification se chiffre à 743,8 M\$ pour l'année témoin 2017, en hausse de 12,7 M\$ (1,7 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2016, tel que présenté au tableau suivant.

²⁴³ [Page 68](#), par. 273.

²⁴⁴ Pièce [B-0125](#), p. 5 et 7. La baisse de 4,3 M\$ se calcule comme suit : la moyenne des 13 soldes de la base de tarification 2017 de 10 780, 6 M\$ X (6,899 % - 6,939 %).

TABLEAU 29
RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

<i>(en M\$)</i>	<i>2015</i> <i>Année historique</i>	<i>2016</i> <i>(D-2016-033)</i>	<i>2016</i> <i>Année de base</i>	<i>2017</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2017</i> <i>vs 2016 (D-2016-033)</i>	
Capitaux empruntés (frais financiers réglementés)	437,2	429,2	435,1	434,4	5,2	1,2%
Capitaux propres (bénéfice réglementé)	315,1	301,9	224,7	309,4	7,5	2,5%
Total	752,3	731,1	659,8	743,8	12,7	1,7%

Sources : Pièces [B-0023](#), p. 8, et [B-0125](#), p. 5 et 7.

[481] La hausse de 12,7 M\$ (1,7 %) provient d'une hausse de la moyenne des 13 soldes de la base de tarification, atténuée par une baisse du taux de rendement de la base de tarification, passant d'un taux autorisé de 6,939 % en 2016 au taux révisé à 6,899 % en 2017.

[482] **La Régie approuve le rendement de la base de tarification au montant estimé à 743,8 M\$ pour l'année témoin 2017.**

11. BASE DE TARIFICATION

[483] Le Distributeur demande à la Régie d'établir sa base de tarification pour l'année témoin 2017 en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité ou qui sont réputés l'être en vertu de la Loi.

[484] Selon la moyenne des 13 soldes, la base de tarification pour l'année témoin 2017 se chiffre à 10 780,6 M\$. Le tableau suivant présente les composantes de la moyenne des 13 soldes de la base de tarification sur la période 2015 à 2017.

TABLEAU 30
BASE DE TARIFICATION

<i>(en k\$)</i> <i>(moyenne des 13 soldes)</i>	<i>2015</i> <i>Année historique</i>	<i>2016</i> <i>(D-2016-033)</i> <i>ajustée (1)</i>	<i>2016</i> <i>Année de base</i>	<i>2017</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2017</i> <i>vs 2016 (D-2016-033)</i>	
Immobilisations en exploitation	8 912 554	9 043 867	9 135 841	9 250 598	206 731	2,3 %
Contrat de location-acquisition	33 183	40 815	33 472	40 193	(622)	(1,5 %)
Actifs incorporels en exploitation						
Logiciels	210 664	163 547	164 609	101 633	(61 914)	(37,9 %)
Autres actifs incorporels	36 512	33 310	33 799	35 872	2 562	7,7 %
Total	247 176	196 857	198 408	137 505	(59 352)	(30,1 %)
Autres actifs						
Interventions en efficacité énergétique (dont PGEÉ)	744 670	655 859	654 474	582 986	(72 873)	(11,1 %)
Programmes et activités du BEIÉ	83 404	67 974	67 974	52 545	(15 429)	(22,7 %)
Contributions à des projets de raccordement	191 094	303 646	371 055	407 247	103 601	34,1 %
Autres actifs réglementaires	5 347	5 513	6 090	9 569	4 056	73,6 %
Remboursement gouvernemental	23 282	23 282	23 270	23 269	(13)	(0,1 %)
Total	1 047 797	1 056 274	1 122 863	1 075 616	19 342	1,8 %
Fonds de roulement						
Encaisse	215 837	59 471	119 048	145 717	86 246	145,0 %
Matériaux, combustibles et fournitures	133 652	122 341	133 677	130 998	8 657	7,1 %
Total	349 489	181 812	252 725	276 715	94 903	52,2 %
Total	10 590 199	10 519 625	10 743 309	10 780 627	261 002	2,5 %

Source : Pièce [B-0035](#).

Note 1 : La décision [D-2016-033](#) (p. 145, par. 541 et p. 154, par. 579) inclut les réallocations suivantes :

- hausse de 5 M\$ de la base de tarification moyenne des 13 soldes résultant de la réduction globale de 10 M\$ de la charge d'amortissement;
- réduction globale de 100 M\$ de la base de tarification moyenne des 13 soldes.

[485] La moyenne des 13 soldes de la base de tarification pour l'année témoin 2017 est en hausse de 261,0 M\$ (2,5 %) par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2016.

[486] Le Distributeur explique cette hausse principalement par les éléments suivants²⁴⁵ :

- une hausse de 206,7 M\$ liée aux mises en service nettes de leur charge d'amortissement, découlant des investissements autorisés par la Régie;

²⁴⁵ Pièce [B-0072](#), p. 78 à 80.

- une hausse de 103,6 M\$ attribuable aux contributions à des projets de raccordement, provenant notamment des mises en service supérieures reliées aux projets de croissance du Transporteur;
- une augmentation de 86,2 M\$ de l'encaisse réglementaire occasionnée principalement par une diminution de la provision pour créances douteuses.

[487] Cette hausse est compensée en partie par des charges d'amortissement supérieures aux mises en service pour les éléments suivants :

- une baisse nette de 61,9 M\$ reliée aux logiciels;
- une réduction nette de 72,9 M\$ attribuable aux interventions en efficacité énergétique.

[488] **La Régie approuve la base de tarification de l'année témoin 2017, selon la moyenne des 13 soldes, en considérant les ajustements suivants :**

- **l'ajustement de la charge d'amortissement (voir la section 10.3.2);**
- **l'ajustement de l'encaisse réglementaire, compte tenu des ordonnances contenues à la présente décision.**

[489] **La Régie demande au Distributeur de mettre à jour sa base de tarification de l'année témoin 2017 et de la déposer au plus tard le 14 mars 2017, à 12 h.**

12. AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2017

12.1 SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS

[490] Pour l'année témoin 2017, les besoins d'investissements prévus par le Distributeur totalisent 656 M\$. Ce montant inclut les investissements autorisés avant l'entrée en

vigueur de l'article 73 de la Loi, les projets majeurs nécessitant une autorisation spécifique et les projets d'investissement dont les coûts individuels sont inférieurs à 10 M\$. Le tableau suivant présente les investissements prévus par catégories et par types d'autorisation.

TABLEAU 31
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS 2017 (EN M\$)

Catégories	Investissements autorisés avant entrée en vigueur art. 73	AUTORISATION SPÉCIFIQUE		DEMANDE D'AUTORISATION			Grand total
		Projets majeurs > 10 M\$		Investissements < 10 M\$			
		Autorisés	À autoriser	Réseau Intégré	Réseaux autonomes	Total	
Maintien des actifs			3,5	218,7	32,8	251,5	255,0
Réseau de distribution				111,1	1,8	112,9	112,9
Centrales de production			3,5		23,3	23,3	26,8
Réseau de transport					7,1	7,1	7,1
Mesurage et relève				21,6		21,6	21,6
Bâtiments administratifs				30,0		30,0	30,0
Matériel roulant				36,2		36,2	36,2
Autres actifs de soutien				19,8	0,6	20,4	20,4
Amélioration de la qualité				15,4		15,4	15,4
Croissance de la demande		78,0	6,7	245,0	9,8	254,8	337,3
Respect des exigences	12,0	1,0		34,9	0,4	35,3	48,3
Total	12,0	77,0	10,2	514,1	42,7	556,8	656,0

Source : Pièce [B-0039](#), p. 5.

[491] Le Distributeur effectue sa planification sur l'ensemble des travaux à réaliser selon deux types d'investissements, ceux à impact main-d'œuvre et les autres. Le tableau suivant présente les investissements du Distributeur par types d'investissements.

TABLEAU 32
SOMMAIRE PAR TYPES D'INVESTISSEMENTS (EN M\$)

TYPES D'INVESTISSEMENTS	Année historique 2015	Autorisé 2016 (D-2016-033)	Année de base 2016	Année témoin 2017
Investissements à impact main-d'œuvre	430,6	450,0	450,0	456,4
<i>Investissements autorisés avant art. 73</i>	9,7	11,7	12,6	11,7
<i>Investissements inférieurs à 10 M\$</i>	393,3	363,3	368,5	383,2
<i>Investissements supérieurs à 10 M\$</i>	27,7	75,0	68,9	61,5
Autres investissements	349,7	232,4	234,4	199,6
<i>Investissements autorisés avant art. 73</i>	0,3	0,3	0,3	0,3
<i>Investissements inférieurs à 10 M\$</i>	108,9	165,9	151,8	173,6
<i>Investissements supérieurs à 10 M\$</i>	240,5	66,2	82,3	25,7
<i>dont projet LAD</i>	227,8	53,2	74,9	
Investissements totaux	780,3	682,4	684,5	656,0
<i>Investissements autorisés avant art. 73</i>	10,0	12,0	12,9	12,0
<i>Investissements inférieurs à 10 M\$</i>	502,1	529,2	520,3	556,8
<i>Investissements supérieurs à 10 M\$</i>	268,2	141,2	151,3	87,2
<i>dont projet LAD</i>	227,8	53,2	74,9	

Source : Pièce [B-0039](#), p. 7.

12.2 PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$

[492] Les projets inférieurs à 10 M\$, estimés à 556,8 M\$, font l'objet de la présente demande d'autorisation.

[493] Le tableau suivant présente l'évolution des investissements inférieurs à 10 M\$ sur la période 2015-2017.

TABLEAU 33
SOMMAIRE DES PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$
PAR CATÉGORIES D'INVESTISSEMENTS (EN M\$)

CATÉGORIES	Année historique 2015	Autorisé 2016 (D-2016-033)	Année de base 2016	Année témoin 2017
Maintien des actifs	214,2	233,5	227,3	251,5
Amélioration de la qualité	10,8	24,3	16,6	15,4
Croissance de la demande	243,1	234,0	241,8	254,6
Respect des exigences	34,1	37,4	34,6	35,3
TOTAL	502,1	529,2	520,3	556,8

Source : Pièce [B-0039](#), p. 9.

[494] Pour l'année témoin 2017, la demande d'autorisation des investissements pour l'ensemble des projets inférieurs à 10 M\$ s'établit à 556,8 M\$ et représente une augmentation de 27,6 M\$ (5,2 %) par rapport au montant autorisé en 2016.

12.3 RÉSULTATS DU BALISAGE ET INDICATEURS DE PERFORMANCE

[495] Dans sa décision D-2016-033, la Régie notait que le Distributeur travaillait avec la firme First Quartile Consulting sur des indicateurs de performance relatifs aux investissements et lui demandait d'en déposer les résultats au présent dossier²⁴⁶.

[496] Selon le Distributeur, il ressort des recherches entreprises par First Quartile Consulting qu'aucune des entreprises contactées ne produit de tels indicateurs et la plupart des entreprises auraient indiqué qu'il s'avérait très difficile de mesurer la performance des investissements à un niveau agrégé, compte tenu de la complexité d'un réseau de distribution d'électricité.

Indicateur externe relatif aux investissements

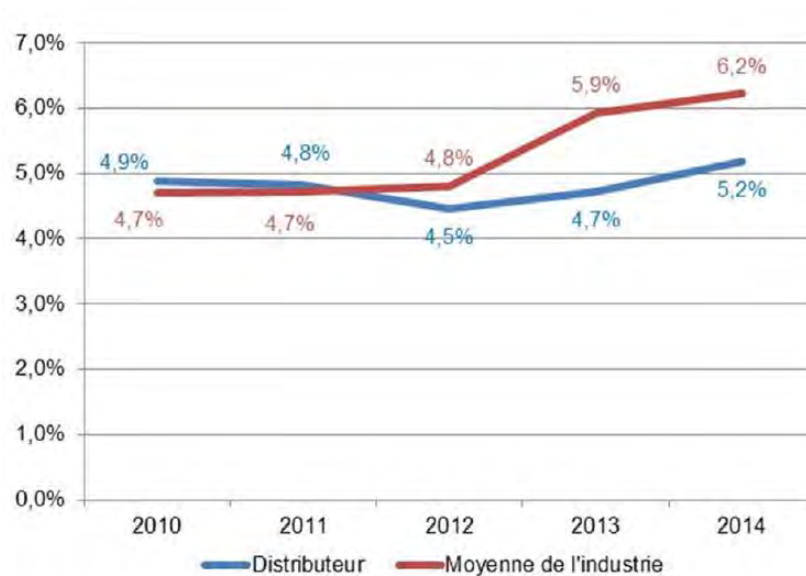
[497] Le Distributeur indique que la valeur et la pertinence d'un indicateur externe dépendent de la disponibilité et de la pérennité de l'information parmi les entreprises

²⁴⁶ Décision [D-2016-033](#), p. 171, par. 651.

participantes, de la qualité et de la comparabilité de l'information entre les entreprises, ainsi que de l'utilité de l'indicateur pour les entreprises. Pour répondre à cette préoccupation, First Quartile Consulting propose de retenir l'indicateur « Investissements annuels par rapport aux immobilisations non amorties », qui respecte ces critères. Selon le Distributeur, l'indicateur proposé est le seul utilisé par l'industrie.

[498] Le Distributeur présente la figure 3, reproduite ci-dessous, où il apparaît que son indicateur est relativement stable sur la période, alors que celui de la moyenne de l'industrie augmente légèrement à compter de 2013. Il conclut que, de façon générale, l'exercice de balisage permet de constater que son niveau d'investissements est comparable à celui de la moyenne de l'industrie.

FIGURE 3
INVESTISSEMENTS ANNUELS PAR RAPPORT
AUX IMMOBILISATIONS NON AMORTIES –
COMPARAISON ENTRE LE DISTRIBUTEUR ET L'INDUSTRIE



Source : Pièce [B-0039](#), p. 24, figure A-1.

[499] Cependant, le Distributeur émet des réserves à l'égard de cet indicateur. Il mentionne :

« L'indicateur proposé est basé sur l'ensemble des investissements, sans égard au type d'autorisation, considérant que le processus d'autorisation pour les projets

d'investissement inférieurs ou supérieurs à 10 M\$ est propre au Distributeur. De plus, aucune donnée relative aux investissements en lien avec les services à la clientèle n'étant recueillie dans l'exercice de balisage de FQC, l'analyse porte uniquement sur les investissements visant le réseau de distribution. Enfin, les investissements liés aux centrales de production, bâtiments, matériel roulant et autres actifs de soutien ne sont pas considérés, puisqu'ils ne sont pas directement liés aux activités du réseau, alors que les investissements liés aux logiciels tels SOGEM sont conservés »²⁴⁷.

Indicateur interne relatif aux investissements

[500] À la suite des résultats obtenus de la part des entreprises contactées par First Quartile Consulting, le Distributeur a exploré le recours, notamment, aux inducteurs suggérés par la Régie (par exemple, charge, énergie ou kilométrage de réseau ajouté), en considérant différents regroupements. Selon le Distributeur, aucun de ces indicateurs ne présente une quelconque utilité aux fins recherchées par la Régie. Il considère qu'afin d'en arriver à une solution satisfaisante et utile, la poursuite des recherches en ce sens s'avère nécessaire et que d'autres inducteurs doivent être explorés.

[501] En regard des indicateurs qui aideraient à évaluer l'ampleur des investissements, la Régie a questionné le Distributeur en audience. Le témoin du Distributeur a expliqué qu'il travaillait actuellement sur son propre indicateur :

« [...] je pense qu'on a des méthodes assez innovatrices puis bien structurées de faire nos évaluations au niveau des investissements [...] on est à travailler déjà depuis quelques mois à un indicateur potentiel qu'on va étudier durant l'année deux mille dix-sept (2017) sur l'état de santé du réseau. [...]

Et en faisant une corrélation entre ces différents éléments-là, on va établir un état de santé du réseau, un diagnostic. Et on veut regarder la possibilité d'utiliser cette plate-forme-là pour faire une corrélation avec les investissements à venir, dans un avenir rapproché ou dans un avenir à plus moyen terme. Et on pense qu'à échéance, cet indicateur-là pourrait servir aussi de reddition sur la valeur des investissements qu'on a faits par rapport à qu'est-ce qu'on souhaitait couvrir par ces investissements-là.

²⁴⁷ Pièce [B-0039](#), p. 23.

Alors, la réponse est : oui, il y a un potentiel, on est en train de l'analyser. Maintenant, ça va se faire sous forme de projet pilote et on pourra émettre des conclusions de cette démarche-là, j'imagine, sur une prochaine cause tarifaire »²⁴⁸.

[502] L'AQCIE-CIFQ recommande à la Régie de ne pas autoriser le montant de 556,8 M\$ demandé par le Distributeur pour les investissements inférieurs à 10 M\$, mais plutôt un montant global de 502 M\$ pour l'ensemble de ces investissements, montant correspondant au niveau des investissements réalisés en 2015. L'intervenant ajoute que ce montant correspond aussi à 90 % des investissements demandés, ce qui excède le pourcentage moyen des investissements réalisés au cours des années par rapport aux montants demandés.

[503] Également, l'AQCIE-CIFQ explore une méthode de quantification des investissements en maintien des actifs. Toutefois, il n'en demande pas l'application, mais recommande d'en faire l'examen, notamment en vue de préciser, le cas échéant, les paramètres à utiliser.

[504] L'UMQ recommande à la Régie de définir avec le Distributeur ce qui constitue un changement significatif au processus de planification budgétaire et de s'assurer de la solidité de son plan d'investissements, à la lumière de la disponibilité des éléments de la main-d'œuvre interne concernés. Finalement, elle recommande à la Régie d'exiger la présentation du nouvel indicateur externe relatif aux investissements chaque année, dans le cadre d'une cause tarifaire ou autrement.

Opinion de la Régie

[505] La Régie reconnaît l'effort fourni par le Distributeur pour permettre une meilleure appréciation du budget d'investissements proposé pour l'année 2017. Elle lui demande de maintenir ce niveau de détail à chaque année dans ses futurs dossiers tarifaires.

[506] La Régie demande au Distributeur de lui faire part, lors du prochain dossier tarifaire, des résultats de son travail sur un indicateur qui pourrait l'aider à évaluer la justesse des montants d'investissements demandés. Par ailleurs, jusqu'à ce que la Régie se prononce sur un nouvel indicateur et malgré les réserves exprimées par le Distributeur,

²⁴⁸ Pièce [A-0040](#), p. 154 et 155.

elle lui demande de continuer de présenter l'indicateur externe développé dans le cadre du balisage sur la performance des investissements lors des prochains dossiers tarifaires.

[507] Finalement, en l'absence d'une proposition d'indicateur interne relatif aux investissements, tel que mentionné par le Distributeur, l'approche actuelle de fournir davantage d'explications sur le processus de planification des investissements demeure un exercice utile et pertinent aux fins recherchées par la Régie.

[508] La Régie juge que le budget des investissements inférieurs à 10 M\$ demandé par le Distributeur pour l'année témoin 2017 est raisonnable. En conséquence, elle autorise jusqu'à concurrence d'un montant de 556,8 M\$ les projets inférieurs à 10 M\$.

12.4 SUIVI DU PROJET LAD

[509] Conformément à la décision D-2013-037²⁴⁹, le Distributeur fournit, au présent dossier, les informations requises relativement au Projet LAD, dont les coûts, les gains d'efficience, les dépenses d'amortissement, l'état des stocks et l'impact tarifaire qui y sont associés.

[510] À cet égard, le Distributeur demande de ne plus déposer, dans le cadre du dossier tarifaire, ce suivi du Projet LAD, compte tenu de la fin du déploiement massif des compteurs de nouvelle génération prévue à la fin de l'année 2016²⁵⁰.

[511] Le Distributeur propose également de mettre un terme aux suivis trimestriels et annuels du Projet LAD demandés par la Régie dans ses décisions D-2012-127²⁵¹ et D-2014-101²⁵² étant donné, d'une part, l'écart favorable constaté entre le coût total du projet à ce jour et le coût total autorisé par la Régie et, d'autre part, l'inclusion, dans les tarifs des années témoins 2013 à 2017, de tous les gains d'efficience prévus et réalisés.

²⁴⁹ [Page 52.](#)

²⁵⁰ Pièce [B-0040](#), p. 5.

²⁵¹ [Pages 120 et 121.](#)

²⁵² [Pages 48 et 49.](#)

[512] Désormais, le Distributeur propose d'effectuer le suivi du Projet LAD dans le cadre de son rapport annuel déposé à la Régie, notamment en ce qui a trait au nombre de compteurs installés, aux coûts du projet et aux plaintes reçues²⁵³.

[513] La FCEI²⁵⁴ et SÉ-AQLPA²⁵⁵ s'objectent à la proposition du Distributeur de mettre un terme aux suivis trimestriels et annuels, puisqu'ils évaluent que le Projet LAD ne pourra être complété qu'en 2017, compte tenu qu'il reste à ce jour 119 000 compteurs difficiles d'accès à remplacer.

[514] La Régie est d'avis que le Projet LAD, tel qu'initialement prévu, n'est pas complété pour le moment. D'une part, elle constate que certains compteurs de nouvelle génération inclus au périmètre initial du projet n'ont pas encore été installés. D'autre part, elle remarque que certaines fonctionnalités additionnelles et complémentaires aux compteurs de nouvelle génération n'ont pas encore été implantées ou sont en cours d'implantation²⁵⁶.

[515] Par ailleurs, la Régie souligne que les données 2016 et 2017 associées au Projet LAD, qui sont présentées dans les différents suivis actuels, sont projetées et donc sujettes à changement.

[516] La Régie ne retient pas la proposition du Distributeur. Elle lui demande de produire le dernier suivi trimestriel ainsi que le suivi annuel pour l'année 2016. Pour l'année 2017, elle lui demande de déposer uniquement les suivis du Projet LAD prévus au dossier tarifaire 2018-2019 ainsi qu'au Rapport annuel. Plus précisément, dans le cadre du dossier tarifaire 2018-2019, elle lui demande de poursuivre la présentation du suivi soumis à la pièce B-0040.

²⁵³ Pièce [B-0174](#), p. 3.

²⁵⁴ Pièces [C-FCEI-0039](#), p. 11 et 12, et [C-FCEI-0056](#), p. 20.

²⁵⁵ Pièce [A-0059](#), p. 183 et 184.

²⁵⁶ Pièce [B-0174](#), p. 5 et [suivi annuel du Projet LAD 2015](#), p. 23.

13. INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

13.1 SUIVI DES RÉSULTATS 2015 ET ANTICIPÉS POUR 2016

[517] Le Distributeur présente au tableau suivant les résultats anticipés pour 2016, soit un budget total de 104 M\$, pour des économies d'énergie de 460 GWh, soit un budget inférieur de 26 M\$ à celui approuvé par la Régie dans sa décision D-2016-033²⁵⁷.

TABLEAU 34
INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
RÉSULTATS ANTICIPÉS POUR 2016

Programmes et activités du Distributeur	D-2016-033		Résultats anticipés		Écart	
	Budget TOTAL (M\$)	Économies d'énergie (GWh)	Budget TOTAL (M\$)	Économies d'énergie (GWh)	Budget TOTAL (M\$)	Économies d'énergie (GWh)
Marché Résidentiel	25	156	25	156	-	-
Marché Affaires - Commercial et institutionnel	28	166	28	166	-	-
Marché Affaires - Industriel	24	136	24	136	-	-
Réseaux autonomes	5	2	5	2	-	-
Innovations technologiques et commerciales	9	1	9	1	-	-
Activités communes	9	-	8	-	(1)	-
Sous-total - M\$ et GWh	100	461	99	461	(1)	-
Gestion de la demande en puissance - M\$ et MW	30	113	6	43	(25)	(70)
TOTAL - Interventions du Distributeur	130		104		(26)	(70)

Source : Pièce [B-0043](#), p. 6.

Note : Le total et les sous-totaux peuvent différer de la somme des données pour cause d'arrondis.

²⁵⁷ Pièce [B-0043](#), p. 6, tableau 1.

[518] Les économies d'énergie cumulées au terme du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) se sont établies à 8,8 TWh à la fin de l'année 2015, soit 10 % au-delà de l'objectif de 8 TWh, avec des dépenses réelles totalisant 1,7 milliard \$.

[519] La Régie prend acte des résultats en économies d'énergie présentés par le Distributeur pour le PGEÉ 2015 et des résultats anticipés pour le PGEÉ 2016. Cependant, compte tenu du report du programme « Charges interruptibles résidentielles-Chauffe-eau », l'impact en puissance du PGEÉ 2016 doit être révisé à la baisse de 83 MW²⁵⁸.

13.2 DEMANDE BUDGÉTAIRE 2017

[520] En 2017, le Distributeur indique qu'il poursuivra l'optimisation des programmes existants par l'adoption d'une stratégie d'intervention impliquant une approche intégrée et des initiatives promotionnelles visant à établir des changements de comportement durables pour l'ensemble de sa clientèle²⁵⁹.

[521] Pour l'année témoin 2017, le Distributeur prévoit que les interventions en efficacité énergétique permettront d'ajouter des économies d'énergie annuelles de 433 GWh, dont 138 GWh, 151 GWh et 135 GWh respectivement pour les marchés Résidentiel, Commercial et Industriel. Ces efforts devraient également permettre l'ajout de 166 MW en moyens de gestion de la demande²⁶⁰.

[522] Le tableau suivant présente la répartition du budget de 115 M\$ prévu par le Distributeur pour la mise en œuvre de ses interventions en efficacité énergétique pour l'année témoin 2017.

²⁵⁸ Pièce [B-0043](#), p. 12, tableau 5.

²⁵⁹ Pièce [B-0043](#), p. 6.

²⁶⁰ Pièce [B-0043](#), p. 25, tableau A-3.

TABLEAU 35
INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
RÉPARTITION BUDGET 2017

	M \$
Marché Résidentiel	20
Marché Affaires - Commercial et institutionnel	22
Marché Affaires - Industriel	18
Gestion de la demande en puissance	29
Réseaux autonomes	9
Innovations technologiques et commerciales	9
Activités communes	8
	115

Source : Pièce [B-0043](#), p. 7.

[523] **La Régie prend acte des intentions du Distributeur de réorienter sa stratégie d'intervention auprès de sa clientèle et de générer davantage d'économies d'énergie provenant d'activités de promotion et de sensibilisation, menant à des changements de comportement durables, plutôt qu'à l'aide de programmes de subvention, dont les impacts énergétiques demeurent incertains.**

[524] **Considérant les résultats historiques du PGEÉ par rapport aux montants accordés et le report du programme « Charges interruptibles résidentielles - Chauffe-eau », la Régie autorise un budget global de 105 M\$ pour les charges et les investissements de l'ensemble des interventions en efficacité énergétique pour l'année témoin 2017, soit une réduction globale des charges de 10 M\$ par rapport au budget demandé par le Distributeur (voir la section 10.2.2.2).**

[525] **Les réserves et ajustements budgétaires découlant de certains programmes spécifiques sont traités dans les sections qui suivent.**

13.3 ENJEUX SPÉCIFIQUES À CERTAINS PROGRAMMES

13.3.1 PROGRAMMES DE GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE

Charges interruptibles résidentielles

[526] À propos du programme « Charges interruptibles résidentielles – Chauffe-eau », le Distributeur indique, dans sa preuve initiale, qu'il « *poursuit des discussions avec les parties prenantes au dossier dont le support est jugé important au succès du programme Charges interruptibles résidentielles – Chauffe-eau* ». Cependant, puisqu'aucune entente n'est encore intervenue, le Distributeur reporte le lancement de l'appel d'offres pour le programme à une date ultérieure qui demeure indéterminée²⁶¹.

[527] Questionné sur les motifs de ce report, le Distributeur précise en audience que l'Institut national de santé publique du Québec ne s'est pas positionné en faveur du déploiement du programme de gestion à distance des chauffe-eau, principalement en raison des risques de légionellose que peut occasionner l'interruption d'un chauffe-eau sur une période de 90 minutes²⁶².

[528] Compte tenu du contexte d'incertitude entourant le programme « Charges interruptibles résidentielles – Chauffe-eau », le Distributeur indique s'être tourné vers des programmes alternatifs qui ont trait à la gestion à distance du chauffage résidentiel. Il précise à cet effet que trois projets pilotes sont en cours, ou en voie de l'être, soit un pour la gestion à distance des plinthes électriques, un pour la gestion du chauffage de type central ainsi qu'un pour la biénergie résidentielle²⁶³.

[529] Pour ce qui est du projet pilote pour la gestion à distance des plinthes électriques, le Distributeur indique, dans sa preuve initiale, qu'il a entrepris en 2016 des travaux afin d'évaluer une technologie de thermostats communicants pour la gestion des plinthes électriques²⁶⁴. En 2017, pour ce même projet, il prévoit un budget de 300 000 \$ provenant du programme « Innovations technologiques et commerciales »²⁶⁵.

²⁶¹ Pièce [B-0043](#), p. 12.

²⁶² Pièce [A-0042](#), p. 92.

²⁶³ Pièce [A-0042](#), p. 77 et 78.

²⁶⁴ Pièce [B-0043](#), p. 14.

²⁶⁵ Pièce [A-0046](#), p. 127.

[530] Pour ce qui est de la gestion du chauffage résidentiel de type central, le Distributeur prévoit démarrer, dès l'hiver 2016-2017, un projet pilote qui s'échelonne sur deux ans et dont l'objectif principal est de mesurer le potentiel de gains énergétiques²⁶⁶. Une somme de 300 000 \$, provenant du programme « Charges interruptibles résidentielles », est prévue par le Distributeur à cet effet²⁶⁷.

[531] Quant à la biénergie résidentielle, le Distributeur indique qu'il réalisera, également au cours de l'hiver 2016-2017, un projet pilote auprès d'un nombre limité de clients afin d'évaluer la faisabilité technique de télécommander les systèmes de chauffage biénergie²⁶⁸. Il confirme, lors de l'audience, que le budget prévu pour ce projet est de 250 000 \$ et qu'il provient également du programme « Charges interruptibles résidentielles »²⁶⁹.

[532] En ce qui a trait aux programmes de charges interruptibles résidentielles, la Régie ne retient du budget de 4 M\$ demandé par le Distributeur qu'un montant de 550 K\$ pour la réalisation de deux projets pilotes : projet pilote de charge interruptibles sur des systèmes de chauffage centraux (300 K\$) et projet pilote biénergie interruptible (250 K\$).

Programme Chauffe-eau à trois éléments

[533] Entre 2011 et 2015, le programme « Chauffe-eau à trois éléments » (CE3É) a bénéficié d'un budget annuel de moins de 1 M\$, pour un cumulatif de 2 M\$ et un impact cumulatif de 8 MW. Lors du précédent dossier tarifaire, le Distributeur demandait, pour l'année 2016, un budget de 2 M\$ et prévoyait des impacts additionnels sur la demande en puissance de 3 MW, grâce à une promotion accrue ainsi qu'une subvention à l'installation²⁷⁰.

[534] Pour 2017, le Distributeur demande également un budget de 2 M\$ pour le programme CE3É et prévoit des impacts additionnels sur la demande en puissance de 2,5 MW²⁷¹.

²⁶⁶ Pièce [B-0043](#), p. 12.

²⁶⁷ Pièce [A-0046](#), p. 127.

²⁶⁸ Pièce [B-0043](#), p. 13.

²⁶⁹ Pièce [A-0046](#), p. 127.

²⁷⁰ Décision [D-2016-033](#), p. 183, par. 692.

²⁷¹ Pièce [B-0043](#), p. 13.

[535] Le Distributeur précise qu'il a effectué un sondage auprès de ses clients afin d'identifier les causes sous-jacentes à la stabilité des ventes depuis 2014, malgré des efforts de promotion soutenus. À propos des résultats de ce sondage, le Distributeur précise :

« Les résultats du sondage démontrent que les clients possédant un chauffe-eau à trois éléments sont satisfaits. Le sondage a aussi permis de confirmer que le Distributeur doit maintenir la promotion de ce produit auprès de la clientèle et des influenceurs (par exemple, vendeurs et installateurs) »²⁷².

[536] À propos de la bonification du programme à l'intention des installateurs, le Distributeur mentionne qu'elle a été reportée à l'automne 2016 et qu'elle se poursuivra en 2017. Il explique à cet effet :

« Actuellement, le Distributeur paie le surcoût de fabrication au manufacturier. Le Distributeur analyse la possibilité d'offrir un soutien promotionnel et financier aux entrepreneurs membres de la Corporation des maîtres mécaniciens en tuyauterie du Québec (CMMTQ) pour l'installation des chauffe-eau à trois éléments. La stratégie du Distributeur d'agir à la fois sur la demande et sur l'offre devrait contribuer à augmenter le taux de pénétration de ces chauffe-eau »²⁷³.

[537] Pour ce qui est de la subvention au manufacturier pour le surcoût des CE3É, le Distributeur prévoit, en 2016 et en 2017, un budget en investissements de 400 000 \$ pour chacune des années²⁷⁴.

[538] Le Distributeur n'a pas convaincu la Régie que sa nouvelle approche visant les incitatifs aux installateurs donnera les résultats escomptés. Dans ce contexte, elle lui demande de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, un bilan sur la pénétration commerciale de ces CE3É.

²⁷² Pièce [B-0085](#), p. 7, rép. q. 2.2.

²⁷³ Pièce [B-0085](#), p. 8, rép. q. 2.4.

²⁷⁴ Pièce [B-0108](#), p. 57.

14. REVENUS REQUIS

[539] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente les revenus requis au montant de 11 787,4 M\$ pour l'année témoin 2017. Conformément aux décisions D-2014-037 et D-2014-034, ce montant est subséquemment ajusté à 11 795,6 M\$, afin de tenir compte des mises à jour au 30 novembre 2016 des charges relatives au BEIÉ et du coût de la dette, respectivement de 12,5 M\$ (voir la section 10.3.3) et de -4,3 M\$ (voir la section 10.5) pour l'année témoin 2017.

[540] Le tableau suivant présente le détail des revenus requis pour les années 2015 à 2017.

TABLEAU 36
REVENUS REQUIS 2017

(en M\$)	2015 Année historique	2016 (D-2016-033) ajustée (1)	2016 Année de base	2017 Année témoin	Variation Année témoin 2017 vs 2016 (D-2016-033)	
Achats d'électricité	5 961,4	6 235,6	6 145,6	5 807,6	(428,0)	(6,9 %)
Service de transport	2 783,9	2 750,9	2 750,9	2 916,6	165,7	6,0 %
Distribution						
Charges brutes directes	1 039,8	980,7	969,2	928,9	(51,8)	(5,3 %)
Charges de services partagés	558,1	553,2	573,2	538,8	(14,4)	(2,6 %)
Coûts capitalisés	(337,0)	(312,7)	(329,0)	(300,4)	12,3	(3,9 %)
Charges d'exploitation	1 260,9	1 221,2	1 213,4	1 167,3	(53,9)	(4,4 %)
Achats de combustible	104,0	69,5	69,5	86,5	17,0	24,5 %
Amortissement et déclassement	683,1	641,8	644,6	927,5	285,7	44,5 %
Comptes d'écarts et de reports	33,1	(8,6)	(8,6)	0,0	8,6	100,0 %
Taxes	51,6	84,0	83,4	114,5	30,5	36,3 %
Autres charges	871,8	786,7	788,9	1 128,5	341,8	43,4 %
Frais corporatifs	32,0	30,6	30,4	31,8	1,2	3,9 %
Rendement de la base de tarification	752,3	731,1	659,8	743,8	12,7	1,7 %
Total Distribution	2 917,0	2 769,6	2 692,5	3 071,4	301,8	10,9 %
Total	11 662,3	11 756,1	11 589,0	11 795,6	39,5	0,3 %

Sources : Pièces [B-0023](#), p. 6 à 8, [B-0125](#), p. 5 et 7, et [B-0126](#), p. 3.

Note 1 : La décision [D-2016-033](#) (p. 135, par. 504) inclut la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation de 30,0 M\$ et les transferts organisationnels suivants :

- Masse salariale de -22,8 M\$ (pièce [B-0028](#), p. 5);
- Autres charges directes de -15,3 M\$ (pièce [B-0029](#), p. 5);
- Charges de services partagés de 36,1 M\$ (pièce [B-0030](#), p. 8);
- Coûts capitalisés de 2,0 M\$ (pièce [B-0032](#), p. 5).

[541] Les revenus requis demandés par le Distributeur pour l'année témoin 2017 sont en hausse de 39,5 M\$ (0,3 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2016.

[542] Cette hausse s'explique principalement par une augmentation de 165,7 M\$ provenant des coûts du service de transport (voir la section 9) et de 295,5 M\$ relatif à la charge d'amortissement des soldes du compte de nivellement de la température pour aléas climatiques (voir la section 10.3.2). Cette augmentation est compensée partiellement par une baisse de 428,0 M\$ des achats d'électricité qui s'explique essentiellement par la variation des comptes de *pass-on* pour un montant créditeur de 356,5 M\$ et un ajustement des contrats spéciaux de 105,8 M\$ (voir la section 8.2)²⁷⁵.

[543] Tenant compte des modifications apportées aux revenus requis dans la présente décision, la Régie autorise le Distributeur à récupérer des revenus requis estimés à 11 694,9 M\$ pour l'année témoin 2017, tels que présentés au tableau suivant.

TABLEAU 37
ESTIMÉ DES REVENUS REQUIS 2017

<i>(en M\$)</i>	<i>Demandés</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Reconnus</i>
Achats d'électricité			
Compte de <i>pass-on</i> 2016 (voir les sections 4.3 et 8.2)		(1,6)	
Ajustement des contrats spéciaux (voir la section 8.2)		5,3	
Total		3,7	
Service de transport (voir la section 9)		(52,7)	
Charges d'exploitation (voir la section 10.2.3)		(30,0)	
Autres charges			
Compte de nivellement pour aléas climatiques (voir les sections 4.3 et 10.3.2)		(6,7)	
Amortissement (voir la section 10.3.2)		(15,0)	
Total		(21,7)	
Revenus requis	11 795,6	(100,7)	11 694,9

²⁷⁵ Pièce [B-0009](#), p. 8, tableau 2.

[544] La Régie demande au Distributeur de mettre à jour les données relatives aux revenus requis 2017, en tenant compte de la présente décision. Elle lui demande donc de déposer le détail du calcul des revenus requis 2017 ainsi ajustés, au plus tard le 14 mars 2017 à 12 h.

15. REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ ET RABAIS SUR VENTES – MÉNAGES À FAIBLE REVENU

15.1 REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ

[545] Les revenus autres que ceux provenant des ventes d'électricité réduisent les revenus requis du Distributeur. Ces autres revenus passent de 174,1 M\$, pour l'année autorisée 2016, à 165,9 M\$ pour l'année témoin 2017, soit une baisse de 8,2 M\$ (-4,7 %).

[546] Le tableau suivant présente le détail des revenus autres que les ventes d'électricité pour les années 2015 à 2017.

TABLEAU 38
REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ

<i>(en M\$)</i>	<i>2015</i> <i>Année historique</i>	<i>2016</i> <i>(D-2016-033)</i>	<i>2016</i> <i>Année de base</i>	<i>2017</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2017</i> <i>vs 2016 (D-2016-033)</i>	
Facturation externe émise	95,4	95,2	92,7	81,4	(13,8)	(14,5 %)
Facturation interne émise	82,4	78,6	79,5	84,3	5,7	7,3%
Crédits d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	0,4	0,3	0,2	0,2	(0,1)	(33,3 %)
Total	178,2	174,1	172,4	165,9	(8,2)	(4,7 %)

Source : Pièce [B-0044](#), p. 3.

Facturation externe émise

[547] Les revenus provenant de la facturation externe émise sont en baisse de 13,8 M\$ (-14,5 %) en 2017 par rapport au montant autorisé pour l'année 2016. Cette baisse

s'explique principalement par une diminution des revenus provenant des frais d'administration de 8,9 M\$ (-15,5 %) en raison du changement de date pour l'application des frais d'administration (voir la section 17.1).

[548] En effet, dans sa décision D-2016-033, la Régie a demandé au Distributeur de modifier, pour une mise en application au 1^{er} avril 2017, les Conditions de service afin que les frais d'administration sur les factures en retard de paiement soient calculés à partir de la date d'échéance de la facture plutôt qu'à partir de la date de facturation.

[549] Les frais de gestion et d'ouverture de dossier s'élèvent à 9,8 M\$ pour l'année témoin 2017, en baisse de 5,4 M\$ (-35,5 %) par rapport au montant reconnu pour 2016. Cette baisse découle des modifications proposées par le Distributeur aux frais liés au service d'électricité, dans le cadre de sa demande relative à la modification des conditions de service d'électricité et aux frais afférents d'Hydro-Québec²⁷⁶.

Facturation interne émise

[550] Les revenus provenant de la facturation interne émise sont en hausse de 5,7 M\$ (7,3 %) en 2017 par rapport au montant autorisé pour l'année 2016.

[551] La Régie approuve les revenus autres que ventes d'électricité pour l'année témoin 2017, tels que présentés par le Distributeur.

15.2 RABAIS SUR VENTES - MÉNAGES À FAIBLE REVENU

[552] Le rabais sur ventes, correspondant au soutien à la consommation courante qui découle de l'entente personnalisée volet B pour les MFR, est présenté en réduction des ventes d'électricité depuis le dossier tarifaire 2016-2017²⁷⁷.

²⁷⁶ Dossier R-3964-2016, pièce [B-0010](#), p. 7 et 8. Le Distributeur propose dans cette demande de ne plus facturer aux clients les demandes d'abonnement faites par l'entremise du site Web ou au moyen de la réponse vocale interactive et de facturer des frais de 25 \$ aux clients qui effectueront leurs demandes par tout autre moyen qui implique l'intervention d'un représentant. Actuellement, le Distributeur applique des frais d'ouverture de dossier de 50 \$ ou, dans le cas d'un changement au dossier, des frais de gestion de 20 \$.

²⁷⁷ Décision [D-2016-033](#), p. 126, par. 470.

[553] Le rabais sur ventes - MFR s'élève à un montant de 14,0 M\$ pour l'année témoin 2017, en baisse de 1,3 M\$ (-8,5 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2016.

[554] Le tableau suivant présente le détail des rabais sur ventes - MFR pour les années 2015 à 2017.

TABLEAU 39
RABAIS SUR VENTES – MÉNAGES À FAIBLE REVENU

<i>(en M\$)</i>	<i>2015</i> <i>Année historique</i>	<i>2016</i> <i>(D-2016-033)</i>	<i>2016</i> <i>Année de base</i>	<i>2017</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2017</i> <i>vs 2016 (D-2016-033)</i>	
Rabais sur ventes - MFR	(10,7)	(15,3)	(12,9)	(14,0)	1,3	-8,5%

Source : Pièce [B-0044](#), p. 4.

[555] **La Régie approuve le rabais sur ventes – MFR pour l'année témoin 2017, tel que présenté par le Distributeur.**

16. RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE

[556] Le Distributeur soumet la répartition de son coût de service par catégories de consommateurs. Il n'apporte aucune modification aux méthodes applicables pour l'année témoin projetée 2017²⁷⁸.

[557] **La Régie prend acte de la répartition du coût de service proposée par le Distributeur.**

²⁷⁸ Pièce [B-0002](#), p. 5.

17. CONDITIONS DE SERVICE

17.1 SUIVI DES ENGAGEMENTS DU DOSSIER TARIFAIRE 2016-2017

[558] Dans sa décision D-2016-033, la Régie a demandé au Distributeur de modifier, pour une mise en application au 1^{er} avril 2017, les Conditions de service afin que les frais d'administration sur les factures en retard de paiement soient calculés à partir de la date d'échéance de la facture plutôt qu'à partir de la date de facturation²⁷⁹.

[559] Conformément à la décision de la Régie, le Distributeur propose la modification suivante à l'article 11.6 des Conditions de service :

« [...] Le défaut de payer à l'échéance entraîne des frais d'administration sur l'arriéré, au taux applicable à la date d'échéance de la facture et déterminé conformément aux « frais d'administration applicables à la facturation par Hydro-Québec » prévus dans les Tarifs. [...] » »²⁸⁰.

[560] Le Distributeur évalue que cette modification amènera annuellement un impact à la baisse d'environ 10 M\$ sur les revenus autres que les ventes d'électricité.

[561] La Régie approuve la modification proposée au texte des Conditions de service.

[562] La Régie demande au Distributeur de produire un addenda aux Conditions de service afin de refléter uniquement le texte du nouvel article 11.6, modifiant la période d'application des frais d'administration.

²⁷⁹ Décision [D-2016-033](#), p. 204, par. 783.

²⁸⁰ Pièce [B-0049](#), p. 3.

17.2 SUIVI DE LA DÉCISION D-2016-118 RELATIF AUX NOUVEAUX ARTICLES 13.1.1 DES CONDITIONS DE SERVICE ET 12.4 J) DES TARIFS

[563] Dans sa décision D-2016-118, la Régie a approuvé de nouvelles dispositions visant l'introduction des frais liés à l'inaccessibilité du compteur²⁸¹.

[564] La Régie note que le Distributeur a produit un addenda aux Conditions de service et aux *Tarifs d'électricité* (les Tarifs) pour refléter ces nouvelles dispositions provisoires, lequel est disponible sur le site Web d'Hydro-Québec, à partir de la page Web des Publications : Loi, règlements et conditions de service d'électricité.

[565] La Régie rappelle au Distributeur que sa décision D-2016-118 prévoit également que l'addenda doit être inclus dans les lettres et avis informant ses clients des frais applicables, avec la mention selon laquelle ces dispositions sont provisoires²⁸².

17.3 MODIFICATIONS DES CONDITIONS DE SERVICE ET DES FRAIS AFFÉRENTS

[566] Le 2 mars 2016, la Régie a été saisie par le Distributeur d'une demande générique afin qu'elle approuve la modification des Conditions de service et des frais afférents²⁸³, laquelle intègre une demande de révision des frais administratifs et des prix liés à l'alimentation électrique en lien avec l'évolution et la simplification des Conditions de service.

[567] En conséquence, le Distributeur ne propose aucune modification aux Conditions de service dans le cadre du présent dossier tarifaire.

²⁸¹ Décision [D-2016-118](#), p. 17, par. 73 et suivants. En vertu de cette décision, ces frais sont entrés en vigueur le 25 juillet 2016.

²⁸² Pièce [B-0049](#), p. 3.

²⁸³ Dossier R-3964-2016, pièce [B-0002](#).

[568] Par ailleurs, les prix et frais liés à l'alimentation électrique, qui apparaissent au chapitre 12 des Tarifs, sont révisés annuellement, conformément à la décision D-2007-81. Cette révision est effectuée sur la base des données disponibles au moment du dépôt du dossier tarifaire en utilisant la grille de calcul de l'annexe VI des Conditions de service.

[569] Considérant le dossier R-3964-2016 en cours, le Distributeur propose le maintien des frais, des allocations monétaires et des prix en vigueur au 1^{er} avril 2016 stipulés dans le chapitre 12 des Tarifs jusqu'à ce qu'une décision soit rendue dans ledit dossier.

[570] Le Distributeur se réserve cependant le droit de présenter une demande éventuelle visant l'ajout de nouveaux frais et prix, similaire à celle qu'il a formulée dans le cadre du dossier R-3964-2016 concernant l'introduction de frais liés à l'inaccessibilité du compteur.

[571] La Régie approuve la proposition du Distributeur de maintenir les frais, allocations monétaires et prix en vigueur au 1^{er} avril 2016, tel que stipulé dans le chapitre 12 des Tarifs.

18. TARIFS D'ÉLECTRICITÉ 2017-2018

18.1 AJUSTEMENT TARIFAIRE POUR L'ANNÉE 2017-2018

[572] Le Distributeur propose, pour l'année 2017-2018, une hausse tarifaire uniforme des tarifs de 1,6 % pour tous les clients, à l'exception des clients industriels de grande puissance, pour lesquels l'ajustement est de 1,1 %, étant donné qu'ils ne sont pas visés par l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale.

18.2 STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS DOMESTIQUES

[573] À la suite des travaux réalisés en séances de travail au printemps 2015, des commentaires formulés par les intervenants et des constats du Distributeur, ce dernier a présenté au dossier R-3933-2015 les orientations qu'il privilégiait au sujet de la stratégie

relative aux tarifs domestiques. Il demandait alors à la Régie de confirmer celles qui serviront d'assises aux propositions déposées lors de la demande tarifaire 2017-2018²⁸⁴.

[574] Dans sa décision D-2016-033, la Régie s'est prononcée sur un certain nombre d'orientations et a demandé au Distributeur de présenter une proposition formelle pour chacune :

- hausse du seuil de la 1^{re} tranche en réseau intégré;
- introduction d'une facture minimale en remplacement de la redevance;
- création d'un tarif distinct pour les plus grands consommateurs domestiques, le tarif DP, applicable aux clients de l'actuel tarif D dont la puissance maximale appelée a été d'au moins 50 kW.

[575] Les tarifs domestiques sont constitués des tarifs D, DM, DT ainsi que du nouveau tarif DP (la lettre P signifiant le mot « puissance »). Pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2015, le Distributeur comptait environ 3,67 millions de clients abonnés aux tarifs domestiques²⁸⁵.

[576] Au présent dossier tarifaire, le Distributeur propose, pour les tarifs D et DP, une structure cible, un plan d'implantation ainsi qu'une proposition de modification du tarif au 1^{er} avril 2017. Il propose des modifications aux tarifs DM et DT en lien avec ses propositions au tarif D.

Tarif D

[577] Le Distributeur présente une proposition de structure cible pour le tarif D incorporant une hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie à 40 kWh par jour, l'abolition de la redevance et son remplacement par une facture minimale. Le tableau suivant présente la structure tarifaire cible du tarif D générant les mêmes revenus qu'avec la structure actuelle²⁸⁶.

²⁸⁴ Dossier R-3933-2015, pièce [B-0051](#), p. 20.

²⁸⁵ Pièce [B-0052](#), p. 64.

²⁸⁶ Pièce [B-0052](#), p. 15.

TABLEAU 40
STRUCTURE CIBLE PROPOSÉE POUR LE TARIF D
(À REVENUS ÉQUIVALENTS)
TARIFS AU 1^{ER} AVRIL 2016

	Prix		Écart
	actuel	cible	
Tarif D			
Redevance (¢/jour)	40,64	0	-40,64
Seuil de la 1 ^{re} tranche d'énergie (kWh/jour)	30	40	10
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,71	6,29	10%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	8,68	10,45	20%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	s.o.	-
Prime de puissance - été (\$/kW)	3,78	s.o.	-
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	s.o.	20,00	20,00
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	s.o.	60,00	60,00

[578] La création du tarif DP permet une simplification du tarif D avec l'abolition de la prime de puissance. À terme, le tarif D n'inclurait plus de redevance d'abonnement ni de prime de puissance. On ne facturerait que l'énergie consommée ou que la facture minimale.

[579] Le Distributeur précise que le remplacement de la redevance par une facture minimale, compensée par une hausse des prix de l'énergie, constitue une réallocation des revenus de 400 M\$ de la composante fixe du tarif vers la composante énergie.

[580] L'ensemble des modifications a pour effet d'accroître la progressivité du tarif D. Au global, ces changements contribuent à alléger la facture électrique des plus petits consommateurs, dont les MFR, tout en favorisant l'efficacité énergétique.

[581] Le Distributeur se dit toutefois préoccupé par la rapidité et l'importance avec laquelle le prix de la 2^e tranche d'énergie augmenterait au cours des prochaines années, dans le contexte de la révision des tarifs domestiques :

« Le Distributeur est préoccupé par la perception négative de la clientèle domestique relativement à une position concurrentielle défavorable de l'électricité par rapport au gaz naturel ainsi que par son effet à long terme sur les décisions des consommateurs. Le fait d'augmenter de façon plus importante le prix de la 2^e tranche amplifierait cette perception négative »²⁸⁷.

[582] Pour 2017-2018, le Distributeur propose une hausse uniforme des deux tranches d'énergie, insistant sur le fait que la progressivité du tarif ne vient pas uniquement de la hausse plus rapide du prix de la 2^e tranche, mais également de l'abolition de la redevance et de l'augmentation du seuil de la 1^{re} tranche.

[583] En audience, le Distributeur a cité le contexte énergétique caractérisé par des surplus énergétiques importants jusqu'en 2026, une croissance de la demande qualifiée de très faible, soit de 0,5 %, ainsi que la révision des coûts évités de puissance à long terme. Il mentionne également que le contexte de l'Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires actuelles dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel ainsi que les différentes avenues explorées à travers les DDR formulées par la Régie ont guidé sa démarche²⁸⁸.

[584] Ces éléments incitent le Distributeur à revoir, lors de l'audience, sa proposition pour le tarif D. Ainsi, l'alternative analysée par la Régie consistant à procéder par étape et à ne considérer qu'une hausse du seuil de la 1^{re} tranche lui apparaît appropriée. Pour le Distributeur, cette alternative consisterait pour 2017 à :

- geler la redevance;
- reporter l'introduction d'une facture minimale;
- hausser le seuil de la 1^{re} tranche à 33 kWh par jour;
- appliquer une hausse uniforme des prix d'énergie des deux tranches²⁸⁹.

²⁸⁷ Pièce [B-0052](#), p. 21.

²⁸⁸ Pièce [A-0042](#), p. 26 à 27.

²⁸⁹ Pièce [B-0190](#), p. 28.

[585] À l'appui de sa proposition de hausse uniforme, le Distributeur précise, en argumentation, qu'en plus de la position concurrentielle de l'électricité face aux autres formes d'énergie, dans le domaine de la chauffe surtout²⁹⁰ :

« [...] le prix de la 1^{re} tranche du tarif G est également un facteur à considérer dans l'établissement de la hausse du prix de la 2^e tranche. Au-delà de ce prix, le signal de prix deviendrait inopérant puisque les plus grands consommateurs du tarif D migreraient vers le tarif G.

De plus, une hausse rapide et importante du prix de la 2^e tranche est de nature à mettre à risque les ventes au tarif D »²⁹¹.

[586] Compte tenu du contexte, le Distributeur juge qu'il est raisonnable d'appliquer une hausse uniforme des prix d'énergie. Les impacts minimums et médians des plus petits consommateurs, dont les MFR, restent plus faibles que ceux des plus grands consommateurs.

[587] L'ACEFQ soutient que la hausse uniforme des prix d'énergie proposée par le Distributeur défavorise les petits consommateurs d'énergie et bon nombre de MFR :

« En justifiant une hausse uniforme des prix des deux tranches au tarif D par son souhait d'augmenter la position concurrentielle de l'électricité par rapport au gaz entre autres raisons, le Distributeur favorise les grands consommateurs d'énergie au détriment des petits consommateurs »²⁹².

[588] L'ACEFQ fait remarquer que le prix proposé de la 2^e tranche d'énergie, bien que supérieur au coût évité du chauffage électrique de court terme, demeure bien en deçà des coûts évités de long terme. Elle rappelle également que l'an dernier, le Distributeur était d'avis que le prix de la 2^e tranche d'énergie devait tendre vers le coût évité de long terme pour le chauffage des locaux.

²⁹⁰ Pièce [A-0057](#), p. 83.

²⁹¹ Pièce [B-0190](#), p. 28 et 29.

²⁹² Pièce [C-ACEFQ-0009](#), p. 5.

[589] L'ACEFQ recommande donc à la Régie de rejeter la proposition du Distributeur d'ajuster de façon uniforme les prix des deux tranches d'énergie au tarif D pour l'année tarifaire 2017-2018.

[590] Selon l'ACEFQ, le prix de la 1^{re} tranche d'énergie étant plus faible que celui de la 2^e tranche, une hausse du seuil de la 1^{re} tranche permettrait d'alléger la facture d'électricité des petits consommateurs d'énergie et bon nombre de MFR.

[591] L'intervenante considère important que la hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie soit implantée le plus rapidement possible. Comme un MFR consomme en moyenne 62 kWh par jour en hiver, la hausse proposée de 2 kWh de plus représente bien peu d'amélioration pour lui, compte tenu qu'il doit payer aussi le prix plus élevé de sa consommation en 2^e tranche d'énergie :

« Nous recommandons respectueusement à la Régie d'indiquer au Distributeur d'implanter le plus rapidement possible le nouveau seuil de la première tranche d'énergie de 40 kWh par jour afin que les consommateurs puissent en profiter significativement »²⁹³.

[592] L'ACEFQ comprend que la proposition du Distributeur d'introduire une facture minimale en remplacement de la redevance a été approuvée l'an dernier par la Régie, mais que cette dernière laisse au Distributeur le soin de lui soumettre une proposition formelle en ce sens lors de la demande tarifaire 2017-2018.

[593] L'ACEFQ rappelle que pour fournir de l'électricité aux consommateurs, tout distributeur doit installer certains appareils, tels les compteurs et les lignes de branchement, dont le coût est indépendant du volume d'électricité consommé. Certains autres coûts, tels les frais liés aux services à la clientèle, ne varient pas non plus avec le volume de consommation.

[594] Ces coûts fixes sont généralement récupérés par l'intermédiaire d'une redevance d'abonnement dans la plupart des juridictions nord-américaines. Si l'on doit abolir la redevance, l'ACEFQ est d'avis que l'allocation du coût d'abonnement à la 1^{re} tranche d'énergie serait plus appropriée qu'une allocation à la 2^e tranche d'énergie, afin de les faire assumer de façon équitable par chaque abonné.

²⁹³ Pièce [C-ACEFQ-0009](#), p. 12.

[595] L'ACEFQ souligne que certains pourraient argumenter qu'une telle allocation défavorise les MFR et les petits consommateurs et que, par conséquent, la Régie ne doit pas la considérer :

« Nous soumettons respectueusement que dans ce cas spécifique d'allocation du coût d'abonnement, le critère d'équité entre les clients domestiques est le plus important. On ne peut pas favoriser les MFR en créant des iniquités envers les clients chauffés à l'électricité et aux clients agricoles »²⁹⁴.

[596] OC estime que la structure cible proposée par le Distributeur respecte les orientations retenues par la Régie lors du précédent dossier tarifaire. Elle souligne que cette structure a pour effet d'avantager 63 % de la clientèle, dont la plupart sont de petits consommateurs, comme les locataires et les MFR. Bien qu'elle estime longue la période d'implantation souhaitée par le Distributeur, OC est consciente du fait qu'il est nécessaire de l'implanter progressivement, vu l'impact potentiel sur la clientèle, notamment les grands consommateurs²⁹⁵.

[597] À la suite de son analyse, OC recommande à la Régie d'adopter la proposition du Distributeur pour l'établissement des tarifs de 2017 avec une modification, soit de hausser deux fois plus le prix de la 2^e tranche que la 1^{re}, une orientation souhaitée par la Régie dans sa dernière décision.

[598] Par ailleurs, OC dit avoir pris connaissance des DDR de la Régie où plusieurs scénarios alternatifs ont été analysés. Dans ces scénarios, il est envisagé de retarder l'implantation de la facture minimale et de conserver la redevance d'abonnement. L'intervenante constate également que la Régie est saisie d'une demande d'Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires actuelles dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel²⁹⁶.

[599] Dans ce contexte, OC ne s'opposerait pas à l'adoption d'un scénario alternatif pour fixer les tarifs de 2017-2018. À cet égard, l'intervenante privilégie le scénario de la Régie dans lequel la redevance d'abonnement est maintenue, le seuil de la 1^{re} tranche augmenté à 33 kWh/jour et la hausse de prix se fait deux fois plus sur la 2^e tranche que sur la 1^{re}. Selon OC, ce scénario permet, entre autres, de favoriser les MFR.

²⁹⁴ Pièce [C-ACEFQ-0009](#), p. 25.

²⁹⁵ Pièce [C-OC-0022](#), p. 8.

²⁹⁶ Dossier R-3972-2016.

[600] L'UC souligne que les analyses d'impact du Distributeur reposent sur des simulations utilisant des données normalisées. Pour apprécier l'ampleur des impacts réels et possibles de la stratégie tarifaire proposée par le Distributeur, l'intervenante lui demande de présenter la distribution des impacts de la hausse et de la stratégie proposée à partir des données réelles de l'année 2014.

[601] Le Distributeur répond que :

« [...] les impacts résultant de simulations tarifaires sur la base de données de consommation normalisées constituent un scénario centré puisque la normalisation des données de consommation permet d'éviter de surestimer les impacts, comme le feraient des données pour une année froide, ou à l'inverse, de les sous-estimer, comme le feraient des données pour une année chaude »²⁹⁷.

[602] L'UC recommande que le Distributeur présente, à partir du prochain dossier tarifaire, les impacts de ses propositions tarifaires sur les clients résidentiels en utilisant des données de consommation réelles d'une année de froid extrême.

[603] En argumentation, l'UC souligne l'ouverture dont le Distributeur a fait preuve en présentant en audience une alternative à la révision proposée du tarif D. Ce dernier a reconnu l'impact important que pouvait avoir l'élimination de la redevance.

[604] L'UC se dit en accord avec l'alternative proposée pour le tarif D, soit le gel de la redevance, le report de l'introduction de la facture minimale, la hausse du seuil de la 1^{re} tranche à 33 kWh/jour et une hausse uniforme des prix d'énergie²⁹⁸.

[605] L'UPA s'étonne que pour l'année 2015, le Distributeur dénombre 44 133 abonnements agricoles admissibles au tarif D, soit une hausse de 20 %²⁹⁹. Elle précise qu'actuellement, la répartition de la consommation de la clientèle agricole au tarif D entre la 1^{re} et la 2^e tranche d'énergie est de 27 % en 1^{re} tranche et 73 % en 2^e tranche. Dans la structure cible, cette proportion passerait à 34 % en 1^{re} tranche et 66 % en 2^e tranche.

²⁹⁷ Pièce [B-0087](#), p. 13.

²⁹⁸ Pièce [C-UC-0012](#), p. 3.

²⁹⁹ Pièce [C-UPA-0009](#), p. 3.

[606] Malgré les bénéfices escomptés du changement de seuil de la 1^{re} tranche, si l'on appliquait maintenant la structure cible aux données 2015, l'impact se traduirait par une hausse moyenne de 7,5 % pour la clientèle agricole, et ce, excluant toute augmentation tarifaire annuelle et l'impact de la facture minimale.

[607] Selon l'UPA, l'atteinte de la structure cible serait, en moyenne, avantageuse pour 55 % des abonnements de la clientèle agricole, soit ceux consommant moins de 20 000 kWh/an. Toutefois, il ne faut pas perdre de vue la réalité des compteurs additionnels opérant sur une base saisonnière. Les exploitations agricoles avec compteurs multiples verront leur facture annuelle augmentée par l'introduction d'une facture minimale.

[608] Considérant ce qui précède, l'UPA demande à la Régie de ne pas approuver la modification du tarif D pour les entreprises agricoles se situant dans des strates de consommation supérieures à 100 000 kWh/an, étant donné qu'elles subiraient des impacts importants³⁰⁰.

Opinion de la Régie

[609] La Régie rappelle que dans le cadre de la décision D-2016-033, elle s'est prononcée sur les grandes orientations privilégiées par le Distributeur, le détail des propositions formelles et les simulations des impacts sur les différentes clientèles devant être examinés au présent dossier.

[610] C'est ainsi que le Distributeur suggérait, l'an dernier, une démarche en deux temps :

« Compte tenu de la multitude de scénarios qui pourraient être demandés par la Régie et les intervenants relativement aux tarifs domestiques et dans le contexte où le Distributeur demande à la Régie de confirmer les orientations qui lui serviront d'assise à la proposition qui sera déposée dans le dossier tarifaire 2017-2018, le Distributeur choisit à ce stade-ci de s'en tenir à une analyse qualitative des impacts du scénario demandé.

[...]

³⁰⁰ Pièce [C-UPA-0019](#), p. 10.

En statuant d'abord sur les objectifs visés et les grandes orientations, le Distributeur sera davantage en mesure de développer, dans le prochain dossier tarifaire, des scénarios qui y répondent globalement »³⁰¹.

[611] Au présent dossier, la Régie doit donc s'assurer que, d'une part, les propositions formelles déposées par le Distributeur respectent les motifs invoqués l'an dernier et sont conformes aux conditions ayant mené à l'acceptation des différentes orientations retenues.

[612] La Régie doit décider, d'autre part, à la lumière des simulations démontrant les impacts sur les différentes clientèles et considérant le fin détail des propositions, s'il est dans l'intérêt public d'implanter chacun des éléments de la proposition du Distributeur et d'adopter les scénarios d'implantation proposés.

[613] Bien que regroupés sous trois thèmes dans la décision D-2016-033, la Régie considère qu'il y a quatre éléments distincts dans la réforme tarifaire proposée au tarif D :

- la hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie de 30 à 40 kWh/jour;
- l'introduction d'une facture minimale;
- la réduction graduelle et l'élimination de la redevance, qui serait remplacée par la facture minimale;
- la création d'un nouveau tarif pour les grands consommateurs facturés en puissance, le tarif DP.

[614] La Régie rappelle que dans sa preuve déposée au dossier tarifaire R-3933-2015, le Distributeur affirmait :

« Le Distributeur partage l'avis de plusieurs intervenants selon lequel une 1^{re} tranche de consommation à un prix plus faible contribue à alléger la facture d'électricité des ménages à faible revenu et répond en partie aux préoccupations gouvernementales de tenir compte de la capacité de payer des ménages »³⁰².

³⁰¹ Dossier R-3933-2015, pièce [B-0071](#), p. 23.

³⁰² Dossier R-3933-2015, pièce [B-0051](#), p. 17.

[615] Le Distributeur confirme, en audience, qu'il partage toujours cet avis, en précisant toutefois qu'il y a des MFR consommant en 2^e tranche³⁰³.

[616] Dans sa preuve du dossier tarifaire 2015, au sujet de la hausse du seuil de la 1^{re} tranche, le Distributeur affirmait :

« Cette mesure permettrait d'augmenter davantage le prix de la 2^e tranche et ainsi atteindre plus rapidement le signal de prix marginal de long terme sans toucher plus significativement les abonnements pour les usages en commun et les grandes exploitations agricoles dans la mesure où un éventuel tarif D2 serait introduit à leur intention »³⁰⁴. [nous soulignons]

[617] Le Distributeur confirme également cette année que c'est par le prix de la 2^e tranche d'énergie que l'on peut atteindre plus rapidement le signal de prix marginal de long terme³⁰⁵.

[618] Pour ce qui est de la proposition de remplacer la redevance par une facture minimale, le Distributeur confirme être toujours d'accord avec la réponse fournie à la Régie au dossier R-3933-2015, à savoir :

« L'introduction d'une facture minimale n'irait pas à l'encontre de la préoccupation émise par décret par le gouvernement du Québec à l'endroit des MFR [note de bas de page omise] puisque le Distributeur pourrait, sans compromettre l'objectif visé par la facture minimale, atténuer les impacts sur la clientèle, notamment les MFR, en adaptant sa stratégie d'ajustement des autres composantes. En effet, bien que le remplacement de la redevance par une facture minimale impliquerait nécessairement une hausse de l'un ou de l'autre des prix de l'énergie, le fait de faire porter davantage la hausse, qui y serait associée, sur le prix de la 2^e tranche plutôt que sur celui de la 1^{re} tranche permettrait d'augmenter la contribution aux coûts fixes des très petits clients, d'améliorer le signal de prix et de continuer d'atténuer les impacts pour les MFR »³⁰⁶.

[nous soulignons]

³⁰³ Pièce [A-0046](#), p. 70 et 71.

³⁰⁴ Dossier R-3933-2015, pièce [B-0051](#), p. 17.

³⁰⁵ Pièce [A-0046](#), p. 72.

³⁰⁶ Dossier R-3933-2015, pièce [B-0071](#), p. 17 et 18.

[619] Le Distributeur précise cette année :

« Effectivement, le fait de moins augmenter le prix de la première tranche, dans le contexte où je vous disais tout à l'heure que, qu'il y a quand même une bonne partie des ménages à faible revenu en première tranche, effectivement, ça a un impact moindre sur eux.

Par contre, avec la proposition qu'on vous fait cette année d'une hausse uniforme, on trouve raisonnables les impacts qui, qu'on a illustrés notamment par le segment MFR. Donc on considère que, globalement, ça continue quand même de répondre aux préoccupations »³⁰⁷.

[620] Enfin, le Distributeur concluait sa preuve au dossier R-3933-2015 en affirmant, entre autres :

« Les orientations privilégiées par le Distributeur sont : l'introduction d'une facture minimale en remplacement de la redevance, un seuil de la 1^{re} tranche plus élevé pour capter la notion de chauffage de base, la création d'un tarif distinct pour les grands consommateurs (tarif D2), tout en maintenant la stratégie d'ajustement différencié des prix de l'énergie pour améliorer le signal de prix à la marge, et le recours à des programmes de gestion de la consommation plutôt qu'à l'introduction d'une TDT.

[...]

Le Distributeur considère que ces orientations rejoignent en grande partie celles des intervenants. Ainsi, il demande à la Régie de confirmer les orientations qui lui serviront d'assise à la proposition qui sera déposée dans le dossier tarifaire 2017-2018 »³⁰⁸. [nous soulignons]

[621] Interrogé par la Régie quant à l'adéquation des propositions présentées dans le cadre du présent dossier et les grandes orientations retenues dans la décision D-2016-033, le Distributeur affirme en audience :

³⁰⁷ Pièce [A-0046](#), p. 75 et 76.

³⁰⁸ Dossier R-3933-2015, pièce [B-0051](#), p. 20.

*« Notre proposition reflète les orientations retenues par la Régie. Donc si vous regardez, par exemple, les structures cibles qu'on vous a présentées, donc elles reflètent intégralement les orientations retenues par la Régie. La seule nuance dans notre proposition de deux mille dix-sept (2017), c'est qu'on vous propose d'appliquer la hausse sur les prix d'énergie, donc la hausse, qu'on l'applique uniformément plutôt que deux fois plus en deuxième qu'en première tranche »³⁰⁹.
[nous soulignons]*

[622] La Régie ne partage pas l'opinion exprimée par le Distributeur lorsqu'il qualifie de nuance l'adoption d'une stratégie de hausse uniforme plutôt que différenciée du prix des tranches d'énergie. L'augmentation du signal de prix en 2^e tranche était un argument pivot au cœur des propositions du Distributeur au dossier R-3933-2015. L'intensification du signal de prix en 2^e tranche et l'allègement de la facture des petits consommateurs, où se retrouve la majorité des MFR, constituaient les deux motifs principaux sur lesquels s'appuyait la Régie dans sa décision D-2016-033.

[623] Dans sa décision D-2016-033, la Régie précisait également :

« [935] La Régie est appelée à se prononcer sur les orientations proposées par le Distributeur à l'égard de la stratégie relative aux tarifs domestiques. Les modalités fines d'application seront proposées et étudiées lors de la demande tarifaire 2017-2018 »³¹⁰. [nous soulignons]

[624] Avec le dépôt de la proposition détaillée du Distributeur à l'égard de la structure cible proposée pour le tarif D, un élément nouveau est apparu, soit le risque de migration des clients du tarif D vers les tarifs généraux. En réponse à une DDR de la Régie, le Distributeur affirmait :

« Autrement dit, il y a une limite au signal de prix de la 2^e tranche, lequel est le prix de la 1^{re} tranche d'énergie du tarif G. Au-delà de cette limite, le signal de prix est inopérant puisque le client pourrait choisir de migrer à un tarif plus avantageux »³¹¹.

³⁰⁹ Pièce [A-0046](#), p. 68.

³¹⁰ Décision [D-2016-033](#), p. 243.

³¹¹ Pièce [B-0108](#), p. 71.

[625] Le Distributeur confirme, en audience, qu'étant donné que le prix de la 1^{re} tranche au tarif G est actuellement de 9,71 ¢/kWh, on ne devrait pas pousser le prix de la 2^e tranche d'énergie au-delà de 9,71 ¢/kWh³¹².

[626] Or, en réponse à l'engagement n° 20, le Distributeur confirme que si l'on devait limiter le prix de la 2^e tranche à 9,71 ¢/kWh, en hausse de 12 % par rapport au prix de 2016, le prix de la 1^{re} tranche d'énergie devrait augmenter à 6,80 ¢/kWh, soit de 19 % par rapport au prix de 2016³¹³.

[627] On se retrouverait donc avec une hausse différenciée où c'est le prix de la 1^{re} tranche qui augmenterait nettement plus rapidement que celui de la 2^e tranche, à l'opposé de ce qui a été présenté au dossier R-3933-2015 et accepté dans la décision D-2016-033 :

*« [956] La Régie demande au Distributeur de soumettre une proposition formelle en ce sens lors de la demande tarifaire 2017-2018. Cette proposition devra notamment inclure une simulation démontrant les impacts, sur les différentes clientèles ainsi que par strate de consommation, de l'introduction d'une facture minimale et de l'élimination de la redevance compensée par une hausse deux fois plus importante du prix de l'énergie en 2^e tranche qu'en 1^{re} tranche. Le Distributeur devra également présenter des scénarios d'implantation graduelle d'une telle modification, afin de préserver la stabilité tarifaire »*³¹⁴.

[nous soulignons]

[628] En réponse à la DDR d'OC relativement au remplacement de la redevance par une facture minimale, le Distributeur répond :

*« C'est avant tout la volonté de simplifier le tarif et la possibilité d'accentuer le signal de prix qui ont mené le Distributeur à proposer une structure tarifaire cible presque entièrement en fonction de la consommation »*³¹⁵. [nous soulignons]

³¹² Pièce [A-0046](#), p. 83.

³¹³ Pièce [B-0179](#), p. 4.

³¹⁴ Décision [D-2016-033](#), p. 247.

³¹⁵ Pièce [B-0083](#), p. 30.

[629] La Régie constate que l'élément de la réforme qui a le plus grand impact sur les prix de l'énergie est clairement le remplacement de la redevance, lequel transférerait 400 M\$ de coûts fixes en coûts variables, donc sur les prix d'énergie.

[630] L'autre changement important cette année, mentionné par le Distributeur, est le contexte énergétique caractérisé par des surplus énergétiques importants, une faible croissance de la demande ainsi que la révision des coûts évités de puissance à long terme.

[631] En réponse à l'engagement n° 20, le Distributeur confirme qu'en raison des nouveaux éléments de contexte, il propose :

« [...] de ralentir le rythme de croissance du prix de la 2^e tranche et d'appliquer en 2017 une hausse uniforme des prix d'énergie. Suivant cette même logique, le Distributeur est d'avis que l'élimination de la redevance doit être réévaluée puisqu'elle amplifie la hausse des prix d'énergie que les clients au tarif D devront assumer »³¹⁶. [nous soulignons]

[632] La Régie considère le changement de contexte énergétique présenté par le Distributeur comme un facteur important. Elle note particulièrement que la prévision des ventes normalisées pour les tarifs D et DM pour l'année 2016 est en baisse de 2 179 GWh par rapport à la prévision de 2016 effectuée à l'automne 2015³¹⁷. Ceci met en exergue le risque que représente la proposition du Distributeur d'abolir la redevance et de proposer une structure tarifaire cible presque entièrement en fonction de la consommation.

[633] Aussi, à la lumière de l'évolution du contexte énergétique, considérant les limites quant aux possibilités d'accentuer le signal de prix de la 2^e tranche, et à la suite de l'examen du fin détail de la proposition de structure tarifaire cible pour le tarif D, la Régie rejette l'idée d'éliminer la redevance. Elle se prononce plutôt en faveur du maintien de la redevance au niveau actuel.

[634] Le Distributeur précise en argumentation que sa proposition, qui était alternative, est devenue sa proposition, à la lumière des témoignages et du dialogue réglementaire découlant des DDR de la Régie³¹⁸.

³¹⁶ Pièce [B-0179](#), p. 3.

³¹⁷ Pièce [B-0190](#), p. 21.

³¹⁸ Pièce [A-0057](#), p. 81.

[635] La nouvelle proposition du Distributeur au 1^{er} avril 2017 pour le tarif D devient donc :

- gel de la redevance de 0,4064 ¢ par jour;
- reporter l'introduction d'une facture minimale;
- hausse du seuil de la 1^{re} tranche de 30 à 33 kWh/ jour;
- hausse uniforme des prix d'énergie;
- retrait des primes de puissance.

[636] Cette proposition correspond, à une exception près, soit la hausse uniforme des prix d'énergie, au scénario demandé par la Régie. Avec la réponse à la DDR n° 6, tableau R-1.1, le Distributeur démontre qu'il est possible de mener à terme la hausse du seuil de la 1^{re} tranche de 30 à 40 kWh/jour, tout en réduisant les impacts sur les prix d'énergie, malgré une hausse différenciée du prix des tranches d'énergie³¹⁹.

TABLEAU R-1.1 :
SCÉNARIO CIBLE POUR LE TARIF D REFLÉTANT UNIQUEMENT LA
HAUSSE DU SEUIL DE LA 1^{RE} TRANCHE À 40 KWH PAR JOUR
(À REVENUS ÉQUIVALENTS)
TARIFS AU 1^{ER} AVRIL 2016

Hausse 2 fois plus en 2 ^e qu'en 1 ^{re} tranche	Prix		Écart
	actuel	cible	
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	0
Seuil de la 1 ^{re} tranche d'énergie (kWh/jour)	30	40	10
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,71	5,88	3%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	8,68	9,21	6%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	s.o.	-
Prime de puissance - été (\$/kW)	3,78	s.o.	-
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	s.o.	s.o.	-
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	s.o.	s.o.	-

[637] La Régie remarque que ce scénario porterait à terme le prix de la 2^e tranche d'énergie à 9,21 ¢/kWh, une hausse limitée de 6 % et à un prix bien inférieur au prix de la 1^{re} tranche d'énergie au tarif G, qui est de 9,71 ¢/kWh. Ce prix est également nettement plus bas que le prix de 10,45 ¢/kWh, selon la structure cible de la proposition originale du Distributeur. De plus, ce scénario respecterait les motifs et conditions présentés et acceptés par la Régie dans sa décision D-2016-033.

³¹⁹ Pièce [B-0155](#), p. 6.

[638] **Par conséquent, la Régie accepte la proposition du Distributeur de hausser, à terme, le seuil de la 1^{re} tranche à 40 kWh/jour, afin de couvrir une portion du chauffage de base en réseau intégré. Elle accepte une hausse du seuil de la 1^{re} tranche à 33 kWh/jour au 1^{er} avril 2017.**

[639] Malgré l'impact atténué sur le prix de la 2^e tranche d'énergie présenté au tableau R-1.1, le Distributeur maintient sa position à l'effet qu'une hausse uniforme des prix d'énergie demeure préférable. Il ajoute qu'une hausse rapide et importante du prix de la 2^e tranche est de nature à mettre à risque les ventes au tarif D :

« Compte tenu du contexte, il n'est pas déraisonnable d'appliquer une hausse uniforme des prix d'énergie. Les impacts minimums et médians des plus petits consommateurs, dont les MFR, restent plus faibles que ceux des plus grands consommateurs (propriétaires TAE maisons-plex et clients agricoles).

Ainsi, malgré la hausse plus élevée du prix de la 1^{re} tranche, certains clients vont bénéficier de la hausse du seuil de la 1^{re} tranche : le premier n'annule pas le dernier »³²⁰.

[640] Le Distributeur précise en argumentation qu'en plus de la position concurrentielle de l'électricité face aux autres formes d'énergie « dans le domaine de la chauffe surtout »³²¹, « le prix de la 1^{re} tranche du tarif G est également un facteur à considérer dans l'établissement de la hausse du prix de la 2^e tranche »³²².

[641] La Régie précise que ce second argument ne tient plus si, comme on le voit au tableau R-1.1, la redevance est maintenue, le prix de la 2^e tranche d'énergie demeurant bien inférieur au prix de la 1^{re} tranche du tarif G.

[642] Quant au premier argument, soit la position concurrentielle de l'électricité face aux autres formes d'énergie dans le domaine de la chauffe, la Régie ne considère pas la preuve présentée au dossier, notamment aux pages 19 à 21 de la pièce B-0052³²³, comme une réponse suffisante à sa demande contenue dans sa décision D-2016-033 :

³²⁰ Pièce [B-0190](#), p. 29.

³²¹ Pièce [A-0057](#), p. 83.

³²² Pièce [B-0190](#), p. 28 et 29.

³²³ Pièce [B-0052](#).

« [854] Avant de suspendre la stratégie de hausse différenciée entre les deux tranches d'énergie ou d'en fixer les limites, la Régie demande au Distributeur, le cas échéant, de déposer, lors d'une prochaine demande tarifaire, une analyse de la position concurrentielle de l'électricité et du gaz naturel comme source de chauffage, incluant une analyse de la rentabilité des ventes marginales d'électricité pour le marché de la chauffe résidentielle ainsi qu'une analyse de sensibilité démontrant les effets négatifs de la perte éventuelle d'une portion du marché de la chauffe résidentielle »³²⁴.

[643] Au dossier R-3541-2004, le Distributeur proposait les bases de la stratégie tarifaire actuelle aux tarifs domestiques et la Régie a amorcé son application avec la décision D-2005-34. L'écart de prix entre la 1^{re} et la 2^e tranche d'énergie était alors de 26 %³²⁵.

[644] La Régie note que le prix de la 2^e tranche d'énergie en 2016 est de 52 % plus élevé que le prix de la 1^{re} tranche. Les discussions autour de la limite à cette stratégie de hausse différenciée apparaissent donc légitimes. Si la preuve permettant d'affirmer que le plafond quant au différentiel de prix entre les tranches d'énergie est déjà atteint ne lui semble pas suffisante, la Régie convient qu'un tel plafond existe.

[645] Le Distributeur affirme qu'en raison des nouveaux éléments de contexte, soit une prévision de la demande plus faible, ce qui accroît les surplus énergétiques et justifie la révision des coûts évités en puissance, il convient « de ralentir le rythme de croissance du prix de la 2^e tranche et d'appliquer en 2017 une hausse uniforme des prix d'énergie »³²⁶. [nous soulignons]

[646] Le concept de hausse différenciée a permis à la Régie d'atténuer les impacts tarifaires auprès des petits consommateurs, parmi lesquels se retrouve une nette majorité des MFR. Il s'agit d'une mesure tarifaire importante pour la Régie. Sans remettre en cause le concept de hausse différenciée, la Régie doit également tenir compte du contexte énergétique ainsi que du fait que l'écart de prix entre les deux tranches d'énergie a doublé depuis 10 ans.

³²⁴ Décision [D-2016-033](#), p. 223.

³²⁵ Décision [D-2005-34](#), p. 135.

³²⁶ Pièce [B-0179](#), p. 3.

[647] La Régie reconnaît, comme le souligne le Distributeur, que le caractère progressif du tarif D ne vient pas uniquement de la hausse plus rapide du prix de la 2^e tranche. La hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie y contribue également, en allégeant la facture des petits consommateurs. La Régie juge donc indiqué, dans les circonstances, de ralentir le rythme de croissance de la 2^e tranche d'énergie en appliquant une hausse différenciée moins accentuée.

[648] Entre une hausse deux fois plus rapide en 2^e tranche (67 % en 2^e tranche d'énergie – 33 % en 1^{re} tranche d'énergie) et une hausse uniforme (50 % - 50 %), une solution intermédiaire consiste à continuer de hausser davantage le prix de la 2^e tranche afin d'aider les petits consommateurs, dont les MFR, mais en partageant les hausses annuelles dans une proportion moindre.

[649] La Régie maintient donc le concept de hausse différenciée du prix des tranches d'énergie, mais ralentit le rythme de croissance de la 2^e tranche à 1,5 fois plus qu'en 1^{re} tranche, soit à 60 % en 2^e tranche et 40 % en 1^{re} tranche.

[650] La Régie autorise les ajustements suivants pour le tarif D au 1^{er} avril 2017 :

- **maintien de la redevance de 0,4064 ¢ par jour;**
- **report de l'introduction de la facture minimale;**
- **hausse du seuil de la 1^{re} tranche de 30 à 33 kWh/ jour;**
- **hausse différenciée des prix d'énergie, mais à un rythme moindre, soit une hausse 1,5 fois plus importante du prix de la 2^e tranche qu'en 1^{re} tranche;**
- **retrait des primes de puissance.**

[651] Pour ce qui est de l'introduction d'une facture minimale, la Régie rappelle que, tel que souligné dans sa décision D-2016-033³²⁷, les distributeurs d'une trentaine d'états américains se sont adressés à leur régulateur pour imposer une facture minimale en réponse au phénomène des autoproducteurs.

[652] De plus, la redevance ne couvrait que 55 % des coûts d'abonnement en 2015 et 61 % en moyenne de 2008 à 2015³²⁸. L'implantation d'une facture minimale relèverait donc de la recherche d'une plus grande équité pour l'ensemble des clients et, selon le Distributeur, certains clients assument actuellement le coût d'autres clients dont la consommation est insuffisante pour couvrir les coûts associés à leur abonnement³²⁹.

[653] Dans un contexte où sont appelées à se développer les tendances à l'autoproduction et à la production décentralisée, l'implantation d'une facture minimale visant à s'assurer que tous les clients couvrent les coûts associés à leur abonnement demeure une orientation souhaitable à poursuivre.

[654] Cependant, considérant que la Régie doit fournir un Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires actuelles dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel, la Régie reporte sa décision quant à l'implantation d'une facture minimale.

Tarif DP

[655] Le nouveau tarif DP sera offert, à compter du 1^{er} avril 2017, aux clients résidentiels et agricoles qui sont actuellement facturés au tarif D et dont la puissance maximale appelée a été d'au moins 50 kW au cours des 12 derniers mois.

[656] Le Distributeur propose pour ce tarif une facturation de l'énergie selon deux tranches à prix croissants et à terme, une facturation de la puissance dès le premier kW appelé. Le seuil de la 1^{re} tranche serait fixé à 12 600 kWh par mois, ce qui correspond à la consommation d'un client de 50 kW à un facteur d'utilisation de 35 %, soit le facteur d'utilisation moyen des clients admissibles au tarif DP³³⁰.

[657] Le Distributeur explique que la facturation de la puissance à partir du premier kW serait compensée par l'augmentation importante du seuil de la 1^{re} tranche. Elle constitue une réallocation des revenus de 18 M\$ vers la composante puissance. Ainsi, la proportion des revenus récupérés par la composante puissance, qui passerait de 7 % à 26 %, incitera plus fortement les clients à gérer leurs appels de puissance.

³²⁸ Dossier R-3933-2015, pièce [B-0071](#), séance de travail, phase 1, 2^e rencontre du 12 juin 2015, p. 7.

³²⁹ Dossier R-3933-2015, pièce [B-0082](#), p. 20.

³³⁰ Pièce [B-0052](#), p. 23.

[658] Afin d'assurer une meilleure continuité tarifaire entre les tarifs D et DP, le Distributeur propose un chevauchement du niveau d'admissibilité de la puissance maximale appelée entre 50 et 65 kW. Ainsi, il est proposé que le tarif D soit réservé aux clients dont la puissance maximale appelée est inférieure à 65 kW et que le tarif DP soit réservé aux clients dont la puissance maximale appelée est égale ou supérieure à 50 kW.

[659] Le Distributeur propose d'introduire une procédure de transfert automatique entre les tarifs D et DP. Selon la modification à l'article 2.8 du texte des Tarifs, les clients dont la puissance maximale appelée est entre 50 et 65 kW seront transférés au tarif DP, uniquement si ce tarif est au moins 3 % plus avantageux que le tarif D.

[660] Une correspondance sera envoyée aux titulaires d'un abonnement dont le tarif sera modifié afin de les en informer. Si le client estime que ce changement de tarif ne correspond pas à la consommation qu'il anticipe pour la prochaine année, il lui sera possible de revenir au tarif initial.

[661] La proposition de facturation de la puissance à partir du premier kW induira plus d'impacts tarifaires chez les clients à faible facteur d'utilisation et ceux qui ont de faibles appels de puissance, ces derniers bénéficiant actuellement des premiers 50 kW sans frais.

[662] Le Distributeur précise en argumentation que la réduction du seuil de facturation de la puissance, afin de facturer la puissance dès le 1^{er} kW, comme au tarif M et G-9, est une question de cohérence entre les tarifs :

« Toutefois, comme la hausse du poids de la puissance dans la facture aura un impact important pour les clients dont le FU est très faible, le Distributeur entend réduire graduellement le seuil de facturation de la puissance, au même titre qu'il a augmenté graduellement, depuis 2009, la prime de puissance d'été »³³¹.

[663] À partir des données du Distributeur, l'UPA a réalisé des analyses d'impact du tarif DP pour la clientèle agricole, tant pour la structure cible souhaitée que pour la proposition au 1^{er} avril 2017. Cette analyse est effectuée à partir des 2 158 abonnements agricoles en 2015, lesquels représentent 43,3 % des abonnements qui seraient admissibles au tarif DP.

³³¹ Pièce [B-0190](#), p. 30.

[664] En appliquant la structure cible proposée par le Distributeur à la clientèle agricole de 2015, les 2 158 abonnements agricoles admissibles au tarif DP subiraient une hausse moyenne de 0,4 % par rapport au tarif existant au 1^{er} avril 2016, et ce, excluant toute hausse tarifaire.

[665] Ainsi, pour 68 % des abonnements de la clientèle agricole se situant dans les strates de 100 000 à 500 000 kWh, la structure cible serait en moyenne avantageuse, se traduisant par une économie moyenne de l'ordre de 2,9 %.

[666] Cependant, les abonnements se situant dans des tranches de consommation inférieures à 100 000 kWh, représentant 29 % des abonnements agricoles au tarif DP, verraient une hausse importante de leur facture en raison de la facturation de la puissance dès le 1^{er} kW. Selon l'UPA, l'impact serait de 17 à 330 %³³².

[667] Considérant ce qui précède, l'UPA demande à la Régie de ne pas approuver la modification du tarif DP pour les entreprises agricoles se situant dans des strates de consommation inférieures à 100 000 kWh/an, étant donné qu'elles subiraient un choc tarifaire, et de mettre en place des mesures efficaces d'atténuation des impacts.

Opinion de la Régie

[668] La Régie a questionné le Distributeur quant à l'impact important sur 631 clients agricoles de sa proposition de facturer la puissance dès le 1^{er} kW³³³. La réponse du Distributeur ne quantifie toutefois pas ces impacts.

[669] Lors de l'audience, l'UPA, avec l'engagement n° 17, et la Régie, avec l'engagement n° 21, ont tenté d'obtenir un portrait plus complet de l'impact sur les 631 clients agricoles consommant moins de 100 000 kWh/an³³⁴. La réponse fournie par le Distributeur, couvrant les 2 158 clients agricoles potentiels du tarif DP, ne permet pas d'avoir un portrait précis sur les 631 clients les plus impactés³³⁵.

³³² Pièce [C-UPA-0009](#), p. 12.

³³³ Pièce [B-0116](#), p. 48.

³³⁴ Pièce [A-0046](#), p. 111.

³³⁵ Pièce [B-0180](#), p. 3.

[670] Questionné par la Régie à savoir si la proposition de réduire le seuil de facturation de 50 kW à 1 kW est un choix forcément binaire, ou est-ce qu'une valeur intermédiaire pourrait être retenue, le Distributeur répond qu'il s'est inspiré du tarif M, dont la puissance est facturée dès le 1^{er} kW. Il ajoute :

« Effectivement, il y a toutes sortes de scénarios alternatifs qui pourraient être regardés. Donc, effectivement le seuil de la puissance pourrait être un élément qu'on pourrait analyser.

Par ailleurs, je vous rappelle que, dans notre proposition, ce qu'on voulait faire à court terme, c'était de ramener la prime d'été à la prime d'hiver, donc c'était déjà prévu, là, dans ce qu'on faisait depuis quelques années au tarif D. Donc, dans un premier temps, c'est ce qu'on voulait faire, donc en trois ans, donc on ne touche pas le seuil tout de suite. Ça fait que ça pourrait être une alternative qu'on analyse. Puis de toute façon, on va revenir après, année après année, avec une proposition. Donc, ce n'est pas nécessairement quelque chose de fermé »³³⁶.

[671] Considérant l'impact important qu'un tel changement aurait sur la facture de certains clients, que l'Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires actuelles dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel sera rendu au printemps 2017 et que la réduction du seuil de facturation de la puissance ne débutera que dans quatre ans, la Régie juge qu'une certaine prudence est de mise.

[672] La Régie accepte la proposition du Distributeur d'introduire le nouveau tarif DP aux tarifs domestiques pour les abonnements facturés pour la puissance, tout en réservant sa décision quant aux deux éléments de la structure cible, soit le seuil de facturation de la puissance et celui de la 1^{re} tranche d'énergie.

[673] La Régie reporte sa décision quant au seuil de la facturation de la puissance, afin d'en approfondir l'impact, et demande au Distributeur de présenter, dans un prochain dossier, un portrait détaillé de la clientèle consommant moins de 100 000 kWh/an touchée par sa proposition, regroupée par strates de consommation, incluant le nombre de clients, leur profil de consommation et l'impact sur leur facture de ceux qui pourront demeurer au tarif D, ceux qui auront avantage à migrer aux tarifs généraux et ceux qui devront rester au tarif DP.

³³⁶ Pièce [A-0046](#), p. 113.

[674] **La Régie réserve également sa décision quant au niveau du seuil cible de la 1^{re} tranche d'énergie à 12 600 kWh, lequel est fonction du montant que rapportera la facturation de la prime de puissance, donc tributaire du seuil de la facturation de la puissance. La hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie à 1 200 kWh pour l'année 2017 est toutefois approuvée.**

[675] En réponse à la DDR n° 6 de la Régie, le Distributeur présente deux options de proposition tarifaire pour le tarif DP pour 2017. La première proposition maintient la redevance et reporte la facture minimale. La seconde proposition, favorisée par le Distributeur, prévoit l'introduction d'une facture minimale et la réduction de la redevance :

« Ainsi, elle reprend essentiellement les modifications initialement proposées en se dissociant du tarif D compte tenu de l'objectif de faire évoluer la structure du tarif DP vers une structure similaire à celle du tarif M. La redevance, qui représente une faible part de la facture des clients au tarif DP, est éliminée graduellement, ces coûts étant plutôt récupérés par l'entremise des autres composantes du tarif. En 2017, la redevance mensuelle au tarif DP correspond à 6,09 \$, soit l'équivalent de la moitié de la redevance du tarif D, et est divisible par 30. De plus, comme au tarif M, une facture minimale s'applique »³³⁷.

[nous soulignons]

[676] La Régie accepte l'option 2 présentée par le Distributeur pour 2017, permettant au tarif DP de se dissocier du tarif D, afin qu'il soit mieux adapté au profil particulier de sa clientèle.

[677] **La Régie accepte donc la proposition du Distributeur pour le tarif DP au 1^{er} avril 2017 :**

- **application d'une redevance de 6,09 \$ par mois;**
- **introduction d'une facture minimale mensuelle de 12,18 \$ pour l'alimentation en monophasé et de 18,27 \$ en triphasé;**
- **hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie de 900 à 1 200 kWh/ mois;**
- **hausse uniforme du prix des tranches d'énergie;**
- **hausse de 0,81 \$/kW de la prime de puissance d'été.**

³³⁷ Pièce [B-0155](#), p. 12.

Tarif DM

[678] Le tarif DM s'applique à un abonnement au titre duquel l'électricité est destinée à un immeuble collectif d'habitation ou à une résidence communautaire comprenant des logements, lorsque le mesurage est collectif. Ce tarif n'est plus offert aux nouveaux clients depuis 2009.

[679] Dans le cadre de la réforme des tarifs domestiques, le Distributeur tient à préserver le rôle spécifique joué par le tarif DM. Conséquemment, il est proposé d'appliquer au tarif DM les mêmes changements qu'au tarif D.

[680] Il est par ailleurs proposé de maintenir la facturation de la puissance à l'intérieur du tarif DM et de poursuivre l'augmentation de la prime de puissance d'été jusqu'au niveau de la prime de puissance d'hiver. La méthode actuelle afin d'établir le seuil de puissance à facturer, qui consiste à facturer l'excédent du plus élevé entre 50 kW et le produit de 4 kW par le multiplicateur, sera donc maintenu.

[681] La Régie accepte la proposition du Distributeur de préserver le rôle du tarif DM, d'y maintenir la facturation de la puissance et d'y appliquer, pour les autres composantes, les mêmes changements qu'au tarif D.

[682] La Régie autorise les ajustements suivants pour le tarif DM au 1^{er} avril 2017 :

- **maintien de la redevance de 0,4064 ¢ par jour;**
- **report de l'introduction de la facture minimale;**
- **hausse du seuil de la 1^{re} tranche de 30 à 33 kWh/ jour;**
- **hausse différenciée des prix d'énergie, mais à un rythme moindre, soit une hausse 1,5 fois plus importante du prix de la 2^e tranche qu'en 1^{re} tranche;**
- **hausse de 0,81 \$/kW de la prime de puissance d'été.**

Tarif DT

[683] Le tarif DT est offert aux clients disposant d'un système de chauffage biénergie, dont la capacité en mode combustible est suffisante pour fournir la chaleur nécessaire en

période de pointe. Il s'agit d'une option de gestion de la puissance disponible aux clients des tarifs D et DM.

[684] Avec l'introduction du tarif DP visant les clients domestiques de plus de 50 kW, la Régie a demandé au Distributeur d'examiner la pertinence d'introduire un nouveau tarif DT pour les clients consommant plus de 50 kW.

[685] Le Distributeur propose plutôt de maintenir la facturation de la puissance à l'intérieur du tarif DP, telle qu'au tarif DM, et de poursuivre l'augmentation de la prime de puissance d'été jusqu'au niveau de la prime de puissance d'hiver.

[686] Par ailleurs, tout comme la Régie, le Distributeur se dit préoccupé par l'abandon du chauffage biénergie par un nombre croissant de clients au tarif DT. En effet, plus de 5 000 clients ont quitté le tarif biénergie à chacune des années 2014 et 2015. Devant cette érosion, le Distributeur propose d'augmenter les économies réalisées par les clients au tarif DT, dès le 1^{er} avril 2017, dans le but de ralentir l'érosion observée.

[687] Dans sa proposition alternative pour le tarif DT dans laquelle la redevance actuelle est maintenue, le Distributeur propose de réduire le prix des deux tranches d'énergie uniformément, de manière à générer la même bonification de 4 M\$ prévue dans sa proposition initiale pour les clients au tarif DT. Il propose de maintenir l'approche retenue jusqu'à présent visant à récupérer ce montant auprès des clients domestiques.

[688] L'ACEFQ affirme que le tarif DT constitue un moyen pour baisser le coût d'approvisionnement de la puissance au profit de l'ensemble de la clientèle. Elle se dit favorable à la bonification du tarif DT, mais propose de récupérer ce montant auprès de l'ensemble de la clientèle du Distributeur, puisque les mesures relatives au tarif DT profitent à tous les clients du Distributeur, incluant les consommateurs commerciaux et industriels³³⁸.

[689] La FCEI affirme également que le chauffage biénergie constitue un outil important et rentable pour gérer les besoins de la pointe du Distributeur. Soulignant l'érosion prononcée de la clientèle au tarif DT, elle estime que le recalibrage proposé est un pas dans la bonne direction pour favoriser la rétention de cette clientèle, tout en souhaitant un

³³⁸ Pièce [C-ACEFQ-0009](#), p. 36.

recalibrage plus rapide. Elle appuie la proposition du Distributeur de récupérer le manque à gagner lié au recalibrage auprès des clients domestiques³³⁹.

[690] L'UC s'oppose toutefois à la bonification proposée au tarif DT en « *l'absence de justification commerciale probante* » et en raison de son coût jugé trop élevé³⁴⁰.

[691] La Régie est d'accord avec la FCEI qui affirme que le chauffage biénergie constitue un outil important et rentable pour gérer le besoin de puissance du Distributeur, un outil qu'il importe de préserver. Afin de contrer l'érosion marquée au tarif DT, la Régie accueille favorablement la proposition de bonification de 4 M\$ proposée par le Distributeur.

[692] Le problème de gestion des besoins en puissance étant principalement causé par la chauffe, que l'on retrouve avant tout au secteur résidentiel, la proposition du Distributeur de récupérer le manque à gagner auprès des clients aux tarifs domestiques apparaît raisonnable, selon le principe de la causalité des coûts.

[693] La Régie accepte la proposition du Distributeur d'augmenter les économies réalisées par les clients au tarif DT dès le 1^{er} avril 2017 et de récupérer le manque à gagner auprès de la clientèle domestique.

[694] La Régie autorise les ajustements suivants pour le tarif DT au 1^{er} avril 2017 :

- **maintien de la redevance de 0,4064 ¢ par jour;**
- **report de l'introduction de la facture minimale;**
- **baisse uniforme des prix d'énergie de 2,6 %;**
- **hausse de 0,81 \$/kW de la prime de puissance d'été.**

Suivis concernant le tarif DT

[695] Dans sa décision D-2016-033, la Régie a demandé au Distributeur de présenter

³³⁹ Pièce [C-FCEI-0039](#), p. 13.

³⁴⁰ Pièce [C-UC-0007](#), p. 23.

une nouvelle option de biénergie résidentielle pouvant tirer profit de l'infrastructure de télécommande prévue pour les chauffe-eau interruptibles³⁴¹.

[696] Le Distributeur entend réaliser, au cours de l'hiver 2016-2017, un projet pilote de télécontrôle des systèmes biénergie auprès d'un nombre limité de clients.

[697] La Régie accueille favorablement ce projet pilote.

[698] Dans sa décision D-2016-033, la Régie demandait au Distributeur, d'une part, de justifier les motifs pour lesquels il applique le même signal de prix en puissance aux clients de plus de 50 kW au tarif DT qu'au tarif D. Elle lui demandait, d'autre part, de démontrer qu'un serriculteur au tarif DT, qui consomme 250 kW d'électricité en hiver, tire avantage de la structure actuelle du tarif DT³⁴².

[699] Le Distributeur explique que le tarif DT est calibré de façon à être neutre par rapport au tarif D, avant l'effacement du chauffage électrique pour le cas type d'une résidence unifamiliale moyenne située à Montréal. Puisque tous les clients ne sont pas facturés en puissance, mais que tous les clients au tarif DT évitent des coûts au Distributeur par leur effacement à la pointe, c'est par le prix de l'énergie que le Distributeur transfère aux clients du tarif DT les économies associées aux coûts évités totaux (énergie et puissance). Ainsi, selon le Distributeur, une réduction de la prime de puissance résulterait en une double compensation³⁴³.

[700] Par ailleurs, pour ce qui est de la rentabilité du tarif DT pour les serriculteurs, le Distributeur indique que les deux serriculteurs qui ont adhéré au tarif DT en 2014 ont réalisé des économies annuelles d'environ 40 % par rapport au tarif D, et un prix unitaire de 35 à 50 % plus avantageux qu'au mazout pour chacune des deux dernières années.

[701] La Régie est satisfaite des explications fournies par le Distributeur.

³⁴¹ Décision [D-2016-033](#), p. 259.

³⁴² Décision [D-2016-033](#), p. 235.

³⁴³ Pièce [B-0052](#), p. 35.

18.2.1 TARIFS DOMESTIQUES AU NORD DU 53^e PARALLÈLE

[702] Le Distributeur propose de fusionner au 1^{er} avril 2017 les tarifs D et DM applicables au nord du 53^e parallèle en un seul tarif domestique, soit le tarif DN, la lettre N signifiant le mot « nord ». Compte tenu du fait que le seuil de la 1^{re} tranche demeure à 30 kWh/jour au nord du 53^e parallèle, conformément à la décision D-2016-033, ce regroupement facilitera la compréhension de la tarification, puisqu'il regroupera l'ensemble des tarifs applicables au nord³⁴⁴.

[703] Tout comme le tarif DT intègre des clients mesurés individuellement et collectivement, le tarif DN intègre un multiplicateur fixé à 1 dans les cas de mesurage individuel, ou au multiplicateur actuel dans le cas de mesurage collectif, soit l'équivalent du nombre de logements. Le prix de la 1^{re} tranche du tarif DN continuera à être fixé au niveau de celui du tarif D, alors que le prix de la 2^e tranche continuera d'augmenter de 8 % par année, en sus de l'ajustement tarifaire moyen, jusqu'à l'atteinte du coût évité en réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle, conformément à la décision D-2014-037.

[704] La Société Makivik (la Société) et l'Administration régionale Kativik (ARK) s'opposent à la création d'un tarif DN, notant qu'elles n'ont pas été avisées par le Distributeur :

« Malgré les déclarations à l'effet contraire du Distributeur [note de bas de page omise], Makivik et l'ARK s'inquiètent que la structure du tarif « DN » projeté pourrait, à l'avenir, donner un prétexte au Distributeur d'augmenter le tarif de 1^{re} tranche de consommation au nord du 53^e parallèle, sur une base différente que les autres consommateurs au sud du 53^e parallèle situés dans d'autres réseaux autonomes ou le réseau conventionnel »³⁴⁵.

[705] La Société demande également que l'augmentation du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie s'applique pour les réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle. Elle juge l'exclusion injuste et discriminatoire envers la nation inuit.

³⁴⁴ Pièce [B-0052](#), p. 37.

³⁴⁵ Pièce [D-0004](#), p. 5.

[706] La Régie rappelle que la hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie proposée au tarif D visait à couvrir une portion de la consommation associée au chauffage en réseau intégré et non une hausse afin de couvrir les usages de base. C'est pourquoi, dans la décision D-2016-033, la Régie maintenait à 30 kWh/jour le seuil de la 1^{re} tranche applicable au nord du 53^e parallèle, précisant que toute hausse du seuil annulerait les efforts de réduction de l'usage de chauffage électrique d'appoint au nord du 53^e parallèle³⁴⁶.

[707] En ce qui a trait à la perception d'iniquité invoquée par la Société, la Régie précise que l'avantage économique d'une hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie repose sur le différentiel de prix entre les deux tranches d'énergie. Or, le différentiel de prix entre les deux tranches d'énergie est 10 fois plus grand au nord du 53^e parallèle qu'en réseau intégré.

[708] Aussi, une hausse du seuil de la 1^{re} tranche représenterait une économie 10 fois plus grande aux consommateurs au nord du 53^e parallèle qu'en réseau intégré, un avantage économique d'autant moins justifiable que le coût de service en réseaux autonomes est largement assumé par les clients des réseaux intégrés.

[709] La Régie rappelle également que selon l'article 52.1 de la Loi, l'uniformité territoriale de la tarification ne s'applique pas au nord du 53^e parallèle :

« [...]

La tarification doit être uniforme par catégorie de consommateurs sur l'ensemble du réseau de distribution d'électricité, à l'exception toutefois des réseaux autonomes de distribution situés au nord du 53^e parallèle »³⁴⁷.

[710] Puisque le prix de la 2^e tranche d'énergie est différent au nord du 53^e parallèle et puisque le seuil de la 1^{re} tranche doit être différent, la Régie considère que la création d'un tarif DN permet simplement de clarifier cet état de fait, sans impact sur la facture des clients. La prime de puissance disparaissant au tarif D en réseau intégré, la fusion du tarif D avec le tarif DM au nord du 53^e parallèle permet de continuer la facturation pour la puissance en réseaux autonomes sans avoir à y créer un tarif DP.

³⁴⁶ Décision [D-2016-033](#), p. 252.

³⁴⁷ [RLRQ, c. R-6.01](#).

[711] **Par conséquent, la Régie accepte la proposition du Distributeur de fusionner les tarifs D et DM applicables au nord du 53^e parallèle en un seul tarif domestique, soit le tarif DN.**

18.3 STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS GÉNÉRAUX ET INDUSTRIEL

[712] Le tarif de petite puissance (G), celui de moyenne puissance (M) et celui de grande puissance (LG) composent les tarifs généraux. Le tarif L est celui applicable à la grande industrie.

[713] Le tarif G, de type dégressif, s'applique à l'abonnement de petite puissance dont la puissance à facturer minimale est inférieure à 65 kW.

[714] Le tarif M, également de type dégressif, s'applique à l'abonnement de moyenne puissance, soit celui dont la puissance maximale appelée n'est pas toujours inférieure à 50 kW pendant les 12 périodes mensuelles consécutives prenant fin au terme de la période de consommation visée.

[715] Le tarif LG, qui ne comporte qu'une seule tranche de prix pour l'énergie consommée, s'applique à l'abonnement de grande puissance dont la puissance à facturer minimale est de 5 000 kW ou plus, à l'exclusion de tout abonnement lié principalement à une activité industrielle, pour lequel le tarif L s'applique.

[716] Quant à la stratégie relative aux tarifs généraux et industriel, la proposition du Distributeur est en continuité avec celle de l'année dernière. Les ajustements qu'il propose aux tarifs généraux pour le 1^{er} avril 2017 sont les suivants :

- un gel de la redevance au tarif G;
- une hausse des primes de puissance inférieure à la hausse tarifaire moyenne, mais avec une progression plus rapide au tarif G, afin d'inciter les plus grands clients à migrer vers les tarifs G-9 et M;
- une hausse des crédits d'alimentation correspondant à la hausse moyenne du prix de la puissance des tarifs généraux et industriel;
- une hausse plus importante du prix de la 2^e tranche d'énergie au tarif G;

- une hausse du prix de l'énergie des deux tranches du tarif M du même ordre de grandeur, afin de préserver la dégressivité des prix³⁴⁸.

[717] Le Distributeur propose de reconduire la stratégie de rééquilibrage des tarifs généraux afin d'alléger la pression sur les petites et moyennes entreprises (PME). L'ajustement en faveur du tarif M se limite aux revenus additionnels associés à l'introduction graduelle du mécanisme de fixation de la puissance à facturer au tarif LG, soit environ 3 M\$.

[718] La Régie considère qu'il est important de poursuivre le rééquilibrage des tarifs généraux, afin d'alléger la pression sur les PME au tarif M. Elle considère que les propositions du Distributeur sont raisonnables.

[719] La Régie approuve les ajustements que propose le Distributeur aux tarifs généraux et industriel et lui demande d'appliquer la hausse de tarif découlant de la présente décision.

18.4 PROJET PILOTE VISANT LES BORNES DE RECHARGE DE VÉHICULES ÉLECTRIQUES

[720] Le Distributeur propose les modalités d'un tarif expérimental visant l'alimentation des bornes de recharge des véhicules électriques de 400 volts (V) et plus à courant continu. Selon lui, cette proposition découle de la décision D-2016-033 dans laquelle la Régie lui demandait d'élaborer une proposition permettant de répondre à ses préoccupations à l'égard de la recharge des véhicules électriques.

[721] Pour le Distributeur, la recharge des véhicules électriques constitue un nouvel usage qui est appelé à croître et qui se traduira par de nouvelles ventes, lesquelles sont particulièrement souhaitables dans le contexte énergétique actuel.

³⁴⁸ Pièce [B-0052](#), p. 10.

[722] Selon le Distributeur, les tarifs actuels permettent, pour l'instant, de facturer adéquatement l'électricité livrée pour la recharge, que ce soit à l'un des tarifs domestiques ou généraux, parmi l'ensemble des usages visés par l'abonnement, ou au tarif G dans le cas d'un abonnement distinct d'une charge de moins de 50 kW. Il juge prématuré de se prononcer sur l'ensemble des enjeux liés aux Conditions de service et à la tarification de cet usage, puisque les habitudes de consommation sont encore imprécises et sont appelées à évoluer dans les années futures.

[723] Cependant, pour l'alimentation des bornes de recharge de 400 V et plus à courant continu (BRCC) qui fait l'objet d'un abonnement distinct et dont l'usage est caractérisé par une très faible utilisation de la puissance, aucun des tarifs actuels n'est adapté pour bien facturer les coûts engendrés.

[724] La proposition d'introduire le tarif BR (les lettres BR signifiant « bornes de recharge ») sous forme d'un projet pilote d'une durée de cinq ans se veut une offre plus intéressante et mieux adaptée au profil de consommation des bornes de recharge.

[725] Bien que certaines BRCC soient plus utilisées que d'autres, leur profil de consommation est caractérisé par un très faible facteur d'utilisation. Pour les abonnements des BRCC du « Circuit électrique », le facteur d'utilisation varie de 0,5 % à 8 % pour une moyenne de 3 %. L'utilisation accrue de ces bornes rapides avec la croissance du parc des véhicules électriques au Québec pourrait contribuer à augmenter leur facteur d'utilisation, mais il est probable qu'il demeure faible, un des objectifs des hôtes étant de minimiser le temps d'attente et de répondre à la demande par l'ajout de bornes additionnelles.

[726] Les bornes individuelles sont facturées au tarif G. Avec l'ajout de bornes sur un même site, résultant en une augmentation de la puissance maximale appelée à plus de 50 kW, le tarif G-9 devient alors le tarif applicable. Ce tarif ne reflète toutefois pas le coût pour un usage dont le facteur d'utilisation ne dépasse jamais 10 %. Le tarif G-9 s'applique aux abonnements dont la puissance est d'au moins 65 kW et est établi pour des abonnements dont le facteur d'utilisation se situe entre 15 % et 25 %, avec une moyenne de 21 %.

[727] Le Distributeur propose d'introduire un tarif de type Wright, c'est-à-dire un tarif sans prime de puissance, mais dont les prix d'énergie tiennent compte de la puissance maximale appelée et du facteur d'utilisation de cette puissance. Ce tarif est composé de trois prix pour autant de tranches de consommation d'énergie, le prix proposé des tranches se situant entre 11,0 ¢/kWh et 20,65 ¢/kWh.

[728] Pour bien documenter ce nouvel usage, les clients devront fournir les statistiques de recharge pour chacune des bornes, afin d'être admissibles au tarif BR. Ces données permettront d'évaluer la capacité de gestion des installations à plusieurs bornes et l'impact du signal de prix sur les appels de puissance et le facteur d'utilisation.

[729] SÉ-AQLPA recommande d'accepter la proposition du Distributeur.

[730] L'UMQ ne partage pas l'opinion du Distributeur qui juge qu'il est prématuré de se prononcer sur l'ensemble des enjeux liés aux Conditions de service et à la tarification de cet usage :

« L'UMQ croit plutôt qu'il convient d'aborder ce problème comme un enjeu qui sera appelé à fluctuer au fil de la prochaine génération [...]. En conséquence, non seulement devrait-il être possible pour le Distributeur de fournir dès maintenant le cadre d'un scénario de référence (ou d'un modèle d'affaires) quant aux conditions de service et à la tarification qu'il envisage à court et moyen terme, mais il y a fort à parier que cela influencerait à la fois le développement du marché des véhicules électriques et la réaction des municipalités à son égard »³⁴⁹.

[731] L'UMQ recommande néanmoins d'autoriser la tenue du projet pilote proposé par le Distributeur, en y intégrant quelques suggestions, entre autres, d'en réduire le terme à quatre ans, et en tenant la Régie informée des résultats à l'aide d'un suivi.

Opinion de la Régie

[732] Dans sa décision D-2016-033, la Régie affirmait qu'au niveau des approvisionnements, s'il n'y a pas d'inquiétude quant à la capacité de fournir les quantités d'énergie requises, il y a cependant lieu de se préoccuper du niveau de

³⁴⁹ Pièce [C-UMQ-0008](#), p. 8.

puissance coïncidente à la pointe que pourraient représenter les véhicules électriques quand ils seront branchés au réseau.

[733] La Régie ne considère pas que la proposition du tarif expérimental BR répond à la problématique de l'impact sur la pointe coïncidente identifiée dans sa décision D-2016-033.

[734] Le Distributeur précise qu'il ne dispose pas de données de consommation pour la recharge à domicile ou chez l'employeur, mais qu'il entend documenter l'usage des bornes de recharge et les habitudes de consommation des propriétaires de véhicules électriques, en effectuant des sondages auprès de sa clientèle. Il ignore à quel moment il aura les résultats de ces sondages.

[735] La Régie demande au Distributeur d'entreprendre, dans les meilleurs délais, les sondages auprès des propriétaires de véhicules électriques, afin de documenter l'usage des bornes de recharge et les habitudes de consommation des propriétaires de véhicules électriques et d'en faire rapport à la Régie. Le Distributeur devra particulièrement documenter l'impact de ce nouvel usage sur la pointe coïncidente.

[736] La Régie convient, par ailleurs, que la création d'un tarif distinct expérimental pour les bornes de recharge peut se justifier en raison des caractéristiques de consommation particulière de cet usage, plus spécifiquement un facteur d'utilisation de la puissance très faible. Ce tarif expérimental permettra également de mieux documenter ce nouvel usage.

[737] La Régie accepte donc la proposition du Distributeur relative au tarif expérimental BR. Aussi, elle demande que le Distributeur dépose, dans le cadre du dossier tarifaire annuel, un suivi présentant un bilan du déploiement du tarif BR fournissant, entre autres, le nombre d'abonnements, le nombre de bornes par type de recharge, les statistiques de consommation, incluant les appels de puissance, le facteur d'utilisation, les habitudes de recharge et l'impact sur la pointe coïncidente.

18.5 PROLONGATION DE LA PÉRIODE D'APPLICATION DU TARIF DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE

[738] Le 30 novembre 2016, le Distributeur dépose une version révisée de la stratégie tarifaire dans laquelle il demande une prolongation du tarif de développement économique (TDÉ) de trois ans, soit jusqu'au 31 mars 2027. Cette demande s'appuie sur les nouvelles prévisions de surplus énergétiques du Plan d'approvisionnement 2017-2026.

[739] Selon ce plan, la période de surplus énergétiques se prolongera jusqu'à la fin de 2026 et les surplus totalisent 113 TWh. La simulation de la neutralité du TDÉ a également été révisée afin de refléter le report de la hausse des coûts évités en puissance à l'hiver.

[740] Par ailleurs, le Distributeur informe la Régie qu'il a conclu des ententes avec 11 clients, principalement des centres de données, dont un est déjà facturé au TDÉ.

[741] La décision D-2015-018, qui a approuvé la création du TDÉ, stipulait :

« [1028] La Régie note que cette offre tarifaire s'inscrit dans un contexte de surplus énergétique et que sa durée dépend directement de l'existence de ces surplus. Ainsi, le tarif est octroyé pour une période de temps limitée, une période durant laquelle des surplus d'électricité patrimoniale sont prévus et qui, autrement, risquent de demeurer largement invendus. »

[1029] La Régie note également qu'une révision annuelle est prévue, dans le cadre des prochains dossiers tarifaires, afin de modifier l'offre et sa date de terminaison en fonction de l'évolution du contexte énergétique québécois et des coûts marginaux du Distributeur »³⁵⁰.

[742] Sur la base des nouvelles prévisions de surplus énergétiques du Plan d'approvisionnement 2017-2026 et considérant l'impact positif sur la neutralité du tarif de développement économique des nouvelles prévisions relatives au coût évité en puissance de long terme, la Régie accepte la proposition du Distributeur de prolonger la période d'application de ce tarif jusqu'au 31 mars 2027.

³⁵⁰ Décision [D-2015-018](#), p. 245.

18.6 AUTRES MODIFICATIONS

[743] Le Distributeur propose de modifier l'article 2.11 des Tarifs pour officialiser la pratique actuelle selon laquelle les résidences de tourisme au sens de la *Loi sur les établissements d'hébergement touristique*³⁵¹ sont admissibles au tarif D, si elles répondent à la définition de logement fournie dans les Tarifs et que le mesurage est distinct³⁵².

[744] Il précise que cette pratique est cohérente avec l'exception déjà autorisée pour les gîtes touristiques de neuf chambres ou moins et l'admissibilité d'un usage mixte au tarif D. De plus, elle permet de maintenir ces résidences au tarif D, puisqu'il s'agissait du tarif applicable avant qu'elles ne soient visées par cette loi.

[745] En réponse à une demande de clarification du nouveau libellé proposé, le Distributeur soumet une nouvelle proposition de modification au texte de l'article 2.11 des Tarifs³⁵³.

[746] Pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie approuve la modification proposée à l'article 2.11 des Tarifs, telle que précisée à la pièce B-0189.

[747] Outre les changements au texte des Tarifs découlant des modifications aux Tarifs acceptées aux sections précédentes, le Distributeur propose des précisions à l'application des Tarifs, des modifications visant à harmoniser la présentation des modalités actuelles ou des changements à la terminologie et la syntaxe. Les principaux changements sont les suivants :

- L'article 2.38 des Tarifs relatif au tarif DT est modifié de manière à préciser qu'il s'applique dans tous les cas de non-conformité du système biénergie et afin de permettre au client de demander une correction de facture pour une période maximale de 12 mois. Par ailleurs, un article est ajouté au tarif DT afin de préciser la procédure actuelle d'adhésion à ce tarif et la responsabilité du client quant à la conformité de son système biénergie³⁵⁴.

³⁵¹ RLRQ, c. E-14.2.

³⁵² Pièce [B-0054](#), p. 16.

³⁵³ Pièce [B-0189](#), p. 1.

³⁵⁴ Pièce [B-0054](#), p. 32.

- L'article 6.35 des Tarifs relatif à l'option d'électricité additionnelle de grande puissance et la définition de la puissance de référence sont modifiés, afin de simplifier la modalité relative au facteur de puissance. Cette simplification n'a pas d'impact sur l'application de la modalité ni sur la facture du client qui adhère à l'option³⁵⁵.
- Les articles 8.3 et 8.4 des Tarifs sont modifiés afin de clarifier l'établissement de la facture aux tarifs à forfait et de remplacer la notion de montant mensuel minimal pour l'abonnement annuel ou de courte durée qui se répète d'année en année par une puissance à facturer minimale. Ainsi, l'article 8.4 des Tarifs est modifié pour préciser une puissance à facturer minimale par point de livraison. Les puissances de 0,2 kW et 0,6 kW correspondent aux puissances qui ont été utilisées pour établir le montant mensuel minimal de la facture de l'actuel article 8.3 des Tarifs³⁵⁶.
- Le libellé de l'article 10.13 des Tarifs est modifié pour indiquer qu'Hydro-Québec établit désormais la facture de la période de consommation chevauchant le 1^{er} avril d'après la relève du compteur qu'elle effectue le 31 mars, en tenant compte non seulement de l'énergie consommée, comme elle le fait depuis le 1^{er} avril 2014, mais aussi de la puissance maximale appelée³⁵⁷.
- L'article 12.4 des Tarifs relatif aux frais liés à l'inaccessibilité d'un compteur est ajouté pour refléter la décision D-2016-118. Ces frais sont en vigueur depuis le 25 juillet 2016³⁵⁸.

[748] Pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie approuve toutes ces autres modifications proposées au texte des Tarifs, telles que précisées à la pièce B-0054.

[749] La Régie demande au Distributeur de modifier le texte des Tarifs conformément à la présente décision.

³⁵⁵ Pièce [B-0054](#), p. 128.

³⁵⁶ Pièce [B-0054](#), p. 155.

³⁵⁷ Pièce [B-0054](#), p. 168.

³⁵⁸ Pièce [B-0054](#), p. 180.

[750] La Régie approuve l'intégration de ces modifications au texte final des Tarifs de la présente décision, dans ses versions française et anglaise.

18.7 SUIVI DES MESURES VISANT LES EXPLOITATIONS AGRICOLES

18.7.1 TARIF DT

[751] Dans sa décision D-2013-174, la Régie approuvait la proposition du Distributeur d'étendre le tarif DT aux exploitations agricoles. Elle lui demandait de faire un suivi du profil de consommation des exploitations agricoles, de présenter une analyse démontrant comment ces nouveaux clients affectent la rentabilité du tarif et, selon les résultats de cette analyse, de proposer des modifications aux conditions d'admissibilité au tarif DT afin d'améliorer l'offre tarifaire³⁵⁹.

[752] Dans sa décision D-2015-018, la Régie approuvait la modification de l'article 2.27 des Tarifs, pour tous les clients au tarif DT, à l'effet que la capacité du système biénergie doit être suffisante pour fournir toute la chaleur nécessaire au chauffage des locaux visés, en mode combustible seulement³⁶⁰.

[753] La Régie approuvait également la modification de l'article 2.36 des Tarifs, afin de rendre admissibles les entreprises agricoles possédant plus d'un branchement, tout en précisant que seul le branchement qui alimenterait le système biénergie serait admissible au tarif DT.

[754] Le Distributeur indique que deux serres maraîchères, dont la capacité du ou des systèmes biénergie totalise environ 250 kW dans chacun des cas, ont souscrit au tarif DT en 2014. Il n'y a pas eu de nouveaux clients depuis. Pour la 2^e année d'adhésion, le Distributeur constate une augmentation de la consommation d'électricité d'environ 10 %, une économie annuelle moyenne sur la facture d'électricité de près de 40 % par rapport au tarif D et un prix unitaire d'environ 35 % plus avantageux par rapport à un prix du mazout de 73 ¢/litre. Par ailleurs, l'ajout de deux clients agricoles au parc biénergie existant n'affecte pas la rentabilité du tarif DT.

³⁵⁹ Décision [D-2013-174](#), p. 23 et 24, par. 79 à 82.

³⁶⁰ Décision [D-2015-018](#), p. 233.

[755] La Régie demande au Distributeur de maintenir le suivi des adhésions des serriculteurs au tarif DT et de leur impact.

18.7.2 ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE POUR L'ÉCLAIRAGE DE PHOTOSYNTÈSE

[756] Dans sa décision D-2013-174³⁶¹, la Régie demandait au Distributeur de dresser un bilan des caractéristiques des exploitations agricoles s'étant prévaluées de l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse. Elle lui demandait également d'évaluer la possibilité de réduire le seuil d'admissibilité à l'option, présentement fixé à 400 kW.

[757] Dans cette décision, la Régie notait la demande de l'UPA d'abaisser de 400 à 100 kW le seuil d'admissibilité à l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse. Elle jugeait qu'une telle modification devait être abordée dans le cadre des rencontres entre le Distributeur et l'UPA et que, le cas échéant, des modifications pourraient être proposées dans une demande tarifaire ultérieure³⁶².

[758] Le Distributeur indique qu'en juillet 2016, 14 abonnements sont facturés à l'option d'électricité additionnelle (contre neuf en juillet 2015), dont 12 serres maraîchères. Pour les neuf abonnements ayant adhéré en 2013 et 2014, on observe une augmentation de la consommation de 20 %, alors que pour quatre d'entre eux, la consommation a diminué. Onze de ces abonnements ont une consommation de base facturée au tarif M, alors que pour trois d'entre eux, elle est facturée au tarif D³⁶³.

[759] Le Distributeur ajoute que durant l'hiver 2015-2016, il n'y a eu qu'une seule période de restriction qui a totalisé six heures. Pour la période de 12 mois se terminant au 31 mars 2016, la facture d'électricité pour la consommation facturée à l'option d'électricité additionnelle représente une économie de l'ordre de 40 % par rapport à une facturation de toute la consommation au tarif régulier. Cette économie se traduit par un manque à gagner pour le Distributeur de 0,8 M\$.

³⁶¹ [Pages 35 et 36.](#)

³⁶² Décision [D-2015-018](#), p. 236.

³⁶³ Pièce [B-0052](#), p. 49.

[760] **La Régie demande au Distributeur de maintenir le suivi de l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse.**

18.8 RÉVISION DE LA STRATÉGIE TARIFAIRE

[761] Tel que suggéré par le Distributeur lors de sa demande tarifaire 2015-2016, la Régie acceptait, dans sa décision D-2015-018, de scinder la révision de la structure tarifaire en deux étapes, soit la révision des tarifs domestiques dans un premier temps et la révision des tarifs généraux et industriel dans un second temps³⁶⁴.

[762] Considérant les travaux en cours en ce qui a trait à l'Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires actuelles dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel, et considérant les nombreux dossiers en cours et à venir impliquant le Distributeur, il convient de reporter la révision prévue des tarifs généraux et industriel.

[763] **La Régie reporte donc la révision de la stratégie tarifaire relative aux tarifs généraux et industriel.**

19. MESURES VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU

[764] Dans la foulée du décret 841-2014 du gouvernement du Québec, le Distributeur a fait état, dans le cadre du dossier R-3905-2014³⁶⁵ des diverses initiatives mises en place pour aider les MFR. Ces initiatives comportaient notamment la mise en place :

- de trois types d'ententes de paiement dont les caractéristiques diffèrent en fonction de la capacité de payer des MFR;

³⁶⁴ Décision [D-2015-018](#), p. 222.

³⁶⁵ Dossier R-3905-2014, pièce [B-0125](#), p. 9.

- d'une ligne téléphonique dédiée aux personnes ou organismes qui accompagnent les MFR;
- d'une formation pour sensibiliser les représentants du Distributeur à la situation à laquelle font face les MFR;
- d'un processus de rétablissement du service d'électricité spécifique aux MFR.

[765] De plus, le Distributeur proposait trois nouvelles initiatives, dont deux touchent la bonification des ententes de paiement pour les clients à faible revenu. La troisième a trait à la création d'un centre d'accompagnement, afin d'harmoniser et de faciliter l'accès à l'ensemble des services pour ce segment de la clientèle. Le Distributeur fait un suivi de ces initiatives dans le présent dossier³⁶⁶.

[766] Le Distributeur poursuit son travail avec les associations de consommateurs, comme il le fait depuis plus de 15 ans. À cet égard, il prévoit tenir des rencontres avec la Table de travail sur le recouvrement et le Groupe de travail MFR. Depuis 2015, les intervenants au dossier tarifaire peuvent participer en tout temps à ces forums. En ce sens, le mandat a été élargi à l'ensemble de la clientèle résidentielle. Le BEIÉ est également un participant à ces forums.

19.1 ENTENTES DE PAIEMENT

[767] Le Distributeur a proposé, dans le cadre du dossier R-3905-2014, deux améliorations aux ententes de paiement, soit une entente plus généreuse pour les clients à très faible revenu et l'effacement graduel de la dette. Au présent dossier, il fait le suivi du travail effectué en vue de la réalisation de ces nouvelles initiatives. Également, il présente les nouvelles fonctionnalités dans l'*Espace client* qui permettent aux clients de prendre une entente simple en libre-service sous certaines conditions.

³⁶⁶ Pièce [B-0056](#), p. 6.

Entente plus généreuse pour les clients à très faible revenu

[768] La première initiative visait à offrir une entente plus généreuse pour les clients à très faible revenu, en introduisant une notion de taux d'effort sur le revenu, afin de rehausser la subvention à la consommation qui leur est accordée, si requise.

[769] Le Distributeur a présenté, en juin 2016, aux associations de consommateurs les résultats d'une analyse de données de Statistique Canada relative à l'utilisation du taux d'effort dans le projet d'entente. À la suite de cette analyse, le Distributeur compte :

«

- *proposer une nouvelle base pour la qualification des clients se situant à 50 % et moins des seuils de faible revenu;*
- *modifier le niveau de soutien actuel. En ce moment, le soutien maximal est établi en fonction d'un pourcentage de la consommation. Les résultats de l'analyse de données révèlent que le soutien maximal devrait également considérer un certain pourcentage du revenu brut. Cette modification du soutien qui viendrait bonifier le niveau de soutien actuel maximal est présentement en discussion avec les associations de consommateurs »³⁶⁷.*

[770] Le Distributeur prévoyait faire un projet pilote pour cette entente, à temps pour en faire rapport dans le cadre du présent dossier tarifaire³⁶⁸. En réponse à une DDR d'OC, le Distributeur indique qu'il n'a pas été en mesure de le faire, parce qu'il n'a pas obtenu à temps les données de Statistique Canada nécessaires à son analyse préliminaire³⁶⁹.

[771] Le Distributeur prévoit maintenant faire le projet pilote au deuxième trimestre de 2017 et faire le suivi des résultats auprès de la Table de travail sur le recouvrement et à la Régie, dans le cadre du dossier tarifaire 2018-2019. Si le projet pilote est concluant, le Distributeur prévoit mettre en place la mesure au deuxième trimestre de 2018³⁷⁰.

³⁶⁷ Pièce [B-0056](#), p. 6.

³⁶⁸ Décision [D-2016-033](#), p. 24, par. 36.

³⁶⁹ Pièce [B-0083](#), p. 31.

³⁷⁰ Pièces [B-0056](#), p. 6, et [B-0075](#), p. 54.

[772] **La Régie prend acte de l'engagement du Distributeur à compléter le projet pilote sur l'entente plus généreuse pour les clients à très faible revenu au deuxième trimestre de 2017 et à en présenter les résultats lors du prochain dossier tarifaire.**

Effacement graduel de la dette

[773] La deuxième initiative vise à radier une portion des sommes dues au fur et à mesure des versements effectués par le client, selon son entente personnalisée, afin de l'encourager à se rendre au terme de l'entente.

[774] Le Distributeur estime qu'il doit réaliser un projet pilote avant d'implanter cette mesure :

« Suite à une analyse réalisée par le Distributeur, il a été déterminé qu'il y aurait des coûts d'adaptation des systèmes informatiques importants à prévoir pour radier au fur et à mesure une portion de la dette à chaque paiement. Afin de déterminer si cette initiative encouragera le client à se rendre au terme de l'entente, le Distributeur souhaite tester cet effacement sur un échantillon de clients pour vérifier l'efficacité de cette mesure, avant une éventuelle implantation. Un projet pilote serait réalisé en 2017 »³⁷¹. [nous soulignons]

[775] Le Distributeur indique que le projet pilote se poursuivra durant l'année 2017 et que son intention est de déployer la mesure au début de 2018. Il accepte de présenter une mise à jour à la Régie lors du dossier tarifaire 2018-2019³⁷².

[776] Également, le Distributeur ajoute que le développement informatique définira le calendrier du projet pilote. Il précise que la mise en service est prévue pour le premier trimestre de 2018³⁷³.

³⁷¹ Pièce [B-0056](#), p. 6 et 7.

³⁷² Pièce [A-0040](#), p. 25 et 26.

³⁷³ Pièce [A-0040](#), p. 147.

[777] Dans son mémoire, OC juge que les coûts de cette mesure auraient dû être prévus par le Distributeur et estime que le délai entre l'annonce des nouvelles initiatives et leur implantation, soit une période potentielle de presque quatre ans, est beaucoup trop long³⁷⁴.

[778] Au sujet du projet pilote, l'UC souhaiterait que le Distributeur accélère son processus d'étude, afin d'implanter le plus rapidement possible, soit en 2017 (avant l'hiver 2017-2018), la mesure d'effacement graduel de la dette pour les ménages ayant conclu une entente de paiement³⁷⁵.

[779] La Régie demande au Distributeur de prendre les dispositions nécessaires en vue de réaliser le projet pilote sur l'effacement graduel de la dette dans les meilleurs délais. Elle lui demande également de déposer un bilan de ce projet pilote lors du prochain dossier tarifaire.

Offre sur le site Web

[780] Depuis 2015, de nouvelles fonctionnalités dans l'*Espace client* permettent aux clients de prendre une entente simple en libre-service sous certaines conditions. Pour les prochaines années, le Distributeur ajoutera de nouvelles options, telles la possibilité de modifier les montants et les dates de paiement de l'entente sur le site Web, de s'inscrire à un avis de rappel par courriel ou de suivre l'évolution de son entente³⁷⁶.

[781] Selon l'UC, il serait opportun que les clients puissent eux-mêmes consulter le site Web du Distributeur pour savoir s'ils peuvent se qualifier comme MFR et bénéficier des programmes qui leur sont offerts³⁷⁷.

[782] La Régie considère que la nouvelle section du site Web du Distributeur, qui fournit de l'information sur les options offertes aux clients en cas de difficultés de paiement, est une bonne initiative qui lui servira de base pour répondre à d'autres demandes ciblées de cette clientèle.

³⁷⁴ Pièce [C-OC-0008](#), p. 31.

³⁷⁵ Pièce [C-UC-0012](#), p. 6.

³⁷⁶ Pièce [B-0027](#), p. 40 et 41.

³⁷⁷ Pièce [C-UC-0012](#), p. 6.

[783] La Régie prend acte de la bonification par le Distributeur de son entente simple en libre-service, de même que de son intention d'offrir également en libre-service les ententes optimales d'une durée maximale de six mois³⁷⁸.

[784] La Régie demande au Distributeur de faire un suivi du projet pilote d'entente de paiement pour les clients à revenu modeste fortement endettés envers lui³⁷⁹. Elle lui demande également d'évaluer la proposition de l'UC quant à la diffusion des critères pour se qualifier en tant que MFR et d'en faire rapport lors du prochain dossier tarifaire.

19.2 INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[785] Le Distributeur poursuit ses démarches de collaboration avec le BEIÉ afin de déployer une offre intégrée en efficacité énergétique par le biais d'un guichet de services unique³⁸⁰. Pour préparer la mise en place de ce guichet, le Distributeur a annoncé, pour le début de 2017, un projet pilote avec le BEIÉ³⁸¹.

[786] Pour l'année témoin 2017, le Distributeur demande un budget de 5 M\$ pour le programme « Nouvelle Offre intégrée MFR », en baisse de 2 M\$ par rapport à 2016. Il attribue cette baisse au report d'activités de démarrage du programme³⁸².

[787] OC estime qu'il est peu probable que le budget anticipé de 5 M\$ pour ce programme soit réaliste³⁸³.

[788] La Régie invite le Distributeur à déployer tous les efforts possibles pour rejoindre un plus grand nombre de MFR dans le cadre du programme « Nouvelle Offre intégrée MFR ».

³⁷⁸ Pièce [B-0027](#), p. 40 et 41.

³⁷⁹ Pièce [B-0083](#), p. 16.

³⁸⁰ Pièce [B-0072](#), p. 127.

³⁸¹ Pièce [A-0040](#), p. 30 et 31.

³⁸² Pièce [B-0083](#), p. 35.

³⁸³ Pièce [C-OC-0008](#), p. 28.

19.3 HARMONISATION DES SERVICES POUR LES MFR

Centre d'accompagnement MFR

[789] Le Distributeur a proposé la création d'un Centre d'accompagnement dans le dossier R-3905-2014³⁸⁴, dont les objectifs sont les suivants :

« Le centre d'accompagnement vise à offrir à la clientèle à faible revenu un guichet unique qui :

- coordonnerait la qualification des clients pour les services d'efficacité énergétique et de les mesures destinés aux clients en difficultés de paiement;*
- assurerait le déploiement des mesures en efficacité énergétiques et le suivi des ententes de paiements;*
- au besoin, référerait les clients vers un organisme communautaire sélectionné lors de l'appel de candidatures pour des conseils budgétaires »³⁸⁵.*

[790] Toutefois, dans le présent dossier, le Distributeur annonce qu'il met fin à la mise en place du Centre d'accompagnement, puisqu'il n'a reçu aucune candidature pour agir à titre de coordonnateur pour ce centre³⁸⁶.

[791] OC explique qu'elle n'a pas répondu à l'appel d'offres parce qu'elle ne voulait pas réaliser les activités de recouvrement exigées par le Distributeur, ce qui va à l'encontre de sa mission³⁸⁷.

[792] En outre, selon OC, les exigences logistiques et organisationnelles du Distributeur auraient déstructuré son organisation³⁸⁸.

³⁸⁴ Dossier R-3905-2014, pièce [B-0125](#), p. 12.

³⁸⁵ Pièce [B-0056](#), p. 7.

³⁸⁶ Pièce [B-0072](#), p. 127.

³⁸⁷ Pièce [C-OC-0010](#), p. 3.

³⁸⁸ Pièce [C-OC-0010](#), p. 4.

[793] OC affirme toutefois que si le Distributeur retirait son exigence quant aux activités de recouvrement et réduisait ses exigences logistiques, elle pourrait reconsidérer sa participation en tant que prestataire de service pour les activités de coordination du Centre d'accompagnement³⁸⁹.

[794] Interrogé par la Régie à cet effet, le Distributeur indique qu'il a déjà modifié le concept du Centre d'accompagnement, afin de tenir compte des préoccupations des associations de consommateurs³⁹⁰.

[795] Dans son mémoire, OC maintient que les objectifs visés par le Centre d'accompagnement sont toujours souhaitables³⁹¹.

[796] Selon OC, le Distributeur a déjà le personnel et l'expertise requis pour mettre en place, avant le prochain dossier tarifaire, un Centre d'accompagnement au sein de son organisation et la Régie devrait l'encourager dans ce sens³⁹².

[797] La Régie rappelle que le coût total prévu pour les mesures destinées à la clientèle à faible revenu s'élève à 29,6 M\$ en 2017 (voir la section 10.2).

[798] Par ailleurs, le montant de la dépense de mauvaises créances résidentielle sera de 88,3 M\$ en 2017, dont au moins 8,9 M\$ seront attribuables aux MFR³⁹³.

[799] La Régie rappelle que le Centre d'accompagnement était une des mesures importantes proposées par le Distributeur à la suite du décret 814-2014 du gouvernement du Québec.

³⁸⁹ Pièce [C-OC-0010](#), p. 4.

³⁹⁰ Pièce [B-0116](#), p. 56.

³⁹¹ Pièce [C-OC-0008](#), p. 32.

³⁹² Pièce [C-OC-0022](#), p. 4, par. 20.

³⁹³ Pièce [B-0160](#), p. 11. Ces montants ne s'additionnent pas à ceux du paragraphe précédent.

[800] À l'instar d'OC et de l'UC, la Régie souligne que le Distributeur dispose déjà d'un personnel formé et expérimenté pour intervenir adéquatement auprès des MFR.

[801] **La Régie demande au Distributeur de mettre en place, à l'interne, un centre d'accompagnement pour les MFR afin de coordonner l'ensemble de ses interventions vis à vis cette clientèle.**

Financement des associations de consommateurs

[802] La Régie comprend que le financement aux associations de consommateurs vise à les compenser pour leur travail de négociation d'ententes de paiement et d'accompagnement budgétaire qu'elles accomplissent déjà auprès des clients en difficulté de paiement, principalement des MFR³⁹⁴.

[803] L'UC demande au Distributeur s'il lui est possible de financer les associations pour le travail des conseillers budgétaires des groupes de consommateurs avant la fin de l'année tarifaire actuelle³⁹⁵.

[804] Le Distributeur s'engage à amorcer ce financement en 2017, sous forme de projet pilote. Il ajoute que le financement sera déterminé en collaboration avec les associations de consommateurs³⁹⁶.

[805] **La Régie note que le Distributeur bénéficie d'une marge de manœuvre dans son budget et l'encourage à aller de l'avant avec le financement des associations de consommateurs, dans les meilleurs délais.**

19.4 STRATÉGIE TARIFAIRE

[806] Le Distributeur maintient que la prise en compte de la capacité de payer des clients, à même les tarifs d'électricité, est une avenue peu ciblée, difficile d'application et

³⁹⁴ Pièce [A-0051](#), p. 74.

³⁹⁵ Pièce [C-UC-0012](#), p. 8.

³⁹⁶ Pièce [B-0166](#), p. 3.

inefficace. Toutefois, il considère que la mise en œuvre de certaines orientations de la Régie relatives à l'évolution des tarifs domestiques, notamment la facture minimale et la hausse du seuil de la 1^{re} tranche, contribuerait à alléger la facture des petits consommateurs, dont les MFR.

[807] Dans la présente décision, la Régie reporte l'introduction d'une facture minimale, mais hausse le seuil de la 1^{re} tranche d'énergie, ce qui favorisera une grande partie des MFR. Également, elle maintient le concept de hausse différenciée du prix des tranches d'énergie, ce qui permet d'atténuer les impacts tarifaires auprès des petits consommateurs, parmi lesquels se retrouve la majorité des MFR.

[808] Les décisions de la Régie relativement à la stratégie tarifaire et aux tarifs pour l'année 2017-2018 apparaissent à la section 18.2 de la présente décision.

20. HAUSSE TARIFAIRE APPROUVÉE

[809] **Compte tenu de la présente décision, la Régie approuve, pour le Distributeur, les revenus requis de 11 694,9 M\$ et les revenus additionnels requis de 73,3 M\$ pour l'année témoin 2017. Il en résulte une hausse tarifaire estimée à 0,7 % pour l'ensemble des tarifs, à l'exception du tarif L, qui devrait connaître une hausse de 0,2 %.**

[810] Le tableau suivant illustre l'estimé de la hausse tarifaire pour l'année témoin 2017.

TABLEAU 41
ESTIMÉ DE LA HAUSSE TARIFAIRE APPROUVÉE EN 2017

<i>(en M\$)</i>	<i>Demande initiale</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Demande révisée (1)</i>	<i>Ajustements de la Régie</i>	<i>Reconnu</i>
Revenus des ventes 2017 (sans hausse de tarif)	11 490,6		11 490,6		11 490,6
Rabais sur ventes - Ménages à faible revenu	(14,0)		(14,0)		(14,0)
Revenus autres que ventes d'électricité	165,9		165,9		165,9
Ajustement-Provision réglementaire 2016	(20,9)		(20,9)		(20,9)
Revenus totaux aux fins du calcul des revenus additionnels requis	11 621,6	0,0	11 621,6	0,0	11 621,6
Revenus requis					
Achats					
Achats d'électricité	5 807,6		5 807,6	3,7	5 811,3
Service de transport	2 916,6		2 916,6	(52,7)	2 863,9
Coûts de distribution et SALC					
Charges d'exploitation	1 167,3		1 167,3	(30,0)	1 137,3
Autres charges	1 116,0	12,5	1 128,5	(21,7)	1 106,8
Frais corporatifs	31,8		31,8	0,0	31,8
Rendement de la base de tarification	748,1	(4,3)	743,8	0,0	743,8
	11 787,4	8,2	11 795,6	(100,7)	11 694,9
Revenus additionnels requis 2017	165,8	8,2	174,0	(100,7)	73,3
Revenus des ventes avant hausse					
Excluant les contrats spéciaux	10 653,8		10 653,8		10 653,8
Excluant les contrats spéciaux et le tarif L	9 351,2		9 351,2		9 351,2
Hausse demandée					
Clientèle au tarif L	1,1 %		1,2 %		
Autres clientèles	1,6 %		1,7 %		
Hausse requise estimée					
Clientèle au tarif L					0,2 %
Autres clientèles					0,7 %
Provision réglementaire estimée <i>(à considérer dans l'année suivante)</i>					23

Sources : Pièces [B-0012](#), p. 5, [B-0125](#), p. 5 et 7, et [B-0126](#), p. 3.

Note 1 : Le 30 novembre 2016, le Distributeur a procédé à la mise à jour du coût de la dette (décision [D-2014-034](#), p. 68, par. 273) et de la charge relative au BEIÉ (décision [D-2014-037](#), p. 27, par. 80).

Note générale : L'indexation du coût de l'électricité patrimoniale pour l'année témoin 2017 est de 1,13 %, ce qui représente 50 M\$, comptant pour 0,5 % (50 M\$ divisé par 9 351,2 M\$) de la hausse tarifaire demandée (pièce [B-0012](#), p. 6).

[811] Selon la Régie, la hausse tarifaire estimée fait en sorte que le client résidentiel chauffé tout-à-l'électricité, dont la consommation moyenne est de 18 784 kWh/an³⁹⁷, verra sa facture annuelle augmenter d'environ 11 \$.

³⁹⁷ Pièce [B-0052](#), p. 12, tableau 4.

[812] **La Régie demande au Distributeur de déposer, au plus tard le 14 mars 2017, à 12 h, les documents suivants :**

- **les revenus additionnels requis et la hausse tarifaire au 1^{er} avril 2017, selon le format du tableau 1 de la pièce B-0012³⁹⁸;**
- **le calcul de la provision réglementaire 2017;**
- **une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues dans la présente décision, selon le format de la pièce B-0053;**
- **la répartition du coût de service par catégorie tarifaire tenant compte de la présente décision, telle que présentée à la pièce B-0047;**
- **les indices d'interfinancement tenant compte de la présente décision, tels que présentés au tableau 1 de la pièce B-0052, page 8;**
- **un addenda au texte des *Conditions de service d'électricité*, afin de refléter uniquement le texte du nouvel article 11.6, modifié dans ses versions française et anglaise;**
- **les modifications apportées au texte des *Tarifs d'électricité* pour tenir compte de la présente décision, selon le format des pièces B-0164³⁹⁹, B-0165 et B-0166 du dossier R-3933-2015;**
- **un nouveau texte, dans ses versions française et anglaise, des *Tarifs d'électricité*.**

21. ORDONNANCE DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

[813] Lors du dépôt de sa demande tarifaire, le Distributeur demandait à la Régie de rendre une ordonnance de traitement confidentiel, en vertu de l'article 30 de la Loi, à l'égard des informations caviardées du tableau A-1 de l'annexe A de la pièce B-0024, intitulée « Volumes et coûts des approvisionnements postpatrimoniaux », et des informations contenues à l'annexe C de la pièce B-0042, pour les motifs invoqués aux affirmations solennelles déposées avec sa demande.

³⁹⁸ [Page 5](#).

³⁹⁹ Dossier R-3933-2015, pièce [B-0164](#), p. 20.

[814] Dans sa décision procédurale D-2016-135, rendue le 15 septembre 2016, la Régie a accueilli la demande d'ordonnance de traitement confidentiel du Distributeur relativement à ces informations, sans restriction quant à sa durée.

[815] En réponse à une demande de la Régie, le Distributeur produit, sous pli confidentiel, le « Tableau R-9.1 : Puissance garantie pour l'hiver 2016-2017 », en détaillant les achats sur les marchés de court terme correspondant exclusivement aux 300 MW de puissance UCAP acquis par le biais de l'appel d'offres lancé en mai 2014 (A/O 2014-01), pour l'hiver 2016-2017⁴⁰⁰.

[816] Il précise qu'en vertu des ententes conclues avec les contreparties concernées, les données relatives à ces transactions sont maintenues confidentielles jusqu'à 90 jours suivant la date de fin de la transaction⁴⁰¹.

[817] Le Distributeur demande à la Régie de se prévaloir des dispositions de l'article 30 de la Loi pour interdire toute divulgation de la réponse à la question 9.1 de la DDR n° 3 de la Régie, déposée sous pli confidentiel.

[818] Au soutien de sa demande d'ordonnance, le Distributeur dépose l'affirmation solennelle de monsieur Richard Lagrange, chef - Planification et fiabilité pour la direction Approvisionnement en électricité de la division Hydro-Québec Distribution⁴⁰².

[819] Dans son affirmation solennelle, M. Lagrange souligne que la réponse fournie par le Distributeur comporte les résultats pour l'appel d'offres A/O 2014-01 – Puissance garantie pour l'hiver 2016-2017 et qu'en vertu des règles de confidentialité prévues aux ententes exécutoires de soumission déposées par les soumissionnaires retenus pour l'attribution d'un contrat dans le cadre de l'appel d'offres, le nom de ces soumissionnaires et le prix de leur soumission doivent être gardés confidentiels et le demeurer pour une durée de 90 jours, après l'expiration de la transaction applicable.

⁴⁰⁰ Pièce [B-0109](#).

⁴⁰¹ Pièce [B-0108](#), p. 13, R.9.1.

⁴⁰² Pièce [B-0107](#).

[820] M. Lagrange soutient que la divulgation des informations déposées sous pli confidentiel constituerait une violation de l'obligation de confidentialité à laquelle est tenu le Distributeur et qu'elle permettrait également d'identifier facilement les prix des soumissions, considérant le nombre restreint de contrats attribués pour l'hiver 2016-2017, à la suite de l'appel d'offres.

[821] La Régie n'a reçu aucun commentaire ni aucune objection de la part des intervenants et autres personnes intéressées relativement à cette demande d'ordonnance de traitement confidentiel.

[822] Après examen de l'affirmation solennelle, la Régie juge que les motifs qui y sont invoqués justifient l'émission de l'ordonnance demandée à l'égard des informations contenues à la pièce B-0109.

[823] En conséquence, la Régie accueille la demande d'ordonnance de traitement confidentiel du Distributeur relativement aux informations contenues à la pièce B-0109, pour une durée de 90 jours, après l'expiration de la dernière transaction applicable.

[824] Elle demande au Distributeur de l'informer administrativement de la date d'expiration du délai de 90 jours suivant l'expiration de la dernière transaction visée par la présente ordonnance, afin qu'elle puisse lever la confidentialité.

[825] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la demande du Distributeur;

APPROUVE la demande du Distributeur de verser les soldes des comptes de *pass-on* 2015 et 2016, au montant net de 0,8 M\$, de même que, exceptionnellement, la totalité des soldes 2010 à 2016 du compte de nivellement pour aléas climatiques, au montant net de 159,5 M\$, dans les revenus requis de 2017;

REFUSE la création du compte d'écarts sur les revenus des ventes nets des achats d'électricité de l'année témoin 2017;

AUTORISE, jusqu'à concurrence d'un montant de 556,8 M\$, les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs de moins de 10 M\$ destinés à la distribution d'électricité et pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*⁴⁰³;

REFUSE la proposition du Distributeur de mettre fin aux suivis demandés par la Régie pour le Projet LAD dans ses décisions D-2012-127, D-2013-037 et D-2014-101 et lui **DEMANDE** de produire :

- pour l'année 2016, le dernier suivi trimestriel ainsi que le suivi annuel, et
- pour l'année 2017, les suivis prévus au Rapport annuel et dans le dossier tarifaire 2018-2019, dans le même format que celui de la pièce B-0040;

APPROUVE un budget total de 105 M\$ pour les interventions en efficacité énergétique pour l'année témoin 2017;

DÉTERMINE un taux de rendement de 6,899 % de la base de tarification 2017 du Distributeur, incluant un taux de rendement des capitaux propres de 8,2 % et un coût moyen de la dette de 6,198 %;

AUTORISE l'utilisation d'un coût en capital prospectif de 5,053 %;

RÉSERVE sa décision finale quant à la base de tarification, la détermination des montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assurer la prestation de service, les revenus requis et les revenus additionnels requis pour l'année témoin 2017 ainsi que la fixation des tarifs applicables au 1^{er} avril 2017, la modification du texte des *Tarifs d'électricité* et celui des *Conditions de service d'électricité*, jusqu'à ce qu'elle reçoive du Distributeur, au plus tard le **14 mars 2017, à 12 h**, les informations requises par la présente décision;

ORDONNE au Distributeur de déposer, au plus tard le **14 mars 2017, à 12 h**, une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues dans la présente décision, dans le même format que celui de la pièce B-0053;

⁴⁰³ [RLRQ, c. R-6.01, r. 2.](#)

ORDONNE au Distributeur de mettre à jour le texte des *Tarifs d'électricité*, tel qu'indiqué dans la présente décision, et de déposer ce document, dans ses versions française et anglaise, pour approbation, au plus tard le **14 mars 2017, à 12 h**;

ORDONNE au Distributeur de produire, pour approbation, un addenda au texte des *Conditions de service d'électricité*, afin de refléter uniquement le texte du nouvel article 11.6, modifié dans ses versions française et anglaise, au plus tard le **14 mars 2017, à 12 h**;

ACCUEILLE la demande d'ordonnance de traitement confidentiel du Distributeur à l'égard des informations contenues à la pièce B-0109;

ORDONNE au Distributeur de se conformer à chacune des ordonnances, demandes, prescriptions et conditions énoncées dans la présente décision, dans les délais fixés.

Louise Pelletier
Régisseur

Louise Rozon
Régisseur

Bernard Houle
Régisseur

Représentants :

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ) représentée par M^e Denis Falardeau;

Association des professionnels de la construction et de l'habitation du Québec (APCHQ) représentée par M^e Natacha Boivin;

Association Hôtellerie Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ) représenté par M^e Steve Cadrin;

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ) représenté par M^e Pierre Pelletier;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI) représentée par M^e André Turmel;

Hydro-Québec représentée par M^e Éric Fraser et M^e Simon Turmel;

Option consommateurs (OC) représentée par M^e Éric David;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M^e Franklin S. Gertler;

Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Prunelle Thibault-Bédard;

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;

Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Marcel Boucher et M^e Hélène Sicard;

Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Catherine Rousseau;

Union des producteurs agricoles (UPA) représentée par M^e Marie-Andrée Hotte.

Pièce P-5

INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

TABLE DES MATIÈRES

1. CONTEXTE D’AFFAIRES	5
2. INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	5
2.1. Résultats anticipés 2017	5
2.2. Interventions de 2018.....	6
3. INTERVENTIONS EN ÉCONOMIES D’ÉNERGIE	7
3.1. Marché Résidentiel.....	7
3.2. Marché Affaires	10
4. INTERVENTIONS EN GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE (GDP).....	11
4.1. Marché Résidentiel.....	11
4.2. Marché Affaires	13
5. INNOVATIONS TECHNOLOGIQUE ET COMMERCIALES	13
6. INTERVENTIONS EN RÉSEAUX AUTONOMES	14
7. ANALYSES ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRES	16
7.1. Analyses économiques.....	16
7.1.1. <i>Analyse de sensibilité</i>	17
7.2. Analyse financière	18
7.2.1. <i>Impact sur le coût de service</i>	18

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Résultats anticipés pour 2017	6
Tableau 2 : Répartition du budget 2018.....	7
Tableau 3 : Budgets et objectifs 2018 – Marché Résidentiel.....	8
Tableau 4 : Budgets et objectifs 2018 – Marché Affaires	10
Tableau 5 : Budgets et objectifs 2018 – Gestion de la demande en puissance.....	11
Tableau 6 : Résultats des analyses économiques	16
Tableau 7 : Résultats des analyses économiques Gestion de la demande en puissance....	17
Tableau 8 : Résultats des analyses de sensibilité.....	18
Tableau 9 : Analyse financière Impact net du budget 2018 sur les tarifs du Distributeur par marchés	18
Tableau 10 : Impact en 2018 des dépenses de mise en œuvre ¹ sur le coût de service du Distributeur	19
Tableau A-1 : Budgets annuels	23
Tableau A-2 : Impacts énergétiques	24
Tableau B-1 : Hypothèses de calcul 2018	26
Tableau C-1 : Analyses économiques (M\$ actualisés de 2018).....	28
Tableau C-2 : Analyses économiques (¢/kWh actualisés de 2018).....	29
Tableau C-3 : Analyses économiques – Gestion de la demande en puissance (\$/kW-hiver actualisés de 2018).....	30
Tableau C-4 : Impact net sur les tarifs du Distributeur	31

1. CONTEXTE D'AFFAIRES

1 Le contexte dans lequel évolue la vision commerciale du Distributeur en efficacité
2 énergétique est marqué par une croissance modeste de la demande, des besoins en
3 puissance, de même que l'adoption en 2016 de la Politique énergétique 2030 par le
4 gouvernement du Québec. Un premier pas dans la mise en œuvre de cette politique
5 énergétique a été la création de l'organisme Transition énergétique Québec (TEQ), lequel
6 sera responsable d'assurer la gouvernance intégrée de la transition énergétique. L'impact de
7 ce contexte sur les activités du Distributeur en matière d'efficacité énergétique se précisera
8 au cours de l'année.

2. INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

2.1. Résultats anticipés 2017

9 Les efforts de 2017 devraient se traduire par des économies d'énergie d'environ 430 GWh et
10 près de 250 MW en gestion de la demande en puissance. Les dépenses reliées à ces
11 interventions totaliseront près de 85 M\$, un montant inférieur de 20 M\$ à celui autorisé par la
12 Régie dans sa décision D-2017-022. L'écart de budget découle essentiellement du report du
13 programme *Charges interruptibles résidentielles – Chauffe-eau* au marché Résidentiel.
14 Le tableau 1 présente les résultats anticipés pour 2017.

**TABLEAU 1 :
RÉSULTATS ANTICIPÉS POUR 2017⁽¹⁾**

Programmes et activités du Distributeur	D-2017-022		Résultats anticipés		Écart	
	Budget TOTAL	Économies d'énergie/ Puissance	Budget TOTAL	Économies d'énergie/ Puissance	Budget TOTAL	Économies d'énergie/ Puissance
<i>Efficacité énergétique</i>	(M\$)	(GWh)	(M\$)	(GWh)	(M\$)	(GWh)
Marché Résidentiel	17	138	18	138	1	-
Marché Affaires - Commercial et institutionnel	22	151	23	143	1	(9)
Marché Affaires - Industriel	18	135	15	144	(3)	9
Réseaux autonomes	9	8	9	8	0	-
Innovations technologiques et commerciales	8	1	7	1	(1)	-
Activités communes	6	-	5	-	(0)	-
Total - Efficacité énergétique - M\$ et GWh	80	433	78	433	(2)	(0)
<i>Gestion de la demande en puissance</i>	(M\$)	(MW)	(M\$)	(MW)	(M\$)	(MW)
Marché Résidentiel	25	86	6	16	(19)	(70)
Marché Affaires	1	165	1	238	0	73
Total - Gestion de la demande en puissance - M\$ et MW²	25	251³	7	253	(18)	3
TOTAL - Interventions du Distributeur - M\$	105		85		(20)	

¹ Le total et les sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison de l'arrondissement.

² Le budget (M\$) exclut la portion relative aux crédits d'interruption compris dans les coûts d'approvisionnement du Distributeur.

³ MW totaux présentés pour les programmes de charges interruptibles. Dans le dossier R-3980-2016, le Distributeur présentait les MW ajoutés.

2.2. Interventions de 2018

- 1 Les priorités du Distributeur à l'égard des interventions en efficacité énergétique visent le
- 2 maintien des économies d'énergie acquises depuis 2003, la compensation d'une partie de la
- 3 croissance par des mesures d'économies d'énergie et l'augmentation de la contribution de la
- 4 gestion de la demande en puissance au bilan de ses moyens de gestion.
- 5 Aux interventions ciblant les clients s'ajoutent celles en innovation technologique et
- 6 l'implication du Distributeur sur des comités dont le rôle est l'évolution des normes et de la
- 7 réglementation.
- 8 En 2018, le Distributeur prévoit un budget de 110 M\$ pour des impacts en économies
- 9 d'énergie d'environ 450 GWh et près de 400 MW en gestion de la demande en puissance.
- 10 Le tableau 2 présente les budgets pour l'année 2018.

**TABLEAU 2 :
RÉPARTITION DU BUDGET 2018**

	M \$
Marché Résidentiel	18
Marché Affaires - Commercial et institutionnel	24
Marché Affaires - Industriel	17
Gestion de la demande en puissance	27
Réseaux autonomes	9
Innovations technologiques et commerciales	8
Activités communes	7
	110

3. INTERVENTIONS EN ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

1 En matière d'économies d'énergie, le Distributeur poursuit les activités visant à soutenir la
2 transformation du marché, à accompagner les clients dans leurs projets d'économie
3 d'énergie et à développer une culture de l'efficacité énergétique. Dans certains segments de
4 marché, le Distributeur maintient des appuis financiers là où ce levier est encore nécessaire.

5 Les interventions en économie d'énergie prévues en 2018 se traduiront par une réduction de
6 près de 60 MW des besoins en puissance du Distributeur.

3.1. Marché Résidentiel

7 Au fil des ans, les efforts du Distributeur au marché Résidentiel ont porté à la fois sur
8 l'adoption de produits éconergétiques, avec des aides financières lorsque le coût de ceux-ci
9 le justifiait, et sur la sensibilisation à l'économie d'énergie.

10 La sensibilisation visant à encourager les comportements durables en matière de choix
11 énergétiques et l'utilisation judicieuse de l'électricité se poursuivra en 2018. Des campagnes
12 seront déployées par le biais d'actions de communication sur divers canaux (web, médias
13 sociaux, publicités et commandites), de même que par des activités de commercialisation,
14 notamment auprès des détaillants.

15 En ce qui a trait aux produits éconergétiques, les activités du Distributeur s'adaptent selon
16 qu'il s'agit de produits pour lesquels il a contribué à rendre les choix des consommateurs
17 bien ancrés (par exemple, ampoules à DEL) ou de produits dont la notoriété reste à bâtir. La
18 promotion des premiers s'appuie sur des activités de communication par le biais de divers
19 canaux, lesquelles sont adaptées aux différents produits. Pour les produits dont la notoriété

- 1 demeure à bâtir, le Distributeur intervient non seulement auprès des clients, mais également
2 auprès des influenceurs du marché.
- 3 Le Distributeur est d'avis que certains segments de marché, comme les ménages à faible
4 revenu, les clients des réseaux autonomes et le développement urbain durable, doivent être
5 traités avec des approches spécifiques. Aussi, les interventions du Distributeur auprès de
6 ces différents segments continueront d'être adaptées pour chacun d'entre eux.
- 7 Les budgets consacrés aux interventions en efficacité énergétique pour l'année 2018 sont
8 présentés au tableau 3.

**TABLEAU 3 :
BUDGETS ET OBJECTIFS 2018 – MARCHÉ RÉSIDENTIEL**

	2018	
	M \$	GWh
Marché Résidentiel		
Initiatives Mieux consommer	18	153
Offre Ménages à faible revenu	8	5
	25	158

Initiatives Mieux consommer

- 9 En 2017, les activités de sensibilisation mettent l'accent sur les moyens de réduction de
10 consommation, dont l'abaissement de température et l'isolation. Ces produits et gestes sont
11 ceux dont les impacts énergétiques sont les plus importants lors des périodes de forte
12 consommation.
- 13 La campagne de sensibilisation *Mieux consommer* se poursuit en 2017 à la radio, sur le web
14 et les médias sociaux. De plus, le Distributeur est présent lors d'événements et festivals avec
15 le kiosque *Les bons réflexes*, qui se veut ludique et permet une interaction directe avec les
16 clients.
- 17 Un nouveau modèle d'affaires visant l'échange de visibilité avec un partenaire quincaillier est
18 présentement à l'essai dans le cadre d'un projet pilote de promotion de produits
19 éconergétiques. Selon les résultats obtenus par ce projet pilote, le modèle d'affaires pourrait
20 être étendu à d'autres partenaires.
- 21 Le Distributeur mise toujours sur le volet jeunesse de la sensibilisation à l'efficacité
22 énergétique avec la *Valise 00Watt*, modernisée en 2015. La centaine de *Valises 00Watt*
23 rejoint environ 18 000 élèves, et ce, chaque année.
- 24 Le *Portrait de ma consommation* est désormais disponible sur l'*Espace client*. L'outil permet
25 au client de prendre connaissance de sa consommation d'électricité quotidienne, mensuelle
26 ou annuelle, d'y associer le coût et la température extérieure de sa région, de même que
27 d'accéder à des conseils en efficacité énergétique. Par ailleurs, les fonctionnalités

1 dynamiques de comparaison intégrées à ce libre-service facilitent la compréhension de
2 l'impact du chauffage sur la consommation.

3 Lors de la refonte du site web *Mieux consommer*, le volet éclairage a notamment fait l'objet
4 d'une optimisation avec des contenus explicatifs. Un nouvel outil *Comment choisir ses*
5 *ampoules* sera mis en ligne en 2018 afin de faciliter l'achat en magasin, notamment des
6 ampoules à DEL.

7 La promotion de *Maisons efficaces* prend fin le 31 décembre 2017. Cette offre n'a pas
8 suscité l'intérêt escompté auprès des constructeurs et des consommateurs.

9 La promotion de *Fenêtres et portes-fenêtres* se poursuit. Une évaluation des interventions du
10 Distributeur dans ce marché est présentement en cours de réalisation afin de mesurer
11 l'influence du Distributeur pour ces produits.

12 En 2017, les thermopompes ont été ajoutées à la promotion des produits de *Piscines*
13 *efficaces*. Les résultats obtenus permettront d'orienter les activités de promotion en 2018.

14 L'impact positif des améliorations apportées au mode de déploiement des produits
15 économiseurs d'eau et d'énergie homologués WaterSense® depuis le lancement de l'offre
16 milite en faveur du maintien de ce modèle d'affaires. Le Distributeur procédera à un appel de
17 propositions d'ici la fin de 2017 afin de poursuivre le déploiement de trousse et de produits
18 individuels en 2018.

19 Le Distributeur maintient le programme *Développement urbain durable*. Il continue de
20 promouvoir ce programme lors de colloques et d'événements ciblés favorisant la création
21 d'éco-quartiers. Deux projets sont présentement en phase d'analyse.

Offre aux ménages à faible revenu

22 En 2017, le Distributeur a réalisé un projet pilote en collaboration avec le BEIÉ afin d'évaluer
23 le potentiel que représente l'intégration des mesures d'économie d'énergie complémentaires
24 à l'offre *Éconologis*. Toutes les mesures proposées ont été installées où cela était possible et
25 des conseils ont été prodigués aux participants.

26 Le projet s'est avéré concluant. Le taux de remplacement de l'éclairage à DEL a atteint 97 %
27 et celui du remplacement des réfrigérateurs, 27 %. Ce dernier taux s'explique, entre autres,
28 par l'âge des appareils, qui n'en justifie pas le remplacement, ainsi que par la pénétration du
29 programme *Remplacement de frigos MFR* du Distributeur, lequel a déjà rejoint plus de
30 30 000 ménages.

31 Le Distributeur poursuivra sa collaboration avec TEQ afin d'ajouter de nouvelles mesures
32 complémentaires à l'offre *Éconologis* et de définir les meilleurs moyens de rejoindre
33 l'ensemble de cette clientèle.

34 Les différents volets du programme *Rénovations énergétiques MFR* se poursuivent en 2018.

3.2. Marché Affaires

- 1 En 2017, le Distributeur a maintenu son offre de programmes d'aide à la mise en œuvre de
 2 projets en économies d'énergie à un niveau relativement stable. Par ces programmes, le
 3 Distributeur contribue à améliorer la compétitivité des entreprises.
- 4 Pour 2018, les interventions à ce marché devraient générer des économies d'énergie
 5 d'environ 300 GWh et le Distributeur prévoit y consacrer un budget de 41 M\$.

**TABLEAU 4 :
BUDGETS ET OBJECTIFS 2018 – MARCHÉ AFFAIRES**

	2018	
	M \$	GWh
Marché Affaires		
Commercial et institutionnel	24	154
OIEÉB	21	142
Produits efficaces	3	12
Industriel	17	139
OIEÉSI - Petites et moyennes entreprises	9	53
OIEÉSI - Grandes industries	8	86
	41	293

Offres intégrées en efficacité énergétique pour les bâtiments et les systèmes industriels (OIEÉB et OIEÉSI)

- 6 Les programmes d'offre intégrée Affaires contribuent de manière importante aux objectifs du
 7 Distributeur en matière d'efficacité énergétique. L'objectif de 2017 sera atteint, avec des
 8 gains anticipés de l'ordre de 272 GWh et un budget d'environ 33 M\$.
- 9 Pour 2018, l'offre actuelle du Distributeur demeure la même, avec un objectif d'économies
 10 d'énergie de 281 GWh, pour un budget de 38 M\$.

Produits efficaces

- 11 En 2017, le Distributeur anticipe des résultats supérieurs aux objectifs, notamment pour les
 12 produits du secteur agricole. Le budget anticipé pour 2017 s'établit à 3,8 M\$, pour un impact
 13 énergétique de 14,8 GWh, soit 5 GWh de plus que prévu.
- 14 Le programme est maintenu en 2018, avec un budget planifié de 3,4 M\$ et un impact
 15 énergétique de 12 GWh.

4. INTERVENTIONS EN GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE (GDP)

1 Le budget anticipé pour 2017 s'élève à 7,3 M\$. L'impact en puissance total anticipé des
2 programmes de GDP est évalué à 250 MW pour l'hiver 2017-2018.

3 Le Distributeur prévoit consacrer un peu plus de 27 M\$ en 2018 pour ses interventions en
4 GDP, lui permettant d'assurer près de 400 MW comme moyens à sa disposition pour
5 équilibrer son bilan en puissance à l'hiver 2018-2019, comme présenté au tableau 5.

TABLEAU 5 :
BUDGETS ET OBJECTIFS 2018 – GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE

	2018	
	M \$	MW
Gestion de la demande en puissance		
Chauffe-eau à trois éléments	2	3
Sensibilisation et biénergie DT	1	0
Charges interruptibles résidentielles	24	83
Charges interruptibles - Bâtiments	1	310
	27	396

¹ Le total et les sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison de l'arrondissement.

4.1. Marché Résidentiel

Chauffe-eau à trois éléments

6 En 2017, le Distributeur a mis en place un soutien promotionnel et financier à l'intention des
7 installateurs de chauffe-eau à trois éléments. Le Distributeur maintient le programme
8 *Chauffe-eau à trois éléments* en 2018. Ce programme est rentable et complémentaire à
9 toute autre offre en gestion de la demande en puissance que pourrait déployer le Distributeur
10 dans ce segment de marché¹.

Charges interruptibles résidentielles

11 Le Distributeur envisage toujours de mettre en œuvre un programme de *Charges*
12 *interruptibles résidentielle*. Il évalue différentes solutions qui lui permettraient d'obtenir le
13 soutien des parties-prenantes, tels que l'Institut national de la santé publique du Québec et la
14 Régie du bâtiment, pour la mise en œuvre d'une intervention avec les chauffe-eau.

15 Par ailleurs, selon les résultats du projet pilote de charges de chauffage central interruptibles,
16 le Distributeur pourrait lancer un programme à cet effet dans le courant de l'année 2018.

¹ Voir le suivi de la décision D-2017-022, à l'annexe D de la présente pièce.

1 À l'instar des années antérieures, le Distributeur demande un budget de 24 M\$ afin d'être en
2 mesure de lancer un programme de charges interruptibles en 2018. Lorsque le Distributeur
3 sera en maîtrise de tous les paramètres d'un programme de charges interruptibles
4 résidentielles, il s'assurera que celui-ci rencontre le critère habituel de rentabilité du point de
5 vue de la société.

6 *Projet pilote Charges de chauffage central interruptibles*

7 Le recrutement de participants pour le projet pilote est prévu pour l'automne 2017 afin de
8 réaliser des interruptions au cours de l'hiver 2017-2018. Le projet permettra aussi de valider
9 l'effacement de la pointe à diverses températures et la perception des clients à l'égard du
10 préchauffage des espaces lors d'événements de gestion de la demande en puissance, de
11 même que préciser la méthode de calcul pour la rémunération des clients.

12 *Projet de démonstration Charges de chauffage à plinthes interruptibles*

13 Le projet de démonstration se poursuivra au cours de l'hiver 2017-2018 dans les trente
14 résidences équipées de thermostats communicants pour plinthes électriques. Les travaux
15 réalisés à l'hiver 2016-2017 ont permis la calibration des équipements, l'évaluation des
16 stratégies de gestion de la demande en puissance et le recul nocturne de la température.

17 Le mesurage se poursuivra à l'hiver 2017-2018 afin d'évaluer les gains de diverses
18 stratégies de contrôle.

Biénergie

19 Le Distributeur a réalisé un projet pilote de biénergie interruptible au cours de l'hiver 2016-
20 2017. Un volet d'effacement volontaire a aussi été testé dans le cadre de ce projet pilote. Il
21 est décrit ci-après comme le *Projet pilote Mesures comportementales avec chauffage*
22 *d'appoint non électrique*. Par ailleurs, à l'hiver 2018-2019, le Distributeur évaluera les
23 bénéfices de la biénergie au gaz avec thermopompe en période de pointe dans le cadre d'un
24 projet de démonstration technologique et commerciale.

25 *Projet pilote biénergie interruptible*

26 Le projet de biénergie interruptible a permis de démontrer la faisabilité technique de
27 télécommander des systèmes de chauffage biénergie. L'effacement moyen évalué chez les
28 participants se situait entre 5,4 kW et 6,7 kW selon le type de système. Comme anticipé,
29 l'effacement observé dans le cadre du projet est similaire à celui estimé pour le tarif DT. Le
30 Distributeur poursuit ce projet afin de couvrir un cycle annuel de facturation.

31 Deux sondages sont prévus à l'automne 2017 concernant la biénergie. Un premier sera
32 réalisé auprès des participants au projet pilote. Le second vise les autres clients biénergie
33 afin d'évaluer leur intérêt pour une offre commerciale de biénergie interruptible et leur
34 satisfaction à l'égard du tarif. Ces deux sondages visent à identifier les conditions
35 nécessaires afin de minimiser l'effritement du parc biénergie du Distributeur.

1 *Projet pilote Mesures comportementales avec chauffage d'appoint non électrique*

2 Le projet pilote avait pour objectif d'évaluer l'abaissement de la demande électrique en
3 période de pointe de clients résidentiels utilisant l'électricité comme chauffage principal mais
4 possédant un chauffage d'appoint non électrique (foyer, propane, gaz, granules). Les
5 participants étaient incités à utiliser leur chauffage d'appoint non électrique lors de périodes
6 de pointe dont ils étaient informés à l'avance par le Distributeur. Le principal enjeu d'un volet
7 volontaire réside dans l'évaluation de l'effacement, puisque les clients possédant des
8 systèmes de chauffage d'appoint ont généralement l'habitude de les utiliser en période de
9 froid afin de réduire leurs coûts de chauffage, ce qui diminue les gains pour le Distributeur.

10 Le Distributeur envisage la possibilité de poursuivre ce projet pilote une seconde année dans
11 le but d'évaluer la persistance des gains si les participants sont sollicités pour un plus grand
12 nombre d'événements au cours de l'hiver, le nombre d'événements ayant été faible compte
13 tenu de l'hiver doux.

14 *Projet de démonstration technologique et commerciale de biénergie au gaz avec*
15 *thermopompe pour la nouvelle construction*

16 Le projet soumis par le partenaire ÉcoHabitation vise à quantifier les bénéfices d'une
17 utilisation judicieuse de diverses sources d'énergie en période de pointe hivernale, en
18 l'occurrence l'utilisation d'une thermopompe et d'un chauffage au gaz naturel. Une
19 campagne de mesurage est prévue à l'hiver 2017-2018, laquelle permettra une évaluation
20 comparative du coût d'utilisation de tels systèmes par rapport à des systèmes traditionnels.

4.2. **Marché Affaires**

21 Lancé en avril 2016, le programme *GDP Affaires* s'est avéré un vif succès auprès des clients
22 de ce segment. La participation des agrégateurs au programme a permis d'inscrire de plus
23 petits bâtiments parmi les projets. L'objectif global de 70 MW à l'hiver 2016-2017 a été
24 largement dépassé, avec des résultats de l'ordre de 183 MW.

25 Le Distributeur prévoit dépasser son objectif de 150 MW pour l'hiver 2017-2018 avec un
26 résultat anticipé de 230 MW. Le Distributeur anticipe une participation accrue des
27 agrégateurs à l'hiver 2017-2018.

28 Compte tenu des résultats obtenus à ce jour par ce programme, son impact en puissance
29 pour l'hiver 2018-2019 est estimé à 300 MW.

5. **INNOVATIONS TECHNOLOGIQUE ET COMMERCIALES**

30 En 2017, les activités du LTÉ en efficacité énergétique au marché Résidentiel, ont consisté
31 en la réalisation de projets de démonstration en gestion de la demande, de même qu'en la
32 fourniture d'expertise dans le cadre des projets pilotes en gestion de la demande en
33 puissance.

1 Au marché Affaires, le projet d'éclairage urbain intelligent est complété. L'analyse des
2 résultats permettra au Distributeur d'élaborer des recommandations pour les clients
3 intéressés par ce type d'installation.

4 Le budget 2018 consacré à ces activités s'élève à 8 M\$. Les travaux entamés en 2017 en
5 gestion de la demande en puissance se poursuivront, notamment avec des projets de
6 démonstration technologique et commerciale de biénergie pour la nouvelle construction et
7 les thermostats communicants pour plinthes électriques. L'expertise du LTÉ sera aussi mise
8 à contribution dans le cadre des projets pilotes de charges interruptibles de chauffage central
9 et de mesures comportementales avec chauffage d'appoint au combustible, lequel sera
10 élargi à un plus grand nombre de participants.

11 Divers travaux ont aussi cours dans les deux maisons d'expérimentation en énergétique du
12 bâtiment (MEÉB) installées à Shawinigan, notamment sur l'impact des panneaux solaires et
13 des équipements de domotique sur le profil énergétique résidentiel.

6. INTERVENTIONS EN RÉSEAUX AUTONOMES

14 La stratégie du Distributeur en réseaux autonomes visant à limiter la croissance de la
15 demande en électricité s'est poursuivie en 2017, de même qu'elle orientera les interventions
16 prévues au cours de l'année 2018. Le budget prévu pour ces interventions s'élève à 8 M\$,
17 pour des économies d'énergie de 5 GWh.

18 Les campagnes de sensibilisation et les approches intégrées continueront d'être favorisées
19 dans tous les réseaux autonomes en 2018.

Nunavik

20 Les travaux du comité de liaison réunissant des intervenants du Nunavik se poursuivent. Le
21 comité se réunit à intervalles réguliers pour assurer la concertation des interventions afin
22 d'encourager la population à mieux utiliser l'électricité, de même que pour accueillir les
23 préoccupations du milieu local quant aux moyens utilisés dans le cadre des interventions en
24 efficacité énergétique du Distributeur.

25 Un appel d'offres a été lancé afin de débiter l'installation d'éclairage efficace au marché
26 Affaires à l'automne 2017.

27 Les interventions du Distributeur en sensibilisation, tant à l'efficacité énergétique qu'à la
28 pointe hivernale, se poursuivront en 2018.

Projet pilote minuterie pour chauffe-moteur

30 Le projet pilote, réalisé en 2016, visant l'utilisation de la minuterie pour chauffe-moteur au
31 Nunavik n'a pas été concluant. Parmi les participants au projet pilote, plus de la moitié ont
32 éprouvé des problèmes de démarrage de leur véhicule lors de l'utilisation de la minuterie.

33 Selon le comité de liaison, les minuteries sont mal adaptées au climat nordique extrême du
34 Nunavik. Les conditions requises pour que ces appareils soient efficaces, à savoir que les

1 véhicules soient à l'abri du vent ou dans des abris et que leur batterie soit chargée à 100 %
2 en tout temps (neuves), sont rarement respectées dans les villages du Nunavik. Le
3 Distributeur n'offrira donc pas de programme pour les minuteriers pour chauffe-moteur dans
4 cette région.

5 *Projet pilote génératrices privées*

6 Le Distributeur a complété la réalisation du projet pilote visant l'utilisation des génératrices
7 privées à des fins de fiabilité. Le projet pilote visait à la fois la mise en place d'un processus
8 afin d'assurer le démarrage des génératrices au moment requis et l'évaluation de l'intérêt
9 des clients ayant un appel de puissance important à participer à un tel programme.

10 L'intérêt des clients ciblés par une éventuelle offre s'est avéré décevant. En effet, seulement
11 deux clients ont accepté de participer au projet pilote. La principale raison invoquée par les
12 clients ayant refusé de participer était à l'égard des inconvénients liés à l'utilisation des
13 génératrices et la disponibilité de personnel qualifié pour l'opérer au moment opportun.
14 Conséquemment, le Distributeur ne poursuivra pas cette initiative.

Îles-de-la-Madeleine

15 Le programme d'offre intégrée d'isolation des entretoits, d'installation de trousse de produits
16 économiseurs d'eau et d'énergie et de remplacement d'ampoules extérieures à DEL s'est
17 poursuivi en 2017. En date du mois de mai 2017, près de 600 bâtiments ont été isolés, plus
18 de 2 500 trousse ont été distribuées et plus de 8 000 ampoules à DEL pour l'éclairage
19 extérieur ont été installées.

20 Le programme d'*Offre intégrée* se termine en décembre 2017. Toutefois, le Distributeur
21 considère que le potentiel commercial pour le volet isolation des entretoits n'est pas
22 entièrement atteint et il pourrait prolonger ce volet en 2018.

23 Le volet propane du PUEÉ est maintenant offert aux clients Affaires de ce réseau. À l'hiver
24 2016-2017, ce volet comptait 343 clients au marché Résidentiel et 19 clients au marché
25 Affaires.

Schefferville

26 L'isolation des entretoits à Schefferville se poursuivra jusqu'en 2018, complétant ainsi l'*Offre*
27 *intégrée* au marché Résidentiel pour les villages de ce réseau. Le Distributeur maintient ses
28 efforts en sensibilisation à l'efficacité énergétique, notamment à la pointe hivernale.

Haute-Mauricie

29 Au marché Résidentiel, certains travaux d'isolation des entretoits qui devaient être complétés
30 en 2016 l'ont été en 2017, mettant ainsi fin à l'offre intégrée dans ce réseau. Pour le marché
31 Affaires, les travaux visant à réaliser deux projets d'efficacité énergétique sont en cours à
32 Opitciwan. Les projets consistent en l'installation d'éclairage à DEL à la scierie et à l'aréna,
33 de même qu'en une analyse énergétique de la scierie dans le but d'identifier des pistes
34 d'amélioration.

- 1 Une trousse éducative adaptée pour le réseau de la Haute-Mauricie sera livrée d'ici la fin de
 2 l'année 2017 afin d'être utilisée dès le début de 2018.

Basse-Côte-Nord

- 3 L'appel d'offres pour les travaux d'isolation des entretoits dans ce réseau doit être complété
 4 en 2017 afin de réaliser les travaux en 2018. Le remplacement de l'éclairage extérieur par
 5 des ampoules à DEL et l'installation de produits économiseurs d'eau et d'énergie se
 6 poursuivront en 2018 dans ce réseau. Les travaux qui n'auront pas été réalisés chez certains
 7 clients résidentiels le seront en même temps que l'isolation de l'entretoit.
 8 Une trousse éducative adaptée pour ce réseau sera développée en 2018.

7. ANALYSES ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRES

7.1. Analyses économiques

9 Les résultats des analyses économiques² confirment la rentabilité des interventions en
 10 efficacité énergétique du Distributeur pour la société et justifient leur poursuite en 2018. Le
 11 test du coût total en ressources (TCTR) indique une valeur de 338 M\$ alors que le test du
 12 participant (TP) atteint 417 M\$. Par ailleurs, le test de neutralité tarifaire (TNT) présente une
 13 valeur négative de -23 M\$, ce qui indique que les interventions en efficacité énergétique
 14 exercent une pression à la hausse sur les tarifs du Distributeur.

15 Le tableau 6 présente les résultats des analyses économiques par marché et selon les
 16 principales activités³.

TABLEAU 6 :
RÉSULTATS DES ANALYSES ÉCONOMIQUES (M\$ ACTUALISÉS DE 2018)

	TCTR	TP	TNT
Marché Résidentiel	68	128	-42
Marché Affaires - Commercial et institutionnel	119	172	-25
Marché Affaires - Industriel	73	87	1
Réseaux autonomes	32	8	19
Innovations technologiques et commerciales	-8	0	-8
Gestion de la demande en puissance	61	22	38
Activités communes	-6	0	-6
TOTAL - Interventions du Distributeur	338	417	-23

² Les analyses économiques reposent sur les coûts évités détaillés à la pièce HQD-4, document 4. Elles ont été effectuées selon la méthode retenue par la Régie dans la décision D-2012-024, au paragraphe 489.

³ Les résultats détaillés des analyses économiques en M\$, en ¢/kWh et en \$/kW-hiver sont présentés aux tableaux C-1, C-2 et C-3 de l'annexe C.

1 À la demande de la Régie dans la décision D-2015-018⁴, le Distributeur présente, au
2 tableau 7, le détail des résultats des analyses économiques pour les programmes de gestion
3 de la demande en puissance.

**TABLEAU 7 :
RÉSULTATS DES ANALYSES ÉCONOMIQUES
GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE (M\$ ACTUALISÉS DE 2018)**

	TCTR	TP	TNT
Chauffe-eau à trois éléments	3	0	3
Charges interruptibles - Bâtiments CI	59	22	36
Sensibilisation et biénergie DT	0	0	0
TOTAL - Interventions du Distributeur	62	22	39

4 Les analyses économiques ont été réalisées en prenant en compte l'indicateur de coût évité
5 en puissance de long terme (106 \$/kW-an [\$ 2015]). Ce choix a été fait en considérant le fait
6 que les programmes de gestion de la demande en puissance rendent un service équivalent à
7 celui obtenu par l'appel d'offres A/O 2015-01.

8 Les résultats détaillés sont présentés aux tableaux C-1, C-2 et C-3 de l'annexe C.

7.1.1. Analyse de sensibilité

9 L'analyse de sensibilité a pour but de mesurer la robustesse de la rentabilité des
10 interventions en efficacité énergétique face au changement de certaines variables.

11 Conformément à la demande de la Régie⁵, le Distributeur présente deux scénarios
12 (favorable et défavorable) dans lesquels les économies d'énergie anticipées, les coûts des
13 programmes et les coûts évités varient simultanément. Les deux scénarios se fondent sur le
14 taux de variation annuel moyen de chacune des variables. Ces taux sont revus chaque
15 année afin de refléter leur moyenne mobile sur 5 ans.

16 Dans le scénario « défavorable », les coûts des programmes pour le Distributeur sont
17 majorés de 31 %, tandis que les économies d'énergie et les coûts évités sont respectivement
18 réduits de 19 % et de 8 %. Les variations sont inversées dans le scénario « favorable ».

19 Les résultats de ces analyses sont présentés au tableau 8.

⁴ Décision D-2015-018, paragraphe 751.

⁵ Décision D-2010-022, paragraphe 444.

**TABLEAU 8 :
RÉSULTATS DES ANALYSES DE SENSIBILITÉ (M\$ ACTUALISÉS DE 2018)**

	TCTR	TP	TNT
Scénario de référence	338	417	-23
Scénario défavorable	172	328	-105
Scénario favorable	508	507	75

7.2. Analyse financière

1 Les interventions du Distributeur en efficacité énergétique exercent une pression sur les
 2 revenus requis, donc sur les tarifs d'électricité. L'impact net s'explique principalement par le
 3 fait que les économies d'énergie entraînent une perte de revenus pour le Distributeur qui
 4 n'est pas compensée par les coûts évités.

5 L'analyse financière mesure l'impact net du budget 2018 de ces interventions sur les revenus
 6 requis du Distributeur en supposant que tous les autres paramètres demeurent constants.

7 L'impact net des programmes et activités en efficacité énergétique par marchés est présenté
 8 au tableau 9.

**TABLEAU 9 :
ANALYSE FINANCIÈRE
IMPACT NET DU BUDGET 2018 SUR LES TARIFS DU DISTRIBUTEUR PAR MARCHÉS (M\$)**

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Résidentiel	8,6	6,5	6,6	6,4	6,2	6,3	4,4	4,4	4,5	4,6
Commercial et institutionnel	2,5	8,0	8,1	8,1	8,1	8,2	6,1	6,0	6,0	6,0
Industriel	2,2	4,1	4,1	4,0	4,0	3,9	2,0	1,9	1,8	1,7
Autres ¹	-7,3	-23,7	-24,4	-11,9	-12,4	1,0	0,7	0,5	0,3	0,0
TOTAL - Interventions du Distributeur	6,0	-5,0	-5,7	6,7	6,0	19,4	13,2	12,9	12,6	12,4

¹incluant les réseaux autonomes

7.2.1. Impact sur le coût de service

9 Les coûts admissibles et déjà encourus pour les interventions en efficacité énergétique sont
 10 comptabilisés dans la base de tarification du Distributeur. Le tableau 10 présente le détail de
 11 l'impact des investissements à ce jour en efficacité énergétique sur le coût de service de
 12 2018.

TABLEAU 10 :
IMPACT EN 2018 DES DÉPENSES DE MISE EN ŒUVRE¹ SUR LE COÛT DE SERVICE DU DISTRIBUTEUR
(M\$)

Coûts des IEÉ inclus dans la base de tarification (moyenne 13 mois)	HQD-09-01	489,0	(1)
Taux de rendement 2018 sur la base de tarification	HQD-04-3.1	6,938%	(2)
Rendement sur le compte de frais reportés (3) = (1)*(2)		33,9	(3)
Amortissement des IEÉ pour 2018	HQD-08-06	130,2	(4)
Sous-total (5) = (3)+(4)		164,1	(5)
Portion non capitalisable des IEÉ	HQD-08-01	25,0	(6)
Impact total sur le coût de service 2018 (5)+(6)		189,1	

¹ Excluant les dépenses relatives à Transition énergétique Québec « TEQ » (anc. BEIÉ)

**ANNEXE A :
BUDGET ET IMPACT ÉNERGÉTIQUE**

**TABLEAU A-1 :
BUDGETS ANNUELS (M\$)⁽¹⁾**

Programmes et activités du Distributeur	Budget Investissements		Budget Charges		Budget Total	
	2017A	2018	2017A	2018	2017A	2018
Efficacité énergétique						
Marché Résidentiel						
Initiatives Mieux Consommer	5	5	6	6	11	10
Offre Ménages à faible revenu	7	7	0	0	7	8
Sous-total marché Résidentiel	12	12	6	6	18	18
Marché Affaires - Commercial et institutionnel						
Produits efficaces	4	3	0	0	4	3
OIEÉB	19	20	0	0	19	21
<i>Commercial</i>	7	8	0	0	7	8
<i>Institutionnel</i>	5	5	0	0	5	5
<i>Nouvelle construction</i>	7	7	0	0	7	7
Bâtiments HQD	-	-	-	-	-	-
Sous-total marché Commercial et institutionnel	23	24	0	1	23	24
Marché Affaires - Industriel						
OIEÉSI	14	16	1	1	15	17
Petites et moyennes industries	5	8	0	0	6	9
Grandes industries	9	8	0	1	9	8
Sous-total marché Industriel	14	16	1	1	15	17
Réseaux autonomes	8	8	1	1	9	9
Innovations technologiques et commerciales	1	1	7	7	7	8
Activités communes	2	2	4	5	5	7
Total - Efficacité énergétique	59	62	19	21	78	83
Gestion de la demande en puissance						
Marché Résidentiel						
Chauffe-eau à trois éléments	2	2	0	0	2	2
Sensibilisation et biénergie DT	0	0	1	1	1	1
Charges interruptibles résidentielles	4	21	1	3	4	24
Sous-total marché Résidentiel	5	22	1	4	6	26
Marché Affaires						
Charges interruptibles - Bâtiments	1	1	0	0	1	1
<i>Commercial et institutionnel</i>	1	1	0	0	1	1
<i>Bâtiment HQ</i>	0	0	-	-	0	0
Sous-total marché Affaires	1	1	0	0	1	1
Total - Gestion de la demande en puissance	6	23	1	4	7	27
TOTAL - INTERVENTIONS DU DISTRIBUTEUR	65	85	20	25	85	110

¹ Le total et les sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison de l'arrondissement.

**TABLEAU A-2 :
IMPACTS ÉNERGÉTIQUES (GWH AJOUTÉS ET MW TOTAUX)⁽¹⁾**

Programmes et activités du Distributeur	2016R	2017A	2018
Économies d'énergie			
Marché Résidentiel			
Initiatives Mieux Consommer	198	133	148
Offre Ménages à faible revenu	2	5	5
Sous-total marché Résidentiel	201	138	153
Marché Affaires - Commercial et institutionnel			
Produits efficaces	23	15	12
OIEÉB	122	128	142
<i>Commercial</i>	64	60	67
<i>Institutionnel</i>	17	30	33
<i>Nouvelle construction</i>	40	37	42
Bâtiments HQD	1	-	-
Sous-total marché Commercial et Institutionnel	146	143	154
Marché Affaires - Industriel			
OIEÉSI	184	144	139
<i>Petites et moyennes industries</i>	71	32	53
<i>Grandes industries</i>	113	112	86
Sous-total marché Industriel	184	144	139
Réseaux autonomes	2	8	5
Innovations technologiques et commerciales	1	1	1
Total - Efficacité énergétique (GWh)	534	433	452
Gestion de la demande en puissance (MW totaux)			
Marché Résidentiel			
Chauffe-eau à trois éléments	2	3	3
Sensibilisation et biénergie DT	-	-	-
Charges interruptibles résidentielles ²	-	13	83
Sous-total marché Résidentiel	2	16	86
Marché Affaires			
Charges interruptibles - Bâtiments ²	191	238	310
<i>Commercial et institutionnel</i>	183	230	300
<i>Bâtiment HQ</i>	8	8	10
Charges interruptibles - PMI ²	-	-	-
Sous-total marché Industriel	191	238	310
Total - Gestion de la demande en puissance (MW)³	192	253	395

¹ Le total et les sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison de l'arrondissement.

² Correspond à l'objectif atteint ou visé pour la période hivernale qui comprend le mois de décembre de l'année en cours et les mois janvier, février et mars de l'année suivante.

³ MW totaux présentés dans le tableau

**ANNEXE B :
HYPOTHÈSES DE CALCUL**

**TABLEAU B-1 :
HYPOTHÈSES DE CALCUL 2018**

Programmes et activités du Distributeur	Nombre * (unités/projets)	Gain unitaire moyen net ** (kWh/an)	Impact énergétique (GWh ajoutés nets)	Effet d'entraînement Participants	Bénévolat	Opportunisme
Marché Résidentiel						
Sensibilisation Mieux consommer	n/a	n/a	148	n/a	n/a	n/a
DRMC	9 000	184	2	n/a	n/a	n/a
Comparez-vous	50 000	132	7	n/a	n/a	n/a
Sensibilisation intégrée	1 449 172	57	82	n/a	n/a	n/a
Piscines efficaces	32 890	1 313	43	n/a	n/a	n/a
Produits économiseurs d'eau et d'énergie	143 356	94	14	n/a	n/a	n/a
Soutien aux projets DUD	1	1 503 300	2	n/a	n/a	n/a
Offre Ménages à faible revenu						
Rénovation énergétique - MFR	3 198	880	3	7%	4%	28%
Offre intégrée - MFR	5 000	424	2	n/a	n/a	n/a
Marché Affaires - Commercial et institutionnel						
Produits efficaces - Agricoles	38 568	307	12	0%	0%	7%
OIEÉB						
<i>Commercial</i>	333	201 532	67	2%	28%	17%
<i>Institutionnel</i>	94	352 553	33	2%	28%	17%
<i>Nouvelle construction</i>	113	370 265	42	2%	28%	17%
Marché Affaires - Industriel						
OIEÉSI						
Petites et moyennes industries	195	273 744	53	8%	6%	16%
Grandes industries	52	1 649 231	86	32%	0%	11%
Gestion de la demande en puissance						
Chauffe-eau à trois éléments	25 675	0,1 kW	3 MW	0%	0%	0%
Charges interruptibles - Bâtiments CI	n/a	n/a	70 MW	0%	0%	0%

Notes : * Nombre d'unités ou de projets net des effets de distorsion, lorsqu'applicable

** Gain unitaire moyen net des effets de distorsion et des effets croisés, lorsqu'applicable

ANNEXE C :
ANALYSES ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRES
TABLEAUX SUPPLÉMENTAIRES

**TABLEAU C-1 :
ANALYSES ÉCONOMIQUES
(M\$ ACTUALISÉS DE 2018)**

	TCTR	TP	TNT
Marché Résidentiel			
Initiatives Mieux consommer	69	122	(34)
Offre Ménages à faible revenu	(2)	6	(7)
Sous-total Marché résidentiel	68	128	(42)
Marché Affaires - Commercial et institutionnel			
Produits efficaces agricoles	(0)	8	(6)
OIEÉB	119	164	(19)
Sous-total Secteur commercial et institutionnel	119	172	(25)
Marché Affaires - Industriel			
OIEÉSI	73	87	1
Petites et moyennes industries	29	44	(8)
Grandes industries	44	43	8
Sous-total Secteur industriel	73	87	1
Réseaux autonomes	32	8	19
Innovations technologiques et commerciales	(8)	0	(8)
Gestion de la demande en puissance	61	22	38
Activités communes	(6)	-	(6)
TOTAL - Interventions du Distributeur	338	417	(23)

**TABLEAU C-2 :
ANALYSES ÉCONOMIQUES
(¢/KWH ACTUALISÉS DE 2018)
(ANNUITÉ CROISSANTE EN 2018)**

	TCTR	TP	TNT
Marché Résidentiel			
Initiatives Mieux consommer	6,93	9,61	(1,30)
Offre Ménages à faible revenu	(3,28)	10,82	(12,69)
Sous-total Marché résidentiel	4,90	9,32	(3,04)
Marché Affaires - Commercial et institutionnel			
Produits efficaces agricoles	(0,05)	7,50	(6,05)
OIEÉB	5,57	7,69	(0,91)
Sous-total Secteur commercial et institutionnel	5,29	7,65	(1,13)
Marché Affaires - Industriel			
OIEÉSI	4,34	5,18	0,05
Petites et moyennes industries	4,49	6,83	(1,17)
Grandes industries	4,24	4,15	0,81
Sous-total Secteur industriel	4,34	5,18	0,05
Réseaux autonomes	45,75	10,82	27,25
Innovations technologiques et commerciales	nil	nil	nil
Gestion de la demande en puissance	nil	nil	nil
Activités communes	nil	nil	nil
TOTAL - Interventions du Distributeur	6,25	7,71	(0,42)

**TABLEAU C-3 :
ANALYSES ÉCONOMIQUES
GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE
(\$/kW-HIVER ACTUALISÉS DE 2018)
(ANNUITÉ CROISSANTE EN 2018)**

	TCTR	TP	TNT
Chauffe-eau à trois éléments	115	0	115
Charges interruptibles - Bâtiments CI	177	67	110
TOTAL - Interventions du Distributeur	173	62	110

**TABLEAU C-4 :
IMPACT NET SUR LES TARIFS DU DISTRIBUTEUR (M\$)**

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
GLOBAL RÉSIDENTIEL										
Coûts évités par le Distributeur	-4,3	-8,8	-8,9	-8,8	-8,6	-8,7	-10,7	-10,8	-10,8	-10,8
Pertes de revenus	6,6	13,5	13,8	13,6	13,3	13,5	13,7	13,8	14,0	14,2
Charges d'exploitation	6,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impact du compte de frais reportés	0,3	1,8	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3
Impact net sur les tarifs du Distributeur	8,6	6,5	6,6	6,4	6,2	6,3	4,4	4,4	4,5	4,6
GLOBAL AFFAIRES										
Coûts évités par le Distributeur	-2,5	-8,1	-8,2	-8,4	-8,5	-8,7	-11,0	-11,2	-11,4	-11,7
Pertes de revenus	3,9	12,6	12,9	13,2	13,5	13,9	14,2	14,5	14,8	15,1
Charges d'exploitation	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impact du compte de frais reportés	0,6	3,5	3,4	3,2	3,1	3,0	2,9	2,8	2,7	2,5
Impact net sur les tarifs du Distributeur	2,5	8,0	8,1	8,1	8,1	8,2	6,1	6,0	6,0	6,0
GLOBAL INDUSTRIEL										
Coûts évités par le Distributeur	-3,3	-6,8	-6,9	-7,0	-7,2	-7,3	-9,3	-9,5	-9,6	-9,8
Pertes de revenus	4,2	8,6	8,7	8,9	9,0	9,2	9,3	9,5	9,7	9,8
Charges d'exploitation	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impact du compte de frais reportés	0,4	2,4	2,3	2,2	2,1	2,0	2,0	1,9	1,8	1,7
Impact net sur les tarifs du Distributeur	2,2	4,1	4,1	4,0	4,0	3,9	2,0	1,9	1,8	1,7
ACTIVITÉS COMMUNES & AUTRES										
Coûts évités par le Distributeur	-25,6	-26,1	-26,6	-13,8	-14,1	-0,5	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6
Pertes de revenus	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charges d'exploitation	17,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impact du compte de frais reportés	0,6	3,7	3,6	3,5	3,3	3,2	3,1	3,0	2,8	2,7
Impact net sur les tarifs du Distributeur	-8,0	-22,4	-23,0	-10,4	-10,8	2,7	2,5	2,4	2,3	2,1
GRAND TOTAL (incluant R.A.)										
Coûts évités par le Distributeur	-36,0	-50,0	-50,9	-38,3	-38,7	-25,5	-31,9	-32,3	-32,7	-33,2
Pertes de revenus	15,0	35,0	35,7	35,9	36,1	36,8	37,4	38,1	38,7	39,4
Charges d'exploitation	25,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Impact du compte de frais reportés	2,0	11,5	11,1	10,7	10,3	10,0	9,6	9,2	8,8	8,4
Impact net sur les tarifs du Distributeur (RI)	5,2	-3,7	-4,3	8,2	7,6	21,1	15,0	14,8	14,6	14,5
Impact net sur les tarifs du Distributeur (RA)	0,7	-1,3	-1,4	-1,5	-1,6	-1,7	-1,8	-1,9	-2,0	-2,1
Impact net sur les tarifs (M\$)	6,0	-5,0	-5,7	6,7	6,0	19,4	13,2	12,9	12,6	12,4

ANNEXE D :
SUIVI DES DEMANDES DE LA RÉGIE

Demandes de la Régie		Réponses/commentaires du Distributeur
D-2017-022 Pénétration commerciale du chauffe-eau à trois éléments	[538] Le Distributeur n'a pas convaincu la Régie que sa nouvelle approche visant les incitatifs aux installateurs donnera les résultats escomptés. Dans ce contexte, elle lui demande de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, un bilan sur la pénétration commerciale de ces CE3É.	Voir la section suivante de la présente annexe.
D-2017-022 Déployer tous les efforts pour rejoindre plus de MFR avec le programme <i>Nouvelle offre intégrée MFR</i>	[788] La Régie invite le Distributeur à déployer tous les efforts possibles pour rejoindre un plus grand nombre de MFR dans le cadre du programme « <i>Nouvelle Offre intégrée MFR</i> ».	Voir la section <i>Offre ménages à faible revenu</i> , à la page 10 de la présente pièce, de même que la pièce HQD-14, document 1 aux pages 7 et 8.

Pénétration commerciale du chauffe-eau à trois éléments

- 1 Les chauffe-eau à trois éléments occupent environ 14 % du marché du remplacement des
 2 chauffe-eau de 270 litres. Malgré les efforts du Distributeur pour améliorer la notoriété de ce
 3 type d'appareil, le chauffe-eau à trois éléments est encore méconnu des clients.
- 4 Dans le marché du remplacement, qui occupe la part la plus importante du marché, les
 5 clients dépendent principalement des installateurs pour le choix du chauffe-eau. En effet,
 6 bien que certains clients planifient le remplacement de leur appareil, les remplacements sont
 7 majoritairement effectués à la suite d'un bris. Le choix du type de chauffe-eau, à l'exception
 8 de son volume, est donc laissé à l'installateur. C'est à la suite de ce constat que la stratégie
 9 du Distributeur a été adaptée afin d'inciter les installateurs à l'installation de chauffe-eau à
 10 trois éléments.
- 11 Le Distributeur rappelle que le gain associé au chauffe-eau à trois éléments est récurrent, et
 12 ce, pour une période d'au moins dix ans. Bien que le volume annuel de ce type de chauffe-
 13 eau soit modeste, le programme est toujours rentable pour le Distributeur, comme le
 14 démontrent les analyses économiques réalisées chaque année.
- 15 L'incitatif aux installateurs, fixé à 80 \$ par chauffe-eau installé, est entré en vigueur le 1^{er} mai
 16 2017 et son impact sur le taux de pénétration des chauffe-eau à trois éléments ne pourra
 17 être mesuré qu'au terme d'un an d'exploitation.

Pièce P-6

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2018-025

R-4011-2017

7 mars 2018

PRÉSENTS :

Lise Duquette

Diane Jean

Bernard Houle

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision sur le fond

*Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité
de l'année tarifaire 2018-2019*

INTERVENANTS :

Administration régionale Kativik (ARK);

Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO);

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ);

Association Hôtellerie Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ);

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ);

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI);

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);

Option consommateurs (OC);

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ);

Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);

Stratégies énergétiques (SÉ);

Union des consommateurs (UC);

Union des municipalités du Québec (UMQ);

Union des producteurs agricoles (UPA).

TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES MATIÈRES	4
LISTE DES TABLEAUX	7
LISTE DES GRAPHIQUES	10
LISTE DES DÉCISIONS	11
LEXIQUE.....	14
ABRÉVIATIONS ET SIGNES CONVENTIONNELS	16
1 INTRODUCTION.....	17
2 CONTEXTE DE LA DEMANDE TARIFAIRE 2018-2019.....	21
3 EFFICIENCE ET PERFORMANCE.....	22
3.1 Évaluation des indicateurs d'efficience en termes de coûts	22
3.2 Évolution des indicateurs de qualité de service	24
3.3 Modifications des indicateurs de qualité de service	27
3.4 Efficience des fournisseurs internes du distributeur	28
4 PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES.....	33
4.1 Modifications à l'ASC 715, <i>Compensation-Retirement Benefits</i>	33
4.2 Ajouts et modifications aux conventions comptables en vertu des PCGR des états-unis	36
4.3 Test de la durée de vie utile moyenne pondérée de l'ensemble des immobilisations	37
4.4 Résultats de l'exercice de révision des durées de vie utile	37
4.5 Modification proposée aux modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques	38
4.6 Programme « Conversion à l'électricité »	43
4.7 Actif réglementaire lié à une entente de suspension.....	46
5 PARAMÈTRES FINANCIERS.....	47
5.1 Structure de capital présumée et taux de rendement des capitaux propres..	47
5.2 Coût moyen de la dette.....	48
5.3 Taux de rendement de la base de tarification.....	49

5.4	Coût du capital prospectif	50
6	PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE.....	51
6.1	Année témoin 2018	51
6.2	Année de base 2017	55
6.3	Abrogation du suivi exigé par la décision D-2015-018	55
6.4	Taux de pertes de distribution	58
7	COÛTS ÉVITÉS	59
7.1	Coûts évités en réseau intégré.....	59
7.2	Coûts évités en réseaux autonomes.....	64
8	APPROVISIONNEMENTS.....	65
8.1	Approvisionnement en électricité.....	65
8.2	Programme « GDP Affaires ».....	72
8.3	Achats d'électricité	78
9	SERVICE DE TRANSPORT	80
10	COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SERVICES À LA CLIENTÈLE.....	82
10.1	Charges d'exploitation	83
10.2	Autres charges.....	120
10.3	Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs.....	126
10.4	Frais corporatifs	127
10.5	Rendement de la base de tarification	128
11	BASE DE TARIFICATION	130
12	AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2018	134
12.1	Sommaire des investissements.....	134
12.2	Projets inférieurs à 10 M\$.....	136
12.3	Investissements autorisés avant l'entrée en vigueur de l'article 73 de la Loi	139
12.4	résultats du balisage et indicateurs de performance.....	140
13	INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	143
13.1	Demande budgétaire 2018	143
13.2	Enjeux spécifiques de certains programmes	148

13.3	Budget global en IEEÉ approuvé en 2018	154
14	REVENUS REQUIS.....	155
15	REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ ET RABAIS SUR VENTES – MÉNAGES À FAIBLE REVENU	159
15.1	Revenus autres que les ventes d'électricité.....	159
15.2	Rabais sur ventes - ménages à faible revenu	162
16	RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE	163
17	TARIFS D'ÉLECTRICITÉ 2018-2019	163
17.1	Options d'ajustement tarifaire tenant compte de la variation des coûts	163
17.2	Stratégie relative aux tarifs domestiques	171
17.3	Stratégie relative aux tarifs généraux et industriel.....	194
17.4	Révision des dispositions relatives à l'option de mesurage net en réseaux autonomes	196
17.5	Révision du tarif de développement économique.....	203
17.6	Introduction d'un tarif de relance industrielle	203
17.7	Extension de l'admissibilité au crédit pour interruption ou diminution de la fourniture	208
17.8	Admissibilité à l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse	210
17.9	Abrogation des tarifs à forfaits T-1 et T-2.....	211
17.10	Autres modifications	212
17.11	Suivis des mesures visant les exploitations agricoles.....	213
17.12	Suivi lié au tarif de développement économique.....	215
17.13	Suivi lié à la recharge des véhicules électriques.....	216
17.14	Bilan concernant l'option d'électricité interruptible.....	217
18	MESURES VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU	217
18.1	Ententes de paiement	218
18.2	Interventions en efficacité énergétique	221
18.3	Harmonisation des services pour les MFR	223
19	HAUSSE TARIFAIRE APPROUVÉE	225
	ANNEXE 1.....	231

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU 1	INDICATEURS D’EFFICIENCE PRIVILÉGIÉS DU DISTRIBUTEUR AVEC ET SANS LES MODIFICATIONS À L’ASC 715.....	23
TABLEAU 2	INDICATEURS D’EFFICIENCE DE LA VPTIC	29
TABLEAU 3	INDICATEURS D’EFFICIENCE DU CSP	31
TABLEAU 4	IMPACT NET DE LA DÉCISION D-2017-125 SUR LES REVENUS REQUIS DE L’ANNÉE TÉMOIN 2018	35
TABLEAU 5	VERSEMENT AUX REVENUS REQUIS 2018 DES SOLDES DU COMPTE DE <i>PASS-ONET</i> DU COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES	40
TABLEAU 6	IMPACT TOTAL SUR LES REVENUS ADDITIONNELS REQUIS 2018 DE LA DÉCISION D-2017-119	45
TABLEAU 7	TAUX DE RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION	50
TABLEAU 8	COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF	51
TABLEAU 9	BESOINS EN ÉNERGIE.....	65
TABLEAU 10	APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN ÉNERGIE	66
TABLEAU 11	MODIFICATIONS AU BILAN EN PUISSANCE 2017-2018 – VERSION NOVEMBRE 2017	68
TABLEAU 12	ACHATS D’ÉLECTRICITÉ	79
TABLEAU 13	SERVICE DE TRANSPORT	80
TABLEAU 14	COÛTS DE DISTRIBUTION ET SALC	83
TABLEAU 15	CHARGES D’EXPLOITATION	84
TABLEAU 16	MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS	85
TABLEAU 17	ÉVOLUTION DES CHARGES DES « SERVICES PROFESSIONNELS ET AUTRES »	93
TABLEAU 18	ÉVOLUTION DES CHARGES DE LA VPTIC	96
TABLEAU 19	CHARGES D’EXPLOITATION SELON L’APPROCHE GLOBALE	99
TABLEAU 20	ACTIVITÉS DE BASE AVEC FACTEURS D’INDEXATION PARTICULIERS.....	101
TABLEAU 21	COÛT DE RETRAITE DU DISTRIBUTEUR.....	102

TABLEAU 22	ÉVOLUTION DU SOUTIEN FINANCIER DONT BÉNÉFICIE LA CLIENTÈLE À FAIBLE REVENU.....	103
TABLEAU 23	COMPARAISON DES COÛTS DE LA STRATÉGIE POUR LA CLIENTÈLE À FAIBLE REVENU AVEC ET SANS LES CHANGEMENTS À LA PRÉSENTATION (REDRESSÉS, M\$).....	104
TABLEAU 24	ÉVOLUTION DES COÛTS POUR LE DISTRIBUTEUR DE LA STRATÉGIE POUR LA CLIENTÈLE À FAIBLE REVENU (REDRESSÉS, M\$)	105
TABLEAU 25	DÉPENSE DE MAUVAISES CRÉANCES (REDRESSÉE, EN M\$)	106
TABLEAU 26	ÉVOLUTION DES CHARGES RELATIVES AUX IEÉ	109
TABLEAU 27	NOMBRE D'UNITÉS NATURELLES PAR ACTIVITÉ DE MAÎTRISE DE LA VÉGÉTATION 2016-2023.....	112
TABLEAU 28	COÛTS DE DÉPLOIEMENT DU PLAN D'ACTION 2016-2023	113
TABLEAU 29	AUTRES CHARGES.....	120
TABLEAU 30	ÉVOLUTION DE LA CHARGE TOTALE D'AMORTISSEMENT ET DÉCLASSEMENT, INCLUANT LES SOLDES DES CER.....	124
TABLEAU 31	AUTRES COMPOSANTES DU COÛT DES AVANTAGES SOCIAUX FUTURS.....	127
TABLEAU 32	FRAIS CORPORATIFS.....	128
TABLEAU 33	RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION	129
TABLEAU 34	BASE DE TARIFICATION	130
TABLEAU 35	ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION.....	132
TABLEAU 36	SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS 2018 (EN M\$)	134
TABLEAU 37	SOMMAIRE PAR TYPE D'INVESTISSEMENT (EN M\$).....	135
TABLEAU 38	SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS À 10 M\$ PAR CATÉGORIE D'INVESTISSEMENT (EN M\$)	136
TABLEAU 39	SOMMAIRE DES PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$ PAR CATÉGORIE D'INVESTISSEMENT (EN M\$)	136
TABLEAU 40	BUDGETS ET IMPACTS DES PROGRAMMES ET ACTIVITÉS 2018 DU DISTRIBUTEUR EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET EN GDP	144
TABLEAU 41	RÉSULTATS DES ANALYSES ÉCONOMIQUES (M\$ ACTUALISÉS DE 2018).....	145
TABLEAU 42	BUDGETS 2018 AUTORISÉS PAR LA RÉGIE EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET EN GDP.....	155

TABLEAU 43	REVENUS REQUIS 2018	156
TABLEAU 44	ESTIMATION DES REVENUS REQUIS AUTORISÉS EN 2018	158
TABLEAU 45	REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ.....	159
TABLEAU 46	RABAIS SUR VENTES – MÉNAGES À FAIBLE REVENU	162
TABLEAU 47	POINTES COÏNCIDENTES ANNUELLES SERVANT AU CALCUL DES FACTEURS DE RÉPARTITION.....	167
TABLEAU 48	ESTIMATION DE LA HAUSSE TARIFAIRE APPROUVÉE EN 2018	226

LISTE DES GRAPHIQUES

GRAPHIQUE 1 INVESTISSEMENTS ANNUELS PAR RAPPORT AUX IMMOBILISATIONS NON AMORTIES – COMPARAISON ENTRE LE DISTRIBUTEUR ET L’INDUSTRIE.....	141
---	------------

LISTE DES DÉCISIONS

Décision	Dossier	Nom du dossier
D-2003-93	R-3492-2002 Phase 1	Demande relative à la détermination du coût du service du Distributeur et à la modification des tarifs d'électricité
D-2006-34	R-3579-2005	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2006-2007
D-2007-12	R-3610-2006	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2007-2008
D-2008-024	R-3644-2007	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2008-2009
D-2009-016	R-3677-2008	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2009-2010
D-2010-022	R-3708-2009	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2010-2011
D-2011-028	R-3740-2010	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2011-2012
D-2012-024	R-3776-2011	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2012-2013
D-2013-037	R-3814-2012	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2013-2014
D-2013-174	R-3854-2013	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2014-2015
D-2014-033	R-3842-2013	Demande d'approbation du taux de rendement des capitaux propres et du mécanisme de traitement des écarts de rendement

Décision	Dossier	Nom du dossier
D-2014-034	R-3842-2013	Demande d'approbation du taux de rendement des capitaux propres et du mécanisme de traitement des écarts de rendement
D-2014-037	R-3854-2013	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2014-2015 Phase 1
D-2014-086	R-3875-2014	Demande d'approbation des amendements à l'entente de 2009 portant sur la suspension temporaire des livraisons de la centrale de TCE
D-2014-205	R-3864-2013	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur
D-2015-018	R-3905-2014	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2015-2016
D-2015-179	R-3925-2015	Demande relative à l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd (« TCE ») de Bécancour en période de pointe
D-2015-189	R-3927-2015	Demande relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (US GAAP)
D-2016-033	R-3933-2015	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2016-2017
D-2016-095	R-3965-2016	Demande d'approbation du contrat de service d'intégration éolienne découlant de l'appel d'offres A/O 2015-02
D-2017-014	R-3987-2016	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 ^{er} octobre 2017 Phase 1
D-2017-022	R-3980-2016	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2017-2018

Décision	Dossier	Nom du dossier
D-2017-028	R-3969-2016 Phase 2	Demande relative à la fermeture réglementaire des livres pour la période du 1er janvier au 31 décembre 2015, à la fixation du taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire pour l'année témoin 2018, à l'approbation du plan d'approvisionnement et à la modification des tarifs à compter du 1er janvier 2017
D-2017-037	R-4000-2017	Demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel
D-2017-043	R-3897-2014 Phase 1	Établissement d'un mécanisme de réglementation incitative assurant la réalisation de gains d'efficience par le distributeur d'électricité et le transporteur d'électricité
D-2017-086	R-4011-2017	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2018-2019
D-2017-105	R-4011-2017	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2018-2019
D-2017-119 Motifs	R-4000-2017	Demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel
D-2017-121	R-4011-2017	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2018-2019
D-2017-125	R-4009-2017	Demande relative aux modifications de conventions comptables ASC 715, Compensation-Retirement Benefits et pour la création de comptes d'écarts
Avis A-2017-001	R-3972-2016	Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel – Perspectives 2030

LEXIQUE

Distributeur	Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité
Régie	Régie de l'énergie
Transporteur	Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité
Tarif L	Tarif applicable aux clients industriels de grande puissance
ASC	<i>Accounting Standards Codification</i>
ASF	Avantages sociaux futurs
BEIÉ	Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques
CATVAR	Contrôle asservi de la tension (partie CAT) et de la puissance réactive en distribution (partie VAR)
CEN	Charges d'exploitation nettes
CEO	Commission de l'énergie de l'Ontario
CER	Compte d'écarts et de reports
CE3É	Chauffe-eau à trois éléments
CNUC	CN Utility Consulting Inc.
CSP	Centre de services partagés
DDR	Demande de renseignements
DMC	Dépense de mauvaises créances
EIA	U.S. Energy Information Administration
ETC	Équivalent temps complet
FIP	Facteurs d'indexation particuliers
GDP	Gestion de la demande en puissance
IC	Indice de continuité de service
IEÉ	Interventions en efficacité énergétique
IEN	Immobilisations en exploitation nettes
IFRS	Normes internationales d'information financière
IREQ	Institut de recherche d'Hydro-Québec
LAD	Lecture à Distance
MFR	Ménages à faible revenu
MRI	Mécanisme de réglementation incitative
MTÉR	Mécanisme de traitement des écarts de rendement

PCGR	Principes comptables généralement reconnus
PFM	Puissance à facturer minimale
PGÉE	Plan global en efficacité énergétique
PMA	Puissance maximale
PME	Petites et moyennes entreprises
RA	Réseaux autonomes
SALC	Services à la clientèle
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SCHL	Société canadienne d'hypothèques et de logement
SIC	Système d'information clientèle
TCE	TransCanada Energy Ltd
TCTR	Test du coût total en ressources
TDÉ	Tarif de développement économique
TEQ	Transition Énergétique Québec
TIC	Technologies de l'information et des communications
TNT	Test de neutralité tarifaire
TP	Test du participant
TRCP	Taux de rendement des capitaux propres
TRI	Tarif de relance industrielle
UCAP	<i>Unforced Capacity</i> – Produit de puissance transigé sur certains marchés hors Québec, équivalant à la capacité installée d'une centrale corrigée de l'expérience récente de pannes non planifiées
VPTIC	Vice-présidence – Technologie de l'information et des communications
WTI	West Texas Intermediate

ABRÉVIATIONS ET SIGNES CONVENTIONNELS

\$ dollar canadien

k kilo (mille)

M méga (million)

kW kilowatt

MW mégawatt

kWh kilowattheure - 10^3 ou 1 000 Wh

MWh mégawattheure - 10^6 ou 1 000 000 Wh

GWh gigawattheure - 10^9 ou 1 000 000 000 Wh

TWh térawattheure - 10^{12} ou 1 000 000 000 000 Wh

1 INTRODUCTION

[1] Le 1^{er} août 2017, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 30, 31 (1^o), 32, 34, 48, 49, 50, 51, 52.1, 52.2, 52.3 et 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), une demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2018-2019 (la Demande).

[2] Par sa Demande, le Distributeur requiert l'approbation de la régie afin, notamment, de modifier les tarifs d'électricité pour refléter les revenus additionnels requis. La hausse proposée est de 1,1 % pour l'ensemble des tarifs, à l'exception du tarif applicable aux clients industriels de grande puissance (tarif L), pour lequel la hausse demandée est de 0,8 %.

[3] À la suite de la décision D-2017-043², le Distributeur inclut dans sa Demande la preuve relative à la phase 3 du dossier R-3897-2014 portant sur l'établissement d'un mécanisme de réglementation incitative (MRI).

[4] Le 9 août 2017, la Régie rend sa décision procédurale D-2017-086³, par laquelle elle demande notamment au Distributeur de publier dans certains quotidiens et d'afficher sur son site internet un avis public donnant aux personnes intéressées les instructions préliminaires relatives à l'audience qu'elle tiendra pour l'examen de la Demande. En outre, elle déclare que la preuve versée au dossier R-3897-2014 est réputée faire partie du présent dossier et reconnaît d'office le statut d'intervenant à ceux du dossier R-3897-2014.

[5] Le 20 septembre 2017, la Régie rend sa décision D-2017-105⁴ sur le cadre d'examen du dossier, les demandes d'intervention, les budgets de participation et l'échéancier de traitement du dossier. En outre, elle fixe au 1^{er} novembre 2017 la date limite pour le dépôt de la preuve complémentaire du Distributeur relative aux caractéristiques du MRI autres que celles présentées à la pièce B-0013. Elle informe également les participants au dossier de la tenue de deux séances d'information et de consultation publiques sur la Demande du Distributeur.

¹ [RLRQ, c. R-6.01](#).

² Décision [D-2017-043](#).

³ Décision [D-2017-086](#).

⁴ Décision [D-2017-105](#).

[6] Le 22 septembre 2017, en réponse à la lettre de l'AQCIE-CIFQ requérant des informations additionnelles, la Régie apporte des précisions relatives à la procédure d'examen du MRI du Distributeur. La Régie indique qu'elle s'attend à ce que les intervenants formulent leurs demandes de renseignements (DDR) en regard de la pièce B-0013 portant sur le seuil de matérialité, les Facteurs Y et les Facteurs Z du MRI du Distributeur.

[7] Le 31 octobre 2017, le Distributeur informe la Régie de son impossibilité de déposer sa preuve complémentaire relative aux autres caractéristiques du MRI. Il indique être en mesure de préciser à la Régie, au plus tard le 15 novembre, le délai nécessaire pour entériner à l'interne les propositions quant aux autres caractéristiques du MRI et pour compléter sa preuve à cet égard.

[8] Le 2 novembre 2017, la Régie rappelle que le calendrier prévoyant le dépôt de la preuve complémentaire au 1^{er} novembre 2017 avait été non seulement établi par la décision D-2017-105, mais que cette date avait été identifiée dès le 8 juin précédant. La Régie prend acte du défaut du Distributeur de déposer sa preuve complémentaire relative au MRI conformément à l'échéancier déterminé dans la décision D-2017-105 et que ce défaut impose un réaménagement du calendrier afin d'en atténuer l'impact sur le déroulement du dossier.

[9] La Régie mentionne qu'une décision sur les éléments déterminant de la formule d'indexation doit intervenir au plus tard en avril 2018, en vue de son application pour les tarifs au 1^{er} avril 2019. Dans cette perspective, la Régie considère désormais le Distributeur à titre d'intervenant pour les enjeux liés à l'établissement de la formule du MRI et fixe l'échéancier pour l'examen de ces enjeux lors de l'audience prévue pour la période du 7 au 16 février 2018. Cependant, la Régie reporte à l'automne 2018 l'examen de certains sujets comme la révision des modalités du mécanisme de traitement des écarts de rendement (MTÉR), la méthodologie et l'échéancier de l'étude de productivité multifactorielle ainsi que les modalités d'une clause de sortie.

[10] Les 7 et 8 novembre 2017, la Régie tient des séances d'information et de consultation publiques à Montréal et à Québec.

[11] Le 8 novembre 2017, la Régie rend sa décision D-2017-121⁵ portant sur les demandes d'ordonnance d'intervenants relatives aux réponses du Distributeur à certaines de leurs DDR et sur la demande d'ordonnance de traitement confidentiel du Distributeur.

[12] Le 16 novembre 2017, le Distributeur demande à la Régie de traiter lors de l'audience prévue en février 2018, non seulement les éléments mentionnés dans la lettre du 2 novembre 2017, mais également la révision des modalités du MTÉR. Il soutient que ses propositions quant à ces modalités et celles des autres caractéristiques doivent être présentées simultanément afin qu'elles s'inscrivent dans un ensemble cohérent et équilibré.

[13] Le 17 novembre 2017, la Régie admet qu'il n'est pas opportun de dissocier les modalités du MTÉR de l'ensemble des autres caractéristiques du MRI. C'est pourquoi elle refuse que l'examen des modalités du MTÉR soit reporté lors du dossier tarifaire 2019-2020.

[14] La Régie juge que, pour procéder à une analyse rigoureuse du dossier, respecter les droits de tous d'être entendus et rendre une décision éclairée au printemps 2018, le Distributeur doit déposer ses propositions de modification des modalités du MTÉR au plus tard le 21 novembre 2017. En l'absence d'un tel dépôt, la Régie considère que les modalités du MTÉR qui seront applicables dans le cadre du MRI seront celles déterminées dans la décision D-2017-043, reprenant les caractéristiques déterminées par la décision D-2014-033⁶. Les seuls éléments qui pourront être examinés à l'automne 2018 seront la modulation du partage des écarts de rendement en fonction de certains indicateurs de performance et les modalités d'une clause de sortie.

[15] Le 20 novembre 2017, le Distributeur informe la Régie qu'il ne proposera pas de modifications aux modalités actuelles du MTÉR.

[16] Le 21 novembre 2017, la Régie accuse réception de la lettre du Distributeur et considère que les modalités du MTÉR applicables pour le MRI sont celles déterminées dans le cadre de la décision D-2014-034⁷ et reprises par la décision D-2017-043.

⁵ Décision [D-2017-121](#).

⁶ Décision [D-2014-033](#).

⁷ Décision [D-2014-034](#).

[17] L'audience portant sur la Demande relative à la détermination du coût de service pour les tarifs 2018-2019 du Distributeur a lieu du 5 au 21 décembre 2017. Quant à celle relative à l'établissement du MRI, elle a lieu du 7 au 16 février 2018.

[18] La présente décision porte sur la demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2018-2019. La Régie s'exprimera ultérieurement sur l'établissement des modalités du MRI.

[19] Pour les motifs ci-après exposés, la Régie estime la hausse tarifaire à 0,3 % pour l'ensemble des tarifs, à l'exception du tarif L qui demeure inchangé.

Mécanisme de réglementation incitative

[20] Le MTÉR s'applique aux résultats de l'année 2017. Ainsi, advenant que le taux de rendement excède celui autorisé par la Régie, soit 8,2 % pour l'année 2017, les excédents seront partagés entre les clients et le Distributeur lors de l'établissement des tarifs pour l'année 2019.

[21] Par sa décision D-2017-043, la Régie a établi les caractéristiques fondamentales du MRI du Distributeur. Ce MRI, d'une durée de quatre ans, permet d'établir les revenus requis du Distributeur.

[22] La présente Demande constitue la première année du MRI. Les coûts déterminés au présent dossier selon la méthode du coût de service serviront à l'établissement des revenus requis du Distributeur pour les trois années subséquentes, par l'application de la méthode du plafonnement des revenus, à l'aide d'une formule d'indexation.

[23] La Régie a entendu, en février 2018, les participants au dossier du MRI afin de déterminer les paramètres utilisés dans le cadre de la méthode du plafonnement des revenus, ce qui inclut la formule d'indexation. Elle entend rendre sa décision à cet égard en temps opportun afin que le Distributeur puisse soumettre sa prochaine demande tarifaire selon cette dernière méthode.

[24] Enfin, tel qu'indiqué dans sa lettre du 17 novembre 2017, la Régie rappelle que l'examen des éléments qui seront reportés à l'automne 2018 sont la modulation du partage

des écarts de rendement en fonction de certains indicateurs de performance et les modalités d'une clause de sortie.

2 CONTEXTE DE LA DEMANDE TARIFAIRE 2018-2019

[25] Lors du dépôt de sa Demande, le Distributeur propose, pour l'année tarifaire 2018-2019, une hausse des tarifs d'électricité de 1,1 % pour l'ensemble des clients, à l'exception des clients industriels de grande puissance pour lesquels la hausse proposée est de 0,8 %, afin de récupérer son coût de service de l'année témoin 2018. Les revenus requis demandés par le Distributeur totalisent 11 933,5 M\$.

[26] La présente Demande s'inscrit dans la foulée de la Politique énergétique 2030 du gouvernement du Québec (Politique énergétique 2030). En 2017, le Distributeur s'est doté d'un plan directeur qui énonce ses stratégies et actions pour la période de 2017 à 2021. Ce plan directeur, élaboré conformément aux orientations prévues dans le *Plan Stratégique 2016-2020 – Voir grand avec notre énergie propre* (le Plan stratégique 2016-2020), a plusieurs objectifs dont ceux d'être une référence en matière de services à la clientèle (SALC) et de limiter les hausses tarifaires à un niveau inférieur ou égal à l'inflation. Les actions du Distributeur, en cours de réalisation, s'articulent autour de quatre axes : communiquer de façon proactive, poursuivre son virage clientèle, devenir une référence opérationnelle et développer ses marchés.

[27] Par ailleurs, le Distributeur révisé ses processus, en misant sur la contribution d'employés mobilisés. En s'appuyant entre autres sur leurs idées, le Distributeur entend procéder à une amélioration continue de ses façons de faire, afin notamment de réduire les temps de cycle, tout en étant vigilant et en favorisant la santé et la sécurité des employés.

[28] Face à l'évolution du contexte énergétique et d'affaires, le Distributeur souhaite stimuler ses ventes d'électricité et développer de nouveaux marchés québécois en profitant des surplus d'électricité dont il dispose au bénéfice de l'ensemble de la clientèle. Ainsi, il entend intensifier ses activités de démarchage auprès d'entreprises étrangères de stockage de données afin qu'elles développent et implantent des projets au Québec.

[29] Le Distributeur propose également certaines mesures tarifaires, qui permettront d'améliorer la compétitivité des entreprises québécoises, en vue d'accroître ses ventes d'électricité.

3 EFFICIENCE ET PERFORMANCE

3.1 ÉVALUATION DES INDICATEURS D'EFFICIENCE EN TERMES DE COÛTS

[30] Les résultats des indicateurs de coûts présentés par le Distributeur sont utilisés par la Régie afin d'évaluer l'évolution pluriannuelle des charges d'exploitation et le niveau des revenus additionnels requis pour l'année tarifaire 2018-2019.

[31] La Régie analyse ainsi, de manière globale, la performance du Distributeur en matière de contrôle de ses coûts.

Objectif du Distributeur

[32] En matière d'efficacité, la démarche du Distributeur vise à contenir la croissance annuelle moyenne des indicateurs d'efficacité qu'il privilégie sous l'inflation sur une période mobile de cinq ans, tout en fournissant à ses clients une alimentation électrique fiable ainsi que des SALC de qualité et faciles d'accès⁸.

[33] La Régie analyse à court et long termes les résultats des huit indicateurs d'efficacité internes privilégiés par le Distributeur, ainsi que de quatre indicateurs spécifiques⁹.

[34] Le tableau suivant présente l'évolution des indicateurs d'efficacité avec et sans l'impact des modifications apportées à la convention comptable ASC 715, *Compensation-Retirement Benefits* (l'ASC 715) (voir la section 4.1).

⁸ Pièce [B-0009](#), p. 9.

⁹ Pièce [B-0065](#), p. 5, tableaux R-1.1A et R-1.1B.

TABLEAU 1
INDICATEURS D'EFFICIENCE PRIVILÉGIÉS DU DISTRIBUTEUR AVEC ET SANS LES
MODIFICATIONS À L'ASC 715

	Variation moyenne 2014-2018		Variation 2017-2018	
	<i>Avec ASC 715</i>	<i>Sans ASC 715</i>	<i>Avec ASC 715</i>	<i>Sans ASC 715</i>
Indicateurs privilégiés ¹				
Coût total Distribution et SALC (\$) par abonnement	-1,4%	-1,2%	1,2%	2,1%
Coût total Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé	-0,3%	-0,2%	1,6%	2,3%
CEN Distribution et SALC (\$) par abonnement	0,7%	1,0%	1,5%	3,1%
IEN (\$) par abonnement	0,6%	0,5%	0,8%	0,4%
Coût total SALC (\$) par abonnement	-4,1%	-4,3%	-3,1%	-4,1%
CEN SALC (\$) par abonnement	-0,8%	-0,3%	2,2%	4,4%
Coût total Distribution (\$) par abonnement	-0,7%	-0,4%	2,3%	3,6%
CEN Distribution (\$) par abonnement	1,5%	1,8%	1,2%	2,3%
<i>Croissance moyenne :</i>	-0,6%	-0,4%	1,0%	1,8%

Source : Pièce [B-0065](#), p. 5.

CEN : Charges d'exploitation nettes; IEN : Immobilisations en exploitation nettes; SALC : Services à la clientèle.

[35] En ce qui a trait aux résultats de court terme, la Régie constate que pour la période 2017-2018, plusieurs indicateurs affichent une croissance largement supérieure au taux d'inflation moyen observé entre 2014 et 2018.

[36] Le Distributeur indique que l'augmentation de l'indicateur « CEN SALC par abonnement » est principalement attribuable à l'évolution des coûts liés au développement des marchés ainsi qu'à l'amélioration des services à la clientèle affaires.

[37] En ce qui concerne la croissance du « Coût total Distribution (\$) par abonnement », elle serait principalement attribuable à l'évolution des coûts liés à la maîtrise de la végétation ainsi qu'à l'impact à la hausse de la dépense d'amortissement et de frais financiers. Ce dernier élément s'expliquerait par le fait que le Distributeur n'a pas été en mesure de réaliser entièrement la coupure de 15 M\$ demandée par la Régie dans la décision D-2017-022¹⁰.

¹⁰ Décision [D-2017-022](#).

[38] La Régie note qu'à court terme, la composante « CEN du processus SALC » des indicateurs d'efficacité affiche une croissance importante, soit de 3,3 % ou 5,2 %, respectivement avec ou sans l'ASC 715¹¹. Cette évolution exerce une pression à la hausse sur plusieurs indicateurs d'efficacité du Distributeur et pourrait contribuer, si la tendance se maintenait, à faire varier ces indicateurs au-delà de l'inflation sur la période de référence.

[39] Toutefois, pour la période 2014-2018, l'ensemble des indicateurs privilégiés par le Distributeur affichent une croissance inférieure à l'inflation lorsque l'on tient compte des modifications à l'ASC 715. Si ces modifications sont exclues, la croissance annuelle moyenne de l'ensemble des indicateurs privilégiés est de -0,4 %, alors que le taux moyen d'inflation au Canada sur la même période s'établit à 1,6 %.

[40] Considérant l'ensemble de ces résultats, la Régie est d'avis que le Distributeur atteint son objectif de contenir la croissance annuelle moyenne des indicateurs de coûts sous l'inflation pour la période 2014-2018.

3.2 ÉVOLUTION DES INDICATEURS DE QUALITÉ DE SERVICE

[41] Les indicateurs de qualité de service présentés par le Distributeur sont utilisés par la Régie pour évaluer le niveau et l'évolution de la qualité de service qu'il offre d'une année à l'autre.

[42] À partir des résultats des indicateurs de qualité de service présentés en preuve, la Régie analyse la performance du Distributeur dans les domaines suivants : satisfaction de la clientèle, fiabilité du service électrique, alimentation électrique, SALC et sécurité.

[43] Le Distributeur présente les résultats des indicateurs de qualité de service de 2012 à 2016, en plus des résultats du premier semestre de 2017¹².

[44] Au plan de la satisfaction de la clientèle, le Distributeur présente des résultats calculés selon une nouvelle méthodologie, tel qu'annoncé dans un précédent dossier tarifaire¹³. Cette nouvelle méthodologie reflète la satisfaction de chacun des segments de la

¹¹ Pièce [B-0065](#), p. 5

¹² Pièce [B-0009](#), p. 13.

¹³ Décision [D-2016-033](#), p. 39 et 40.

clientèle du Distributeur à l'égard de quatre dimensions du service : qualité et continuité de l'alimentation électrique, facturation, gestion de la consommation et services à la clientèle (accueil et traitement des demandes).

[45] En compilant les résultats obtenus par clientèle et par dimension, le Distributeur affiche un indice de satisfaction de la clientèle combiné de 8,1 en 2016¹⁴.

[46] Pour ce qui est de la fiabilité du service électrique, le Distributeur indique que des événements météorologiques significatifs de plus grande envergure en 2016 ont conduit à 17 jours d'événements majeurs, alors que la moyenne historique des 10 dernières années est de 11 jours. Avec 338 minutes d'interruption, l'Indice de continuité de service (IC) brut de l'année 2016 a été supérieur à la moyenne des cinq dernières années, qui est de 316 minutes.

[47] L'UMQ se questionne à savoir si le Distributeur capte bien l'influence des changements climatiques lorsqu'il présente un indice de continuité « normalisé » par le retrait d'un certain nombre de journées marquées par des « événements majeurs » et souhaite « *que le Distributeur soit bien conscient de cette évolution et qu'il tente d'en capter les effets dans son indice de continuité normalisé* »¹⁵.

[48] Du côté de l'alimentation électrique, le Distributeur indique, notamment, que la stabilisation du processus d'ajout de transformateurs, combinée à une gestion plus rigoureuse de l'ordonnancement de travaux et une augmentation de la productivité, ont permis en 2016 d'améliorer significativement le résultat de l'indicateur « Délai moyen de raccordement simple en aérien ». Cet indicateur est revenu au niveau de l'année 2012, représentant ainsi la meilleure performance depuis cinq ans.

[49] Au niveau des SALC, le Distributeur affiche globalement de meilleurs résultats au premier semestre de 2017 que pour la même période en 2015. Selon lui, ces résultats découlent de l'ensemble des services mis en place en 2016 et 2017 et qui ont eu un impact favorable sur les résultats des indicateurs de SALC.

¹⁴ Pièce [B-0009](#), p. 14.

¹⁵ Pièce [C-UMQ-0006](#), p. 14.

[50] En matière de sécurité du public, l'indicateur affiche une augmentation du nombre de « Décès provoqués par électrocution dans la population » qui passe de 2 à 5.

[51] L'UMQ croit que le Distributeur devrait réévaluer son approche de la prévention en ce domaine et associer le monde municipal à cette réflexion, afin de maximiser l'impact des efforts de prévention par une meilleure définition des problématiques et des solutions potentielles. L'UMQ recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de réviser ses initiatives liées à la sécurité du public et qu'elle associe l'UMQ à cette réflexion.

[52] Le Distributeur entend poursuivre sa campagne de sensibilisation et d'information du grand public sur les dangers que constituent les installations électriques dans différentes situations de la vie quotidienne. Quant à la sécurité de ses employés, il affiche un taux de fréquence des accidents plus faible au 30 juin 2017 qu'en 2016.

[53] La Régie note que l'indicateur en matière de sécurité du public affiche une grande variabilité d'une année à l'autre. Bien qu'elle déplore l'augmentation du nombre de décès provoqués par électrocutions, elle ne dispose d'aucun élément de preuve pouvant remettre en question les efforts soutenus ou l'approche du Distributeur à cet égard. Par conséquent, la Régie ne retient pas la recommandation de l'UMQ à cet égard.

[54] Pour l'ensemble des indicateurs de qualité du service, l'UMQ recommande également à la Régie d'exiger du Distributeur non seulement qu'il produise à l'avenir une analyse des variations de court terme des indicateurs d'efficience, mais qu'il fournisse également une analyse circonstanciée de leur évolution sur une période de cinq ans.

[55] La Régie ne voit pas la pertinence d'exiger systématiquement la production d'une analyse circonstanciée de l'évolution de ces indicateurs sur une période de cinq ans. D'une part, l'information demandée par l'UMQ se retrouve en grande partie dans les dossiers tarifaires. D'autre part, advenant une évolution pluriannuelle atypique, le Distributeur peut être interrogé sur les circonstances et les événements à l'origine de cette évolution. La Régie rejette donc cette recommandation de l'intervenante.

[56] La Régie constate que, de manière globale, le Distributeur améliore sa performance quant à la qualité des services offerts à ses clients et que les mesures mises en place durant la dernière année semblent porter fruit.

[57] La Régie note que le Distributeur vise à adopter une approche client proactive fondée sur les besoins et les attentes des différents segments de sa clientèle.

[58] Enfin, tel que mentionné dans ses décisions D-2016-033¹⁶ et D-2017-022¹⁷, la Régie souligne que l'amélioration de la qualité du service doit être réalisée par l'entremise de gains d'efficience au niveau des charges d'exploitation et non par des hausses de coûts.

3.3 MODIFICATIONS DES INDICATEURS DE QUALITÉ DE SERVICE

Indicateur Nombre de contacts Web par client

[59] Conformément à la décision D-2017-022¹⁸, le Distributeur apporte des modifications à l'indicateur Nombre de contacts Web par client qui inclut dorénavant le nombre de contacts Web transactionnels et automatisés, le nombre de contacts Web informationnels, le nombre de contacts par formulaires Web, de même que le nombre de courriels libres.

[60] La Régie prend acte des modifications apportées à l'indicateur Nombre de contacts Web par client.

Ajout de l'indicateur Taux de respect de la date de livraison pour les demandes à intervenants multiples

[61] Dans sa décision D-2017-022¹⁹, la Régie ne retenait pas ce nouvel indicateur proposé par le Distributeur. Elle demandait néanmoins au Distributeur de mettre en place un groupe de travail multipartite pour développer des indicateurs de performance et de mesure de la satisfaction dans les processus associés aux raccordements et aux prolongements de réseau. Elle lui demandait également de soumettre, en temps opportun, un bilan des travaux du groupe de travail.

¹⁶ [Page 34.](#)

¹⁷ [Page 23.](#)

¹⁸ [Page 25.](#)

¹⁹ [Page 27.](#)

[62] Le Distributeur souligne que plusieurs rencontres ont eu lieu avec des représentants de l'APCHQ, de l'UMQ et de l'UPA. Des discussions entre les représentants de ces associations et ceux du Distributeur ont permis d'exprimer certaines préoccupations relatives aux raccordements et aux prolongements de réseau. Le Distributeur indique qu'il déposera le fruit des réflexions du groupe de travail dans un prochain dossier tarifaire lorsque les travaux seront suffisamment avancés.

[63] La Régie demande au Distributeur de déposer, lors du prochain dossier tarifaire, un rapport sur l'état d'avancement des travaux du groupe de travail sur les indicateurs de performance et de mesure de la satisfaction dans les processus associés aux raccordements et aux prolongements de réseau.

3.4 EFFICIENCE DES FOURNISSEURS INTERNES DU DISTRIBUTEUR

[64] Les principaux fournisseurs internes du Distributeur déposent l'ensemble des données financières ayant trait aux services facturés à coût complet, leurs principales bases de facturation et inducteurs de coûts, ainsi que l'évolution de leurs indicateurs d'efficacité pour la période 2016 à 2018 et, s'il y a lieu, les résultats de leurs balisages externes.

[65] Le Distributeur présente les résultats des indicateurs d'efficacité pour la *Vice-présidence – Technologie de l'information et des communications* (VPTIC) ainsi que pour le *Centre de services partagés* (CSP).

L'efficacité de la VPTIC

[66] La VPTIC présente l'évolution de trois indicateurs d'efficacité reliés au domaine des Technologies de l'information et des communications (TIC), soit le Coût du service des centres d'appels par abonnement, le Coût du produit Radios mobiles par appareil et le Coût du produit Poste de travail TIC par effectif.

TABLEAU 2
INDICATEURS D'EFFICIENCE DE LA VPTIC

Domaine	Description	Année témoin 2018	Variation annuelle moyenne 2014-2018
Centres d'appels	Coût par abonnement (\$)	2,04	-7,1 %
Radios mobiles	Coût par appareil (\$)	3 318	-6,2 %
Poste de travail TIC	Coût par effectif (\$)	7 459	4,2 %

Source : Pièce [B-0029](#), p. 8 à 10.

[67] Le Distributeur indique que la croissance annuelle moyenne de 4,2 % de l'indicateur *Poste de travail TIC* entre 2014 et 2018 découle principalement du projet Évolution du poste de travail, du transfert de l'application Web HydroDoc du CSP et du projet Accès sans fil. De 2017 à 2018, l'indicateur affiche une amélioration de 4,1 %, notamment, selon le Distributeur, en raison des efforts d'efficacité réalisés qui ont plus que compensé les effets de l'inflation et des modifications apportées à l'ASC 715.

Le balisage de la compétitivité de la VPTIC

[68] Conformément à la décision D-2015-018²⁰, la VPTIC dépose son plan de balisage 2017-2021, ainsi que les résultats provenant de son premier balisage réalisé sur la base de l'année 2016²¹.

[69] Le Distributeur rappelle que la VPTIC est en profonde transformation depuis 2015, afin d'améliorer sa compétitivité par rapport au marché ainsi que la satisfaction de ses clients. Il ajoute que des actions concrètes ont été réalisées en 2015 et 2016, notamment la centralisation des activités et la mise en place d'une organisation basée sur un modèle d'affaires reconnu, le renforcement de la gouvernance et l'amélioration des relations d'affaires avec ses clients.

²⁰ [Page 53](#).

²¹ Pièce [B-0029](#), p. 10.

[70] Selon les premiers résultats du balisage, les dépenses TIC par effectif d'Hydro-Québec pour 2016 sont supérieures de 3 011 \$ à la moyenne des entreprises participantes. Le Distributeur estime que cet écart s'explique notamment par l'absence d'une normalisation de certains éléments, tels que la grande couverture et la dispersion géographique des ressources humaines et matérielles, ainsi que par l'importance du volet lié aux télécommunications de transport. Le Distributeur note que ce balisage confirme certains écarts liés au contexte de la VPTIC et soulève le potentiel d'efficience.

[71] Le Distributeur indique que la VPTIC a élaboré un plan d'efficience de cinq ans qui permettra l'amélioration de la performance des TIC par la mise en œuvre des mesures d'optimisation prévues, le renforcement de la gouvernance des TIC ainsi que la poursuite de l'amélioration de la posture de sécurité cybernétique.

L'efficience du CSP

[72] Le CSP a pour mission d'approvisionner en biens et services l'ensemble des unités de l'entreprise. Ces activités sont regroupées sous deux directions principales, la direction principale Centre de services partagés et la direction principale Approvisionnement stratégique.

[73] Quatre indicateurs d'efficience sont associés au CSP, soit deux pour le domaine immobilier, un pour le domaine services de transport et un pour le domaine gestion du matériel. Sur la période 2014-2018, le Distributeur note que plusieurs indicateurs affichent une variation à la hausse, essentiellement due aux modifications apportées à l'ASC 715. Le tableau suivant illustre l'évolution des indicateurs sur la période de 2014-2018.

TABLEAU 3
INDICATEURS D'EFFICIENCE DU CSP

Domaine	Description	Année témoin 2018	Variation annuelle moyenne 2014-2018
Immobilier	Coût d'exploitation des espaces (\$/m ²)	176,2	-0,8 %
	Taux d'inoccupation (%)	1,8	s. o.
Services de transport	Coût d'entretien / véhicule équivalent (\$)	3 444	0,4 %
Gestion du matériel	Coût de gestion CSP / Matériel consommé (\$)	0,13	-4,3 %

Source : Pièce [B-0029](#), p. 15 à 17.

[74] En ce qui a trait au taux d'inoccupation, le Distributeur précise que l'indicateur connaît une hausse en raison des plans d'optimisation des espaces, réalisés conjointement avec les clients, et que diverses stratégies pour valoriser ces espaces, telles la vente et la location à des tiers, sont utilisées. Il mentionne toutefois que le taux d'inoccupation des espaces se maintient au niveau des taux d'inoccupation moyens de 2 % observés dans les entreprises comparables balisées.

[75] Par ailleurs, bien que le coût d'entretien par véhicule équivalent affiche un taux de croissance annuel moyen inférieur à l'inflation pour la même période, le Distributeur indique que la progression de 7,7 % entre 2017 et 2018 découle du vieillissement de certaines catégories de véhicules et des modifications apportées à l'ASC 715.

[76] La Régie prend acte des résultats obtenus pour l'ensemble des indicateurs d'efficacité des fournisseurs internes et les encourage à poursuivre leurs efforts d'efficacité, afin que la croissance des charges de services partagés par abonnement puisse demeurer constamment en deçà de l'inflation.

Le balisage de la compétitivité du CSP

[77] Conformément au calendrier déposé dans le dossier R-3980-2016²², le Distributeur présente les résultats afférents aux travaux de balisage complétés à la fin du troisième trimestre ainsi qu'aux rapports d'experts déposés au quatrième trimestre de 2016 et au premier trimestre de 2017²³.

[78] En regard des services immobiliers, l'étude de balisage réalisée par la firme KPMG porte sur les coûts d'entretien par mètre carré, le pourcentage d'entretien externe, les coûts d'exploitation par mètre carré (excluant les frais de location), le taux d'inoccupation et le pourcentage d'aménagement universel. L'analyse par le Distributeur des résultats de l'étude révèle que le domaine immobilier se situe généralement dans la moyenne des entreprises participantes quant aux indicateurs financiers et non financiers.

[79] Pour les services de transport, l'étude de balisage réalisée par la firme KPMG porte sur les coûts d'entretien par véhicule équivalent du parc de véhicules. L'étude révèle que le coût d'entretien par véhicule d'Hydro-Québec est comparable à la médiane et est inférieur de 27 % à la moyenne du coût moyen observé auprès des entreprises participantes.

[80] Enfin, les résultats de l'étude de balisage dans le domaine de la gestion du matériel, réalisée par la firme externe, démontrent que le taux de rotation du matériel relatif aux activités du Distributeur est meilleur que la moyenne du marché.

[81] **La Régie prend acte des résultats du balisage de la compétitivité du CSP.**

²² Dossier R-3980-2016, pièce [B-0031](#), p. 8.

²³ Pièce [B-0029](#), p. 17.

4 PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

4.1 **MODIFICATIONS À L'ASC 715, *COMPENSATION-RETIREMENT BENEFITS***

[82] Depuis le 1^{er} janvier 2015, Hydro-Québec dresse ses états financiers à vocation générale selon les principes comptables généralement reconnus (PCGR) des États-Unis. Conformément à la décision D-2015-189²⁴, la Régie approuve, pour le Distributeur et Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur), le basculement au référentiel comptable des PCGR des États-Unis, à compter du 10 juillet 2015²⁵.

[83] Le 29 juin 2017, dans le dossier R-4009-2017, le Transporteur et le Distributeur demandent conjointement à la Régie d'autoriser l'adoption des modifications à l'ASC 715, aux fins de l'établissement des tarifs, au même moment que dans les états financiers à vocation générale d'Hydro-Québec, soit à compter du 1^{er} janvier 2017. Chacune des deux divisions demande également la création d'un compte d'écarts hors base de tarification pour y comptabiliser les impacts de l'adoption de ces modifications, ainsi que les intérêts associés à compter du 1^{er} janvier 2017.

[84] La Régie reprend ci-après, de façon sommaire, les principales conclusions de sa décision D-2017-125 rendue le 17 novembre 2017 :

« [34] La Régie approuve l'application des modifications à l'ASC 715 aux fins réglementaires, soit la présentation des autres composantes des ASF [avantages sociaux futurs] hors des charges d'exploitation ainsi que la non-capitalisation de ces éléments.

[...]

[37] La Régie approuve l'approche appliquée par le Transporteur et le Distributeur, à la suite des modifications à l'ASC 715, pour le calcul théorique de l'encaisse réglementaire.

[...]

²⁴ [Page 11](#), par. 30, et p. 50, par. 222.

²⁵ À l'exception des impacts associés à la révision des durées de vie utile des immobilisations corporelles et aux obligations liées à la mise hors service des immobilisations, calculés à compter du 1^{er} juillet 2015, conformément à la décision [D-2016-003](#), p. 5 et 6, par. 6 et 12.

[60] [...], la Régie approuve l'utilisation de la méthode des frais corporatifs pour répartir le coût des autres composantes des ASF aux fins règlementaires.

[...]

[100] [...], la Régie autorise l'application des modifications à l'ASC 715 à compter du 1er janvier 2017.

[...]

[106] La Régie autorise le Distributeur à créer un compte d'écarts hors base de tarification et portant intérêts, afin d'y comptabiliser les impacts de l'adoption des modifications à l'ASC 715 à compter du 1er janvier 2017 »²⁶.

[85] Dans la présente Demande, le Distributeur a comptabilisé les impacts de l'année 2017, soit un montant créditeur de 2,4 M\$²⁷ plus intérêts, dans un compte d'écarts hors base de tarification. Quant aux modalités de disposition du compte d'écarts, le Distributeur propose de verser le solde du compte à ses revenus requis de 2018.

[86] La Régie accepte cette proposition de verser, aux revenus requis 2018, le solde créditeur de 2,4 M\$ au 31 décembre 2017 du compte d'écarts relatif aux modifications à l'ASC 715.

[87] La Régie reconnaît l'impact net à la baisse de 57,7 M\$ que le Distributeur a pris en compte dans ses revenus requis 2018, tel que détaillé au tableau suivant.

²⁶ Décision [D-2017-125](#), p. 11, 16, 25 et 26.

²⁷ Pièce [B-0040](#), p. 20, tableau 11. Coût de retraite (-3,3 M\$) et coût des autres régimes (0,9 M\$).

TABLEAU 4
IMPACT NET DE LA DÉCISION D-2017-125 SUR LES REVENUS REQUIS
DE L'ANNÉE TÉMOIN 2018

(en M\$)	<i>Masse salariale</i>	<i>Charges de services partagés</i>	<i>Coûts capitalisés</i>	<i>Autres composantes du coût des ASF</i>	<i>Frais corporatifs</i>	<i>Autres charges</i>	<i>Total</i>
Impact 2017 sur l'année témoin 2018							
Coût de retraite	85,5	34,9	(24,7)	(101,9)	2,9		(3,3)
Coût des autres régimes	(15,7)	(6,1)	4,5	18,7	(0,5)		0,9
Compte d'écarts 2017 - Coût de retraite, versé en 2018	13,2	3,0	(3,4)	(17,6)	0,1		(4,7)
	83,0	31,8	(23,6)	(100,8)	2,5	0,0	(7,1)
Impact 2018 sur l'année témoin 2018							
Coût de retraite	99,1	43,6	(33,9)	(121,6)	2,9		(9,9)
Coût des autres régimes	(15,2)	(6,6)	5,2	18,6	(0,5)		1,5
Amortissement						0,8	0,8
	83,9	37,0	(28,7)	(103,0)	2,4	0,8	(7,6)
Coût de Distribution	166,9	68,8	(52,3)	(203,8)	4,9	0,8	(14,7)
Charge locale de transport							(47,9)
Ajustement des contrats spéciaux							4,8
Rendement de la base de tarification							0,1
Impact total sur les revenus requis 2018							(57,7)

Source : Pièce [B-0064](#), p. 5 et 12 à 14.

ASF : Avantages sociaux futurs.

[88] Dans sa décision D-2018-021²⁸, la Régie a ordonné au Transporteur de verser, aux revenus requis 2018, une partie du solde créditeur au 31 décembre 2017 du compte d'écarts relatif aux modifications à l'ASC 715, soit un montant créditeur de 33,9 M\$. Par conséquent, l'impact net sur les revenus requis 2018 du Distributeur est ajusté de -26,8 M\$²⁹, passant de -57,7 M\$ à -84,5 M\$.

[89] Dans le présent dossier tarifaire, la Régie souligne que les données relatives à l'année de base 2017 et à l'année témoin 2018 reflètent les modifications à l'ASC 715, conformément à la décision D-2017-125, alors que les données de l'année historique 2016 et celles autorisées en 2017 (D-2017-022) n'en tiennent pas compte.

²⁸ [Page 57](#), par. 218.

²⁹ Réduction de la charge locale du transport, soit $-33,9 \text{ M\$} \times 88 \% = -29,8 \text{ M\$}$, et ajustement des contrats spéciaux de +3,0 M\$.

4.2 AJOUTS ET MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS COMPTABLES EN VERTU DES PCGR DES ÉTATS-UNIS

[90] Le Distributeur souligne que des modifications apportées à trois normes (ASC 230 *Statement of Cash Flows*, ASC 805 *Business Combinations* et ASC 825 *Financial Instruments*) sont entrées en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. Il mentionne qu'une analyse détaillée de chacune de ces normes a permis de conclure que ces modifications n'auront aucun impact pour lui.

[91] Pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018, deux nouvelles normes sont entrées en vigueur, soit l'ASC 606 *Revenue from Contracts with Customers* et l'ASC 610 *Other Income*.

[92] Le Distributeur indique qu'une analyse détaillée de ces deux normes a permis de conclure que leur adoption n'aura pas d'impact pour le Distributeur. Toutefois pour l'ASC 606, certaines questions d'interprétation propres au secteur de l'énergie restent encore en suspens et les conclusions qui en seront tirées, si elles sont différentes de celles qui sont actuellement prévues, pourraient avoir un impact pour le Distributeur. Hydro-Québec continue de suivre l'évolution des interprétations de cette nouvelle norme.

[93] **La Régie prend acte du fait que ces modifications et ajouts aux conventions comptables en vertu des PCGR des États-Unis n'auront pas d'impact pour le Distributeur. En ce qui a trait à l'ASC 606, la Régie demande au Distributeur de présenter les conclusions finales sur les questions d'interprétation propres au secteur de l'énergie qui restent encore en suspens, ainsi que leur impact pour le Distributeur, lors de la demande tarifaire 2019-2020.**

4.3 TEST DE LA DURÉE DE VIE UTILE MOYENNE PONDÉRÉE DE L'ENSEMBLE DES IMMOBILISATIONS

[94] Dans sa décision D-2015-189³⁰, la Régie approuvait la proposition du Distributeur d'amortir ses immobilisations corporelles sur leurs durées de vie utile spécifiques, sans les limiter à 50 ans, aux fins de l'établissement des tarifs, à la condition que la durée de vie utile moyenne pondérée de l'ensemble de ses immobilisations n'excède pas 50 ans, tel qu'exigé à l'article 24 (3^o) de la *Loi sur Hydro-Québec*³¹.

[95] En conformité avec le paragraphe 107 de la décision D-2015-189³², le Distributeur présente les résultats du test de la durée de vie utile moyenne pondérée de l'ensemble de ses immobilisations pour l'année témoin 2018, soit 40 ans pour les immobilisations corporelles, huit ans pour les actifs incorporels et 39 ans pour l'ensemble des actifs.

[96] **La Régie accueille les résultats de la durée de vie utile moyenne pondérée de l'ensemble des immobilisations, soit 39 ans pour l'année témoin 2018, puisqu'elle n'excède pas 50 ans, tel qu'exigé à l'article 24 (3^o) de la *Loi sur Hydro-Québec*.**

4.4 RÉSULTATS DE L'EXERCICE DE RÉVISION DES DURÉES DE VIE UTILE

[97] Le Distributeur procède périodiquement à la révision des durées de vie utile de ses immobilisations corporelles et de ses actifs incorporels, conformément à la normalisation comptable en vigueur.

[98] Conformément à la décision D-2017-022³³, le Distributeur présente les résultats de plusieurs dossiers de révision de durées de vie pour diverses catégories d'appareils de manœuvre. Un seul de ces dossiers relatifs à la catégorie « Condensateur aérien de distribution » a amené un changement de la durée de vie utile, passant de 30 à 25 ans. L'impact de ce changement sur les revenus requis de l'année témoin 2018 est de 0,1 M\$.

³⁰ [Page 26](#), par. 104 et 105.

³¹ [RLRQ, c. H-5](#).

³² [Page 27](#), par. 107.

³³ [Page 32](#), par. 88.

[99] De plus, le Distributeur indique que la décision de mettre fin au projet CATVAR amène une révision de la durée de vie utile des « Transformateurs de tension ». Le Distributeur confirme son intention d'exploiter les actifs en service jusqu'à la fin de leur vie utile. Les boîtiers de télélecture et de télécommande ayant une durée de vie de 15 ans, la durée de vie utile fixée à 30 ans des « Transformateurs de tension » télésurveillés doit donc être révisée pour être ramenée à celle des boîtiers. L'impact sur les revenus requis de l'année témoin 2018 est de 0,4 M\$.

[100] Le Distributeur présente le détail des impacts financiers de ces révisions des durées de vie utile applicables au 1^{er} janvier 2018 et inclut, dans l'établissement de la prévision de la charge d'amortissement de l'année témoin 2018, un montant total débiteur de 0,5 M\$³⁴.

[101] La Régie accueille la révision des durées de vie utile pour ces catégories d'immobilisations corporelles, telle que proposée par le Distributeur.

4.5 MODIFICATION PROPOSÉE AUX MODALITÉS DE DISPOSITION DU COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES

[102] Conformément aux décisions antérieures³⁵, les soldes du compte de nivellement pour aléas climatiques sont amortis sur cinq ans, sauf exception, à compter de la deuxième année tarifaire subséquente (2019) à une année donnée (2017).

[103] Profitant des impacts climatiques favorables, le Distributeur propose à nouveau cette année de récupérer de façon exceptionnelle, dans les revenus requis de 2018, la totalité des soldes des comptes de nivellement pour aléas climatiques, soit un montant de 46,7 M\$ au 31 décembre 2017. Cette proposition permettra de réduire la pression tarifaire pour les prochaines années. Cette demande s'inscrit dans une perspective pluriannuelle de stabilité tarifaire consistant à limiter les hausses tarifaires à un niveau inférieur ou égal à l'inflation sur la période du Plan stratégique 2016-2020.

³⁴ Pièce [B-0011](#), p. 11, tableau 3.

³⁵ Décisions [D-2006-34](#), p. 20 et 21, [D-2009-016](#), p. 14, et [D-2014-037](#), p. 108 et 109, par. 409 et 410.

[104] Le Distributeur présente, à titre indicatif, l'évolution des hausses tarifaires prévues pour la période 2018-2023³⁶. Selon les modalités de disposition qu'il propose quant aux soldes 2016 et 2017 du compte de *pass-on* et du compte de nivellement pour aléas climatiques, les hausses tarifaires prévues seraient de 1,1 %³⁷ en 2018, de 2,5 % en 2019 et de 1,9 % en 2020, puis de l'ordre de 1 % pour les années 2021 à 2023. Selon les modalités de disposition actuelles, les hausses tarifaires prévues seraient de 0,7 % en 2018, de 2,8 % en 2019 et de 2,2 % en 2020, puis de l'ordre de 1 % pour les années 2021 à 2023.

[105] Le Distributeur souligne que, dans ses prévisions de hausses tarifaires 2019 et 2020, il prévoit une pression à la hausse des coûts d'approvisionnement en lien avec de nouvelles mises en service de projets éoliens et avec l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale, ainsi qu'une charge de service de transport plus élevée selon les prévisions à long terme du Transporteur³⁸. Il confirme que ces mises en service de projets éoliens sont relatives à des contrats déjà signés et approuvés. Les dates de mises en service prévues sont les meilleures informations dont le Distributeur disposait au moment de la préparation du dossier tarifaire et, à sa connaissance, aucun changement n'est prévu actuellement³⁹.

[106] Le tableau suivant illustre les versements aux revenus requis de l'année témoin 2018 selon les modalités actuelles et ceux associés à la proposition du Distributeur.

³⁶ Pièce [B-0080](#), p. 13 et 14.

³⁷ Hausse tarifaire révisée à 1,3 % découlant de la mise à jour du coût de la dette.

³⁸ Pièce [B-0080](#), p. 14 et 15.

³⁹ Pièce [B-0127](#), p. 4.

TABLEAU 5
VERSEMENT AUX REVENUS REQUIS 2018 DES SOLDES DU COMPTE DE PASS-ON ET DU
COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES

<i>(en M\$)</i>	<i>2017</i>	<i>2018</i>		<i>2018</i>
	<i>D-2017-022</i>	<i>Modalités de disposition en vigueur</i>	<i>Proposition du Distributeur</i>	<i>Mises à jour</i>
Compte de pass-on				
2015	9,0			
2016	(8,2)	(21,0)	(21,0)	(21,0)
2017		(8,9)	(8,9)	(19,7) ¹
	0,8	(29,9)	(29,9)	(40,7)
Nivellement pour aléas climatiques				
2010	30,6			
2011	26,1			
2012	77,5			
2013	(26,4)			
2014	7,2			
2015	49,6			
2016	(5,1)	3,4	16,9	16,9
2017		0,0	29,8	46,1 ²
Intérêts	0,0	0,3	0,0	0,0
	159,5	3,7	46,7	63,0
Impact net	160,3	(26,2)	16,8	22,3

Sources : Pièces [B-0012](#), p. 6, [B-0115](#), p. 26 à 28, et [B-0126](#), p. 4.

Note 1 : Mise à jour sur la base de 10 mois réels et de 2 mois projetés 2017.

Note 2 : Mise à jour au 31 octobre 2017.

[107] Le Distributeur indique que cette proposition permet d'accélérer le processus de récupération des soldes du compte de nivellement pour aléas climatiques et respecte le principe d'allouer les coûts à la génération de clients pour laquelle ils ont été encourus, tout en réduisant les coûts de financement. Il indique également que cette proposition s'appuie notamment sur la décision D-2008-024⁴⁰ dans laquelle la Régie retient une approche au cas par cas lui permettant de disposer de la flexibilité nécessaire pour faire face aux situations

⁴⁰ [Pages 14 et 15.](#)

qui pourraient survenir. Le Distributeur rappelle que cette approche a été retenue par la Régie dans sa décision D-2017-022⁴¹.

[108] Considérant que la Régie s'est déjà prononcée, dans des décisions antérieures, sur une approche au cas par cas pour la disposition des comptes de *pass-on* et de nivellement pour aléas climatiques, le Distributeur propose l'introduction d'une mesure ponctuelle, afin de disposer intégralement de la totalité des soldes relatifs aux impacts climatiques, privilégiant le maintien de l'approche actuelle pour les soldes futurs.

[109] L'ACEFQ recommande d'accepter la proposition du Distributeur. Pour l'intervenante, les augmentations de coûts prévues pour 2019 et 2020, à savoir les coûts reliés aux nouvelles mises en service de projets éoliens, l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale, et les coûts de transport prévus par le Transporteur, apparaissent plausibles. Elle souligne également que la hausse des tarifs 2019, telle que prévue selon les modalités actuelles de disposition du compte de nivellement, serait de 2,8 %, soit un dépassement du taux d'inflation projeté à 2 %. L'ACEFQ est d'avis qu'une partie de la clientèle du Distributeur supporterait difficilement une telle hausse.

[110] L'UMQ est aussi favorable à la proposition du Distributeur, puisque cet ajout pour les revenus requis 2018 n'impacterait pas de façon importante les ajustements de tarifs, dont la hausse demeurerait toujours sous l'inflation. Il s'agit, pour l'UMQ, de tenir compte de circonstances favorables qui permettent de « *nettoyer une ardoise* », ce qui pourrait être utile à l'avenir, étant donné la variabilité des aléas climatiques et la pression à la hausse des coûts d'approvisionnement, comme l'indique le Distributeur.

[111] D'un autre côté, l'AQCIE-CIFQ est d'avis que le Distributeur n'a pas démontré que la situation actuelle exige un versement exceptionnel du compte de nivellement pour aléas climatiques aux revenus requis 2018 et souligne que la proposition du Distributeur est défavorable à sa clientèle. Selon l'intervenant, les prévisions des hausses tarifaires 2018-2023 sont hautement sujettes à caution, en particulier lorsqu'elles ne reposent que sur deux composantes, en l'occurrence l'approvisionnement et le transport. Par conséquent, l'AQCIE-CIFQ recommande de conserver les modalités actuelles quant à la disposition du solde du compte de nivellement pour aléas climatiques.

⁴¹ [Page 37](#), par. 110.

[112] La Régie a étudié les deux scénarios, l'un proposé par le Distributeur et l'autre selon des modalités de disposition en vigueur des comptes de *pass-on* 2016 et 2017 et des soldes 2016 et 2017 du compte de nivellement pour aléas climatiques⁴². Elle note que le scénario proposé par le Distributeur présente une meilleure stabilité tarifaire pour la période 2018 à 2023. La Régie reconnaît néanmoins qu'il y a une incertitude quant aux hausses tarifaires anticipées par le Distributeur entre 2019 et 2023.

[113] Cependant, la Régie prend en considération les explications du Distributeur sur la probabilité de hausses tarifaires de l'ordre de 2,8 % en 2019 et de 2,2 % en 2020, abstraction faite des modifications aux modalités proposées. Le Distributeur mentionne que les prévisions pour 2019 et 2020 sont basées sur des événements assez prévisibles, soit des contrats d'approvisionnement signés qui seront alors en vigueur. Il s'agit de coûts importants découlant des mises en service de parcs éoliens et de projets de biomasse.

[114] La Régie ne retient pas les recommandations de l'AQCIE-CIFQ. Elle juge plus prudent, considérant l'importance des montants impliqués, d'accélérer le processus de récupération des soldes du compte de nivellement pour aléas climatiques, dans le contexte de la Demande.

[115] En effet, la Régie est d'avis qu'il est préférable de disposer rapidement des soldes 2016 et 2017 du compte de nivellement pour aléas climatiques, afin de respecter l'équité intergénérationnelle, tout en maintenant la hausse tarifaire pour l'année témoin 2018 sous l'inflation.

[116] Considérant l'importance du principe de stabilité tarifaire, la Régie accueille la proposition du Distributeur de verser, exceptionnellement, les soldes 2016 et 2017 du compte de nivellement pour aléas climatiques, totalisant un montant de 46,7 M\$ dans les revenus requis de 2018.

[117] Cependant, la Régie juge qu'il n'y a pas lieu de mettre à jour le compte de nivellement pour aléas climatiques selon la prévision du 31 octobre 2017. L'ajustement de 16,3 M\$ sera traité selon les modalités de disposition en vigueur.

⁴² Pièce [B-0080](#), p. 13.

[118] **La Régie permet, exceptionnellement, la mise à jour du compte de *pass-on* 2017, établie selon la prévision de 10 mois réels et de 2 mois projetés. Elle demande au Distributeur de verser les soldes des comptes de *pass-on* 2016 et 2017, totalisant un montant créditeur de 40,7 M\$, dans ses revenus requis 2018.**

4.6 PROGRAMME « CONVERSION À L'ÉLECTRICITÉ »

[119] Le 30 mars 2017, dans le dossier R-4000-2017, le Distributeur demande à la Régie d'approuver une pratique réglementaire pour permettre de traiter, dans un même actif réglementaire, l'appui financier versé dans le cadre du programme « Conversion à l'électricité »⁴³ (le Programme de conversion) ainsi que les coûts de développement et de suivi de celui-ci. Avec cette pratique, l'ensemble de ces coûts seraient amortis sur une même période.

[120] Dans le présent dossier, le Distributeur propose d'amortir cet actif réglementaire sur une période de 10 ans, de façon à assurer la cohérence avec le traitement réglementaire actuel des interventions en efficacité énergétique (IEÉ).

[121] Le 3 novembre 2017, la Régie rend sa décision D-2017-119 Motifs à suivre⁴⁴, qui rejette la demande du Distributeur d'approuver le Programme de conversion. Elle met fin au compte d'écarts, lequel a été créé dans sa décision D-2017-037⁴⁵, et en radie les montants inscrits. Le 9 février 2017, la Régie rend sa décision D-2017-119 avec ses motifs⁴⁶.

[122] **La Régie considère que la demande du Distributeur, dans le présent dossier, d'amortir l'actif réglementaire sur une période de 10 ans, est devenue sans objet à la suite du rejet du Programme de conversion dans sa décision D-2017-119.**

⁴³ Dossier R-4000-2017 : Demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel.

⁴⁴ Décision [D-2017-119 Motifs à suivre](#).

⁴⁵ Décision [D-2017-037](#).

⁴⁶ Décision [D-2017-119 Motifs](#).

Mise à jour des données

[123] En audience, le Distributeur souligne qu'il n'a pas amendé sa Demande à la suite de la décision D-2017-119. Toutefois, si la Régie procède à une mise à jour, il la réfère à la question 2 de la DDR n° 6⁴⁷ de cette dernière qui reflète une augmentation des revenus additionnels requis de 2018 de 18,1 M\$, soit une pression sur la hausse tarifaire de l'ordre de +0,2 %. Selon le Distributeur, une telle mise à jour devra être complète et tenir compte autant des dépenses que des revenus.

[124] L'AQCIE-CIFQ retient que le Distributeur n'a pas fait de mise à jour de son dossier tarifaire à la suite de la décision rejetant le Programme de conversion, de sorte que la Régie ne possède que des informations fragmentaires sur l'impact de ce projet. L'intervenant retient également qu'on ignore les suites qui seront données au rejet de cette demande, à propos duquel le Distributeur a indiqué qu'il « *y a certaines options [... qu'il] évaluera en temps opportun une fois les motifs rendus par la Régie* »⁴⁸. Dans ce contexte, l'AQCIE-CIFQ est d'avis que les revenus requis 2018 du Distributeur devraient être établis sans tenir compte du rejet du Programme de conversion.

[125] Quant au solde de 3,2 M\$ du compte d'écarts relatif au Programme de conversion, l'ACEFQ soumet que son traitement doit respecter la décision D-2017-119 qui met fin au compte d'écarts créé par la décision D-2017-037 et en radie les montants inscrits.

[126] La Régie est d'avis que les données des revenus additionnels requis 2018 doivent être mises à jour à la suite de la décision D-2017-119 rejetant le Programme de conversion, respectant ainsi le principe d'allouer les revenus et les coûts à la bonne génération de clients. Cependant, la Régie s'interroge sur les sommes à retirer dans le présent dossier tarifaire.

[127] En audience, le Distributeur explique les composantes de l'impact total sur les revenus additionnels requis 2018 de la décision D-2017-119 présentées dans le dossier R-4000-2017 (7,0 M\$) et celles contenues en réponse à la question 2 de la DDR n° 6 (18,1 M\$, incluant le retrait du compte d'écarts, de 3,2 M\$). Ces composantes sont illustrées au tableau suivant.

⁴⁷ Pièce [B-0127](#), p. 8.

⁴⁸ Pièce [A-0048](#), p. 156.

TABLEAU 6
IMPACT TOTAL SUR LES REVENUS ADDITIONNELS REQUIS 2018
DE LA DÉCISION D-2017-119

<i>(en M\$)</i>	<i>Dossier R-4011-2017 (DDR no 6)</i>	<i>Dossier R-4000-2017</i>	<i>Décision de la Régie</i>
Impact 2017 sur l'année témoin 2018			
Retrait du compte d'écarts 2017 ¹ , versé en 2018	3,2		3,2
Ajustement compte de <i>pass-on</i> 2017, versé en 2018	0,4		0,4
	3,6		3,6
Impact 2018 sur l'année témoin 2018			
Achats d'électricité	(12,9)	(18,7)	(18,7)
Charges d'exploitation	(0,2)	(0,5)	(0,2)
Amortissement	(1,0)	(3,1)	(1,0)
Rendement de la base de tarification	(0,9)	(1,4)	(0,9)
	(15,0)	(23,7)	(20,8)
Impact total sur les revenus requis 2018	(11,4)	(23,7)	(17,2)
Revenus de ventes d'électricité 2018 ²	(29,5)	(30,7)	(29,5)
Impact total sur les revenus additionnels requis 2018	18,1	7,0	12,3
Base de tarification 2018 (moyenne des 13 soldes)	(12,8)		(12,8)

Sources : Pièces [B-0127](#), p. 8, [B-0033](#), p. 12, et [A-0059](#) (année 2018 du tableau 5).

Note 1 : Le compte d'écarts comprend des revenus de ventes d'électricité de 3,5 M\$ et des charges d'exploitation de 0,3 M\$ (pièce [B-0040](#), p. 20).

Note 2 : Les revenus de ventes d'électricité de 29,5 M\$ en 2018 correspondent à 340 GWh (voir la section 6.1).

[128] L'écart de 8,7 M\$ entre les coûts de distribution prévus en 2018 de 23,7 M\$, présentés au dossier R-4000-2017, et ceux de 15,0 M\$ à la réponse à la question 2 de la DDR n° 6 du présent dossier, provient principalement d'une variation de 5,8 M\$ reliée aux achats d'électricité, passant de 18,7 M\$ à 12,9 M\$.

[129] Le Distributeur mentionne que dans le dossier R-4000-2017, la prévision était plus conservatrice et estimait des achats qui utilisaient le signal de coûts évités d'hiver pour toutes les heures, ce qui générerait des coûts de l'ordre de 5,5 ¢/kWh, alors que le coût prévu en 2018 est de l'ordre de 3,8 ¢/kWh⁴⁹.

⁴⁹ Pièce [A-0061](#), p. 69.

[130] La Régie n'est pas convaincue que le Distributeur a pris en compte dans ses achats d'électricité la prévision révisée à 12,9 M\$, puisque le dossier tarifaire déposé le 31 juillet 2017 suit de près le dépôt du dossier R-4000-2017 au printemps 2017⁵⁰.

[131] En ce qui a trait au retrait des coûts reliés à l'amortissement, à la base de tarification et au rendement de la base de tarification ainsi qu'au compte d'écarts, la Régie constate que ces coûts présentés à la réponse à la question 2 de sa DDR n° 6 font partie des composantes des revenus requis 2018 et de la base de tarification 2017 et 2018⁵¹.

[132] Par conséquent, à la suite de la décision D-2017-119 refusant le Programme de conversion tel que présenté, la Régie ordonne au Distributeur de hausser les revenus additionnels requis de 2018 au montant totalisant 12,3 M\$⁵² et de réduire la base de tarification (moyenne des 13 soldes) de 0,8 M\$ en 2017 et de 12,8 M\$ en 2018.

4.7 ACTIF RÉGLEMENTAIRE LIÉ À UNE ENTENTE DE SUSPENSION

[133] Dans sa décision D-2014-086⁵³, la Régie autorise la création d'un compte d'écarts hors base afin d'y comptabiliser le passif financier associé aux amendements à l'entente de suspension des livraisons de la centrale TransCanada Energy Ltd (TCE), y compris l'actualisation et les variations subséquentes de ce passif. Ce montant correspond à celui du passif lié à l'application de l'IAS 39⁵⁴ en vertu des IFRS et de l'ASC 825⁵⁵ en vertu des PCGR des États-Unis. Ce faisant, la Régie reconnaît la récupération sur une base annuelle des coûts associés à cette entente, conformément aux montants facturés.

[134] Le Distributeur mentionne que bien que la Régie ait autorisé, tel que demandé, un compte identifié en tant que « compte d'écarts », il constate que, de par sa nature, celui-ci s'apparente davantage à un actif réglementaire. Créé pour comptabiliser le montant correspondant à celui du passif financier, il permet la récupération annuelle des coûts conformément aux montants facturés. Il ne s'agit donc pas d'un mécanisme permettant la

⁵⁰ Pièce [A-0061](#), p. 72.

⁵¹ Pièces [B-0020](#), p. 6 à 8, et [B-0033](#), p. 10 et 12.

⁵² Impact de -17,2 M\$ sur les revenus requis 2018, et impact de 29,5 M\$ sur les revenus de ventes d'électricité.

⁵³ [Page 14](#), par. 53.

⁵⁴ IAS 39 *Instruments financiers : comptabilisation et évaluation*.

⁵⁵ ASC 825-10-20 *Financial Instrument*.

récupération de coûts imprévus lors de la fixation des tarifs, mais bien d'un dispositif permettant de constater des charges lors d'exercices financiers subséquents.

[135] Pour cette raison, le Distributeur demande la modification du libellé associé aux coûts de l'entente de suspension et propose d'utiliser dorénavant « actif réglementaire lié à une entente de suspension ». La proposition du Distributeur se conforme au libellé utilisé dans les états financiers statutaires dans lesquels les coûts liés à une entente de suspension sont présentés à titre d'actif réglementaire.

[136] **La Régie autorise l'utilisation du libellé « actif réglementaire lié à une entente de suspension ».**

5 PARAMÈTRES FINANCIERS

[137] Le coût du capital du Distributeur se compose de deux éléments, soit le taux de rendement de la base de tarification et le coût du capital prospectif.

[138] Les principaux paramètres financiers utilisés pour le calcul de ces deux éléments sont :

- la structure de capital présumée;
- le taux de rendement des capitaux propres (TRCP);
- le coût de la dette;
- le taux prospectif de la dette pondéré.

5.1 **STRUCTURE DE CAPITAL PRÉSUMÉE ET TAUX DE RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES**

[139] La structure de capital présumée proposée par le Distributeur est celle approuvée par la Régie dans sa décision D-2003-93⁵⁶, soit 35 % de capitaux propres et 65 % de dette.

⁵⁶ Décision [D-2003-93 Phase 1](#), p. 51.

[140] Le TRCP proposé par le Distributeur est de 8,2 % pour l'année témoin 2018, soit le taux fixé par la Régie dans sa décision D-2014-034.

[141] Le Distributeur mentionne que les paramètres ayant un impact sur la détermination du TRCP n'ont pas changé de façon significative depuis l'étude du dossier R-3842-2013. De plus, il partage les mêmes conditions économiques et financières que les distributeurs gaziers, Gaz Métro⁵⁷ (Énergir) et Gazifère Inc. (Gazifère). Il fait également valoir que dans sa décision D-2017-014⁵⁸, la Régie a maintenu le TRCP d'Énergir à 8,9 % pour l'année tarifaire 2017-2018. De même, dans sa décision D-2017-028⁵⁹, la Régie a maintenu le TRCP de Gazifère à 9,10 % pour l'année témoin 2018⁶⁰.

[142] Considérant l'évolution des paramètres économiques et financiers depuis la décision D-2014-034, qui demeure relativement récente, et par cohérence avec les décisions à l'égard d'Énergir et de Gazifère, la Régie considère que la reconduction du taux de rendement de 8,2 % répond aux critères de stabilité, d'efficacité et d'efficience du processus réglementaire.

[143] La Régie prend acte du fait que le Distributeur ne propose pas de modification à sa structure de capital présumée utilisée pour le financement de sa base de tarification et fixe, pour l'année témoin 2018, le taux de rendement des capitaux propres du Distributeur à 8,2 %.

5.2 COÛT MOYEN DE LA DETTE

[144] Dans sa demande initiale, le Distributeur projette, pour l'année témoin 2018, un coût moyen de la dette ajusté pour tenir compte des comptes d'écart et de report (CER) de 6,259 %, soit une augmentation de 0,061 % par rapport au taux de 6,198 % approuvé pour 2017.

⁵⁷ Le 29 novembre 2017, Gaz Métro modifie son nom et devient Énergir s.e.c.

⁵⁸ Décision [D-2017-014](#), p. 9.

⁵⁹ Décision [D-2017-028](#), p. 15.

⁶⁰ Pièce [B-0017](#), p. 6 et 7.

[145] Conformément à la décision D-2015-018⁶¹, le Distributeur dépose la mise à jour des taux d'intérêt moyens des obligations trois ans et cinq ans d'Hydro-Québec du mois d'avril de l'année de base, utilisés pour rémunérer les soldes des CER de trois ans et moins et de plus de trois ans, respectivement de 1,70 % et de 2,102 %, incluant les frais de garantie et d'émission.

[146] Conformément à la décision D-2014-034⁶², le Distributeur dépose le 5 décembre 2017 la mise à jour du coût moyen de la dette en utilisant les données du Consensus Forecasts du mois de novembre 2017. Selon cette mise à jour, le coût moyen de la dette, ajusté pour tenir compte des CER, passe à 6,482 % pour l'année témoin 2018. Les taux d'intérêt moyens des obligations trois ans et cinq ans d'Hydro-Québec du mois d'octobre de l'année de base 2017, utilisés pour rémunérer les soldes des CER, passent respectivement à 2,38 % et 2,703 %, incluant les frais de garantie et d'émission⁶³.

[147] Par conséquent, la Régie établit le coût moyen de la dette applicable à la base de tarification à 6,482 % pour l'année témoin 2018.

[148] La Régie prend acte de la mise à jour des taux d'intérêt applicables aux soldes des CER trois ans et moins et ceux de plus de trois ans, pour l'année témoin 2018, à 2,38 % et 2,703 % respectivement.

5.3 TAUX DE RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

[149] Le Distributeur demandait initialement à la Régie d'autoriser un taux de rendement sur la base de tarification de 6,938 %, soit une augmentation de 0,039 % par rapport au taux de 6,899 % approuvé pour 2017. Ce taux, pour l'année témoin 2017, correspond à la somme pondérée, selon la structure du capital, du taux de rendement sur les capitaux propres de 8,2 % et du coût moyen de la dette de 6,259 %⁶⁴.

⁶¹ [Page 93](#), par. 369.

⁶² [Page 68](#), par. 273.

⁶³ Pièce [B-0146](#), p. 6.

⁶⁴ Pièce [B-0016](#), p. 4.

[150] Avec la mise à jour du 5 décembre 2017 déposée par le Distributeur, le taux de rendement sur la base de tarification passe de 6,938 % à 7,083 %, tel que présenté au tableau suivant.

TABLEAU 7
TAUX DE RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

	<i>Structure de capital</i>	<i>2018 année témoin</i>	
Taux de rendement des capitaux propres	35%	8,200%	2,870%
Coût moyen de la dette	65%	6,482%	4,213%
Taux de rendement de la base de tarification			7,083%

Source : Pièce [B-0146](#), p. 7, tableau 2.

[151] **La Régie détermine pour l'année 2018 un taux de rendement de la base de tarification du Distributeur de 7,083 %.**

5.4 COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF

[152] Le Distributeur demande initialement à la Régie l'approbation d'un taux moyen du coût du capital prospectif de 5,354 %, applicable à l'évaluation de ses projets d'investissement pour 2018.

[153] Le 5 décembre 2017, le Distributeur dépose le coût du capital prospectif révisé à 5,445 %, à la suite de la mise à jour du coût moyen de la dette utilisant les données du Consensus Forecasts du mois de novembre 2017, tel que présenté au tableau suivant.

TABLEAU 8
COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF

	<i>Structure de capital</i>	<i>2018 année témoin</i>	
Taux de rendement des capitaux propres	35%	8,200%	2,870%
Coût moyen de la dette	65%	3,962%	2,575%
Taux de rendement de la base de tarification			5,445%

Source : Pièce [B-0146](#), p. 8, tableau 3.

[154] **La Régie détermine pour l'année témoin 2018 le taux moyen du coût du capital prospectif à 5,445 %.**

6 PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

[155] Le Distributeur prévoit des ventes totales d'électricité de 169 395 GWh pour l'année témoin 2018, soit une croissance de 457 GWh par rapport aux ventes normalisées de l'année de base 2017 et de 799 GWh par rapport à la prévision des ventes retenue dans la décision D-2017-022.

6.1 ANNÉE TÉMOIN 2018

Secteurs résidentiel et agricole

[156] Pour les secteurs résidentiel et agricole, la croissance des ventes entre l'année de base 2017 et l'année témoin 2018, s'explique principalement par les facteurs suivants :

- Mises en chantier (38 400) : + 500 GWh;
- Baisse de la consommation unitaire : - 210 GWh;
- Actualisation des variables reliées à la normale climatique : - 60 GWh;
- Véhicules électriques : + 30 GWh.

[157] Le Distributeur soumet que l'usage des véhicules électriques devrait contribuer de plus en plus à la croissance des ventes au secteur résidentiel.

[158] En ce qui a trait aux ventes prévues au tarif DT pour 2018, le Distributeur prévoit qu'elles diminueront de 31 GWh, principalement en raison de la baisse du nombre d'abonnements, reflétant l'évolution récente du parc biénergie résidentielle.

[159] Au tarif DP, la croissance des ventes prévues de 349 GWh se traduit par un impact à la baisse sur la croissance des ventes au tarif D.

Secteurs commercial, institutionnel, industriel PME et autres

[160] Aux secteurs commercial, institutionnel et industriel PME, le Distributeur prévoit une hausse des ventes de 509 GWh entre 2017 et 2018. Celle-ci est principalement expliquée par les facteurs suivants :

- Impact de l'activité économique : + 140 GWh;
- Conversion à l'électricité : + 272 GWh;
- Centres hébergement de données (LG) : + 170 GWh;
- Véhicules électriques : + 10 GWh;
- Ajustement normale climatique : - 10 GWh.

[161] Le Distributeur précise que la croissance des ventes aux secteurs commercial, institutionnel et industriel PME provient essentiellement du secteur commercial et institutionnel : « *La faible croissance des ventes au secteur industriel PME pour 2017 et 2018 s'explique par le fait que la croissance économique du secteur est en partie contrebalancée par la réduction des intensités énergétiques* »⁶⁵.

Secteur industriel grandes entreprises

[162] Au tarif L, le Distributeur prévoit une décroissance des ventes de 735 GWh entre 2017 et 2018. Cette décroissance provient essentiellement du secteur des pâtes et papiers,

⁶⁵ Pièce [B-0015](#), p. 10 et 11.

qui poursuit sa transformation vers des productions moins énergivores et où le contexte d'affaires pourrait se traduire par de nouvelles rationalisations, selon le Distributeur.

[163] À la demande de la Régie, le Distributeur discute de l'impact que pourraient avoir la montée des barrières commerciales et la renégociation des ententes commerciales sur les ventes au tarif L et sur les contrats spéciaux pour l'année de base et l'année témoin :

« Plusieurs litiges commerciaux avec les États-Unis sont présentement à l'étude par les instances concernées. Selon les droits imposés et les secteurs d'activités visés, les impacts pourraient être sensiblement différents. Ce contexte incertain empêche le Distributeur de faire une évaluation des quantités d'énergie en jeu pour l'année 2018.

Par ailleurs, pour le secteur des pâtes et papiers, visé par des barrières commerciales, le Distributeur envisage déjà une baisse de 0,8 TWh par année pour l'année de base et l'année témoin »⁶⁶.

[164] Pour les contrats spéciaux, le Distributeur prévoit une croissance de 431 GWh en 2018. Celle-ci découle d'un faible volume d'achat en 2017 du client Rio Tinto, qui bénéficie d'une forte hydraullicité, contrebalancé en partie par la fin du contrat de Silicium Québec le 30 juin 2018.

[165] En ce qui a trait à la situation de l'hydraullicité prévue pour le client Rio Tinto en 2018, le Distributeur apporte les précisions suivantes :

« Le scénario à hydraullicité moyenne est retenu pour les ventes prévues de l'année 2018.

Toutefois, les consommations découlant du contrat d'énergie avec le client Rio Tinto varient d'une manière importante d'une année à l'autre, principalement en raison des apports hydrauliques. Historiquement, ces consommations ont oscillé entre 0,2 TWh et 2,6 TWh. Cette variation peut entraîner des écarts parfois importants par rapport à la prévision de l'année témoin »⁶⁷.

⁶⁶ Pièce [B-0080](#), p. 42.

⁶⁷ Pièce [B-0080](#), p. 42.

Besoins en puissance

[166] Le Distributeur prévoit que, sous conditions climatiques normales, les besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2017-2018 atteindront 37 853 MW. Il s'agit d'une hausse de 84 MW par rapport à la pointe normalisée de l'hiver 2016-2017. Le Distributeur précise que cet écart découle de la croissance prévue des ventes aux secteurs commercial et institutionnel, de même qu'aux secteurs résidentiel et agricole. La baisse prévue des ventes industrielles atténue la croissance des besoins en puissance.

[167] La pointe de l'hiver 2016-2017, survenue le 16 décembre 2016, a été inférieure de 1 148 MW à celle annoncée dans le dossier R-3980-2016 en raison des températures plus chaudes que la normale de l'hiver 2016-2017 (-1 190 MW).

Programme Conversion à l'électricité - Dossier R-4000-2017

[168] Dans sa preuve initiale, le Distributeur indique que l'impact du Programme de conversion est pris en compte dans la prévision des ventes du Distributeur. Cet impact est estimé à 68 GWh en 2017⁶⁸ et à 340 GWh en 2018⁶⁹. Quant à l'impact sur les besoins en puissance, il est estimé à 66 MW pour l'hiver 2017-2018 et 110 MW pour l'hiver 2018-2019.

[169] Comme mentionné à la section 4.6 de la présente décision, par sa décision D-2017-119, la Régie a rejeté la demande du Distributeur visant le Programme de conversion.

⁶⁸ Pièce [B-0015](#), p. 11.

⁶⁹ Pièce [B-0080](#), p. 16.

6.2 ANNÉE DE BASE 2017

[170] La prévision des ventes de l'année 2017 par rapport à celle approuvée par la Régie dans sa décision D-2017-022⁷⁰ indique un écart prévisionnel consolidé de 342 GWh⁷¹. En excluant les contrats spéciaux et les réseaux autonomes (RA), cet écart est de -18 GWh.

[171] Le Distributeur explique les écarts constatés à l'égard des principales catégories de consommateurs de la manière suivante⁷² :

- Tarifs D et DM : l'écart de + 225 GWh découle essentiellement des ventes au tarif DP plus faibles que prévues pour l'année 2017 (-157 GWh). L'écart total aux tarifs D, DM et DP est de + 68 GWh.
- Tarif L : la prévision a été revue à la baisse de 258 GWh (incluant les ventes à l'option d'électricité additionnelle). Le Distributeur précise cependant que cet écart inclut un reclassement des ventes (-630 GWh), dû à l'entente spéciale avec Silicium Québec. Ce reclassement masque donc un écart favorable de +372 GWh, qui découle notamment du fait que l'impact des rationalisations attendues au secteur des pâtes et papiers en 2017 a été moindre que prévu.
- Contrats spéciaux : l'écart favorable de + 366 GWh est attribuable au reclassement des ventes, en regard de l'entente spéciale avec Silicium Québec (+ 630 GWh), ainsi qu'à une révision à la baisse des besoins du client Rio Tinto en lien avec la forte hydraulicité observée sur son réseau depuis le début de l'année (-264 GWh).

6.3 ABROGATION DU SUIVI EXIGÉ PAR LA DÉCISION D-2015-018

[172] Le Distributeur demande à la Régie d'être soustrait à son obligation de produire, pour les dossiers tarifaires futurs, le suivi des résultats prévisionnels des modèles de prévision de la demande, tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2015-018⁷³.

⁷⁰ Décision [D-2017-022](#).

⁷¹ Pièce [B-0015](#), p. 13, tableau 5.

⁷² Pièce [B-0015](#), p. 12 et 13.

⁷³ Pièce [B-0015](#), p. 16 et 17.

[173] Le Distributeur soutient qu'il a présenté au dossier R-3986-2016 (Plan d'approvisionnement 2017-2026), tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2014-205⁷⁴, des statistiques permettant de suivre l'évolution de la performance des modèles. Ces statistiques comprennent les écarts moyens et les erreurs-types compilées pour les écarts disponibles, les coefficients de détermination (R²) des modèles utilisés et le caractère significatif des variables. Le suivi de ces statistiques tous les trois ans permet, selon le Distributeur, de déceler les tendances dans les écarts de prévision.

[174] En outre, le Distributeur rappelle qu'il présente, dans ses rapports annuels, les écarts entre les ventes dont tient compte la Régie et les résultats réels.

[175] Le Distributeur estime que depuis la publication du suivi demandé par la décision D-2014-205, celui demandé par la décision D-2015-018 est devenu caduc, puisque l'objet de ces deux suivis est le même.

[176] L'ACEFQ s'oppose la demande du Distributeur de se soustraire au suivi de la performance de la prévision de ses besoins en énergie et en puissance dans les dossiers tarifaires.

[177] L'intervenante rappelle que le suivi demandé par la Régie dans sa décision D-2014-205 vise la performance d'une nouvelle méthodologie de prévision des besoins en énergie et en puissance proposée par le Distributeur pour un horizon de 10 ans, soit celle du plan d'approvisionnement. Quant au suivi demandé par la Régie dans la décision D-2015-018, il a trait aux prévisions de la demande soumises dans les dossiers tarifaires qui ont un horizon moins long que le plan d'approvisionnement et qui, évidemment, ont des incidences directes sur les tarifs⁷⁵.

[178] L'intervenante estime que, sous sa forme actuelle, le suivi de la performance prévisionnelle exigé par la décision D-2015-018 est utile pour se convaincre du réalisme de la prévision de la demande effectuée par le Distributeur et pour visualiser l'évolution et l'ampleur des écarts annuels entre les demandes retenues pour établir les tarifs et les demandes réelles⁷⁶.

⁷⁴ Décision [D-2014-205](#).

⁷⁵ Pièce [C-ACEFQ-0007](#), p. 87.

⁷⁶ Pièce [C-ACEFQ-0009](#), p. 20.

[179] En outre, l'ACEFQ soutient que les renseignements présentés dans le cadre de ce suivi permettent de faire un lien entre les ventes historiques depuis 2012 et les prévisions du Distributeur pour l'année témoin 2018.

[180] La Régie note que le Distributeur utilise de nouveaux modèles économétriques de prévision de la demande depuis avril 2012.

[181] Dans le plan d'approvisionnement 2014-2023, le Distributeur indiquait qu'il lui était impossible d'évaluer sa performance prévisionnelle sur les différents horizons, puisque l'historique des écarts de prévision ne se limitait alors qu'à une seule année, soit l'année 2013. Il précisait toutefois que les nouveaux modèles avaient été préalablement testés sur des données historiques de 2006 à 2011 et évalués à partir de critères statistiques reconnus, tels que le coefficient de détermination R², l'importance statistique des variables utilisées et l'écart entre les ventes historiques réelles et les ventes modélisées. Les résultats de ces tests permettaient de conclure que les nouveaux modèles étaient très performants⁷⁷.

[182] Bien qu'elle estimait qu'il était trop tôt pour se prononcer sur la performance prévisionnelle de la nouvelle méthodologie du Distributeur sur les besoins en énergie, la Régie, dans la décision D-2014-205, considérait que les nouveaux modèles contribuaient à améliorer la performance prévisionnelle à court terme et à réduire les risques d'écarts prévisionnels. Elle jugeait également que les meilleurs indicateurs pour suivre l'évolution de la performance prévisionnelle des modèles étaient, à ce moment, les indicateurs statistiques utilisés par le Distributeur pour tester ses modèles sur les données historiques. Elle ordonnait ainsi l'utilisation de ceux-ci en guise de suivi de la performance prévisionnelle dans les prochains plans d'approvisionnement.

[183] La Régie est satisfaite des suivis présentés par le Distributeur dans les plans d'approvisionnement et juge qu'ils sont suffisants pour déceler des tendances dans les écarts de prévision. Elle est également satisfaite des explications concernant les écarts prévisionnels pour l'année historique présentés dans les rapports annuels du Distributeur. Ainsi, la Régie ne juge pas utile de maintenir l'exigence du suivi de la performance prévisionnelle, demandé dans sa décision D-2015-018. Elle ordonne cependant au Distributeur de poursuivre la publication des tableaux des coefficients de détermination des modèles utilisés pour la prévision de la demande⁷⁸ et des revenus

⁷⁷ Dossier R-3864-2013, pièce [B-0021](#), p. 4 à 6.

⁷⁸ Pièce [B-0015](#), p. 26, tableau A-7.

unitaires⁷⁹ qui sont présentés à l'annexe A de la section Prévvision de la demande de la pièce B-0015 au présent dossier.

6.4 TAUX DE PERTES DE DISTRIBUTION

[184] L'AHQ-ARQ est préoccupé par la baisse significative du taux de pertes de distribution en 2014 et 2015. L'intervenant recommande à la Régie de demander au Distributeur de produire, pour le prochain dossier tarifaire, une étude qui explique les variations des taux de pertes de distribution sur la période 2004-2016⁸⁰.

[185] L'AHQ-ARQ recommande également la mise sur pied d'un groupe de travail ainsi que la tenue d'une ou de rencontre(s) avant le dépôt du prochain dossier tarifaire⁸¹.

[186] Le Distributeur confirme qu'il a entrepris des travaux conjoints avec le Transporteur et Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur) afin de comprendre les variations historiques des pertes globales de transport et de distribution entre 2004 et 2016. Cependant, constatant que leurs analyses ne permettaient pas d'obtenir les explications recherchées, l'institut de recherche d'Hydro-Québec (l'IREQ) a été mandaté, à l'été 2017⁸², pour effectuer des travaux additionnels⁸³.

[187] La Régie ordonne au Distributeur de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, les résultats de l'étude de l'IREQ relative aux variations historiques des pertes globales de transport et de distribution entre 2004 et 2016. La Régie déterminera, par la suite, si la mise sur pied d'un groupe de travail est nécessaire.

⁷⁹ Pièce [B-0015](#), p. 27, tableau A-8.

⁸⁰ Pièce [C-AHQ-ARQ-0007](#), p. 20 et 21.

⁸¹ Pièce [C-AHQ-ARQ-0011](#), p. 3.

⁸² Pièce [A-0051](#), p. 62.

⁸³ Pièce [B-0084](#), p. 10.

Conclusions générales sur la prévision de la demande

[188] La Régie accepte la prévision des ventes de 169 055 GWh, ajustée pour tenir compte de la décision D-2017-119⁸⁴, déposée par le Distributeur aux fins de l'établissement des tarifs de l'année tarifaire 2018-2019.

[189] La Régie accepte la prévision des besoins en énergie pour l'année témoin 2018, ajustée pour tenir compte de la décision D-2017-119. De même, elle accepte celle des besoins en puissance pour l'hiver 2017-2018, ajustée cependant pour tenir compte des éléments décisionnels de la Régie à la section 8.2 de la présente décision.

[190] La Régie demande également au Distributeur de continuer à produire les tableaux énumérés au paragraphe 247 de sa décision D-2016-033⁸⁵.

7 COÛTS ÉVITÉS

7.1 COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAU INTÉGRÉ

[191] Le bilan offre-demande en énergie du Distributeur présente d'importants surplus d'énergie jusqu'en 2027. Sur cet horizon, le Distributeur ne requiert aucun besoin d'approvisionnement de long terme et prévoit combler ses besoins d'énergie en hiver par des achats de court terme. Le signal de prix pour la période d'hiver reflète donc le coût de ces achats. Pour la période d'été, le signal de prix correspond au prix de l'électricité patrimoniale. Les coûts évités d'énergie proposés par le Distributeur sont donc :

- de 2018 à 2027 inclusivement :
 - de 5,2 ¢/kWh (\$ 2017), indexé à l'inflation, pour le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars),
 - de 2,8 ¢/kWh (\$ 2017), indexé à l'inflation, pour le signal de coût évité pour la période estivale (avril à novembre);

⁸⁴ Décision [D-2017-119](#).

⁸⁵ Décision [D-2016-033](#), p. 70 et 71, par. 247.

- à compter de 2028 : le signal de prix est de 8,6 ¢/kWh (\$ 2017) indexé à l'inflation, soit le prix moyen de l'électricité des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne A/O 2013-01, incluant les coûts de transport et d'équilibrage.

[192] Le Distributeur précise la façon dont il utilise les coûts évités d'énergie dans ses analyses économiques, selon le type de projet ou de programme à évaluer, notamment pour simuler la neutralité du tarif de développement économique (TDÉ) et pour établir les prix de l'option d'électricité additionnelle et du tarif de relance industrielle (TRI) proposés au présent dossier.

[193] Pour ces derniers tarifs, il attribue la valeur de l'énergie d'hiver seulement pour les heures pendant lesquelles il réalise des achats de court terme et non sur les 2 904 heures de la période de décembre à mars⁸⁶. Le Distributeur indique que dans toutes ses analyses économiques, quelle que soit la quantité d'heures considérée pour l'énergie d'hiver, il utilise le signal du coût évité de 5,2 ¢/kWh⁸⁷.

[194] Toutefois, le Distributeur précise que :

« [...] en ce qui a trait au prix des achats de court terme, celui-ci reflète la valeur de l'énergie que le Distributeur compte acquérir l'hiver prochain. Tant pour l'année 2017 que pour 2018, le nombre d'heures d'achats prévu est très limité et survient principalement durant la pointe en janvier, donc nécessairement à des prix plus élevés »⁸⁸.

[195] En ce qui a trait aux coûts évités de puissance, le Distributeur prévoit des besoins en puissance de long terme à compter de l'hiver 2023-2024, et ce, considérant une contribution des marchés de court terme de 1 100 MW. Il précise que :

- pour les hivers 2017-2018 à 2022-2023, le signal de coût évité correspond au coût moyen d'approvisionnement sur les marchés de court terme, soit 20 \$/kW-hiver (\$ 2017, indexé à l'inflation);

⁸⁶ Pièce [B-0115](#), p. 12.

⁸⁷ Pièce [B-0127](#), p. 72.

⁸⁸ Pièce [B-0115](#), p. 11.

- à compter de l'hiver 2023-2024, le signal de coût évité reflète le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01, soit 110 \$/kW-an (\$ 2017, indexé à l'inflation).

[196] Cependant, aux fins de l'estimation de la valeur économique du programme « GDP Affaires », le Distributeur explique qu'il utilise, dès la première année d'analyse, le coût évité en puissance de long terme de 106 \$/kW-an (\$ 2015)⁸⁹.

[197] À partir de ces coûts évités de fourniture seulement, le Distributeur produit les coûts évités, par usage et par catégorie de client, en annuité constante pour les 10 prochaines années. Ces coûts évités globaux tiennent compte de la répartition des coûts de puissance, des coûts évités de transport de la charge locale et des coûts évités de distribution. Ainsi, le coût évité pour l'usage chauffage des locaux pour la clientèle au tarif M en annuité constante sur 10 ans est de 9,03 ¢/kWh. À titre d'exemple, le Distributeur explique que :

« Compte tenu de la structure actuelle, le coût évité d'un usage tel que la climatisation, qui n'est présent qu'en période d'été, est significativement plus bas que celui d'un usage présent toute l'année ou, encore, en grande partie en hiver. Ainsi, en 2018, pour un client résidentiel, le coût évité pour l'usage de climatisation est de 3,26 ¢/kWh, tandis qu'il est de 7,57 ¢/kWh pour le chauffage des locaux »⁹⁰.

[198] L'ACEFQ explique qu'il n'y a rien dans le présent dossier qui soutient la thèse du Distributeur selon laquelle il n'y aurait plus d'électricité patrimoniale en surplus à partir de 2028 et qu'il serait alors obligé de faire appel aux nouveaux approvisionnements plus coûteux que l'électricité patrimoniale, par exemple, l'énergie éolienne. En ce qui a trait aux besoins de puissance, l'intervenante exprime son désaccord avec la position du Distributeur de limiter ses achats de puissance sur les marchés de court terme à 1 100 MW d'ici 2026. L'intervenante explique qu'une révision à la hausse de la quantité d'achat de puissance sur les marchés de court terme aurait pour effet de repousser les achats de long terme au prix plus élevé et que des appels d'offres pour de petites quantités de puissance favoriseraient l'obtention de bas prix.

[199] L'ACEFQ recommande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il soumette une évaluation de ses surplus en électricité patrimoniale estimés pour 2026. Elle suggère de ne pas retenir la valeur de 1 100 MW comme limite maximale des achats de puissance sur les

⁸⁹ Pièce [B-0115](#), p. 13.

⁹⁰ Pièce [B-0019](#), p. 6.

marchés de court terme aux fins de l'établissement des coûts évités. En outre, elle propose de ne pas retenir le prix de 110 \$ le kW pour les contrats d'approvisionnement de puissance de long terme projetés par le Distributeur pour les années 2024-2027⁹¹.

[200] L'AHQ-ARQ, quant à lui, recommande à la Régie de demander au Distributeur de fournir une démonstration de la fin des surplus en énergie estimée à compter de 2027⁹².

Opinion de la Régie

[201] Dans sa décision D-2017-105, la Régie a décidé que la méthodologie d'établissement des coûts évités ne serait pas un enjeu du présent dossier tarifaire⁹³. Il y a cependant lieu d'examiner les coûts évités présentés par le Distributeur au présent dossier.

[202] Par ailleurs, avant de débattre de la méthodologie pour obtenir un signal de coûts évités, la Régie considère qu'il est utile d'examiner jusqu'à quel point les éléments de preuve déposés au fil du dossier permettent d'améliorer la compréhension des besoins et des finalités du signal de prix recherché. En d'autres termes, la discussion doit d'abord porter sur l'opportunité d'établir la valeur d'un coût évité avant de s'intéresser à la méthode pour l'obtenir.

[203] La Régie constate que la détermination des coûts évités est en lien direct avec l'établissement des besoins et la stratégie d'approvisionnement. Selon le Distributeur, les coûts évités doivent d'abord être un outil d'aide à la décision, qui, à partir de « *métriques simples et stables* », permettent d'évaluer les coûts et les bénéfices d'un projet par rapport à la situation actuelle sans le projet, et de comparer différentes options entre elles⁹⁴.

[204] Comme la preuve l'a démontré dans le présent dossier, la Régie constate de nombreux changements dans l'utilisation des coûts évités depuis leur création. Les coûts évités n'ont plus comme principale finalité d'évaluer la rentabilité des programmes en efficacité énergétique. Cette finalité a changé et de nombreux éléments du contexte économique et réglementaire ont modifié la nature et la notion même d'approvisionnement « *à la marge* ».

⁹¹ Pièces [C-ACEFQ-0007](#), p. 91 à 102, et [C-ACEFQ-0015](#), p. 18 et 19.

⁹² Pièces [C-AHQ-ARQ-0007](#), p. 12 à 18, et [C-AHQ-ARQ-0011](#), p. 2.

⁹³ Décision [D-2017-105](#), p. 7 et 8.

⁹⁴ Pièce [B-0127](#), p. 72.

[205] Selon la Régie, plusieurs critiques d'intervenants et certaines incohérences apparentes dans la preuve du Distributeur sont la manifestation de ce changement de contexte économique et réglementaire, L'utilisation des coûts évités à de nouvelles fins peut éventuellement requérir d'autres signaux de prix que ceux qui avaient été adoptés pour le Plan global en efficacité énergétique (PGEE) :

- la réforme tarifaire avec, notamment, les coûts de la puissance ou de la deuxième tranche du tarif D calibrés en fonction des coûts évités;
- l'arrivée de surplus d'énergie aboutissant à des propositions de tarifs temporaires ou de programmes commerciaux visant l'augmentation des ventes d'électricité, qui doivent pouvoir être justifiés en même temps que des programmes d'efficacité énergétique qui peuvent être perçus comme visant des objectifs contraires, si les uns comme les autres ne sont pas conçus en fonction du fait que les surplus sont à très bas coûts en dehors des périodes de pointe et que les économies d'énergie ont plus de valeur lorsqu'elles ont un impact en période de pointe;
- les besoins de puissance en croissance malgré les surplus d'énergie, conduisant à des programmes de GDP ou à l'annonce de projets de tarification dynamique, exigeant une compréhension et une analyse plus fine des coûts marginaux pendant les périodes de pointe et une remise en question de l'allocation des coûts de puissance par unité d'énergie;
- enfin, la priorisation des contrats postpatrimoniaux sur l'électricité patrimoniale dans les approvisionnements du Distributeur⁹⁵, qui a provoqué des variations substantielles des coûts à la marge.

[206] C'est ainsi que la Régie constate des bonds importants entre le coût évité de court terme et celui de long terme. Ainsi, le coût évité de l'énergie passe de 2,8 ¢/kWh à court terme à 8,6 ¢/kWh à long terme. De même, le coût évité de la puissance à court terme passe de 20 \$/kW à 110 \$/kW à long terme. Non seulement les coûts évités de puissance et d'énergie varient indépendamment l'un de l'autre, mais les aléas dans la prévision de la demande peuvent devancer ou reculer de plusieurs années le brusque changement des coûts évités. Force est de constater que le désir d'avoir un outil d'aide à la décision, basé sur des « *métriques simples et stables* », est devenu difficile à combler et qu'il devient encore plus difficile d'appliquer un signal de coût universel pour une multitude de décisions sur des

⁹⁵ Article 71.1 de la Loi entré en vigueur le 21 avril 2015 (2015, chapitre 8).

projets ou programmes divers et ayant une durée dans le temps différente, pouvant varier d'un horizon de moins d'un an à plus de 30 ans.

[207] La Régie s'interroge également sur l'utilisation d'un indicateur stable et lissé des coûts évités d'énergie d'hiver aux seules heures d'achats prévues sur les marchés de court terme, alors que pendant ces heures en pointe, les coûts sont beaucoup plus élevés, tel que le reconnaît le Distributeur⁹⁶.

[208] Considérant ce qui précède, la Régie prend acte des coûts évités en réseau intégré proposés par le Distributeur au présent dossier tarifaire.

[209] La Régie considère qu'il est important qu'un débat soit entrepris avant d'examiner toute méthode de calcul des coûts évités pour définir les besoins d'un signal de coûts en fonction des différents projets ou programmes à évaluer d'un point de vue économique.

[210] La Régie invite donc le Distributeur à déposer ses premières propositions à ce sujet dans un dossier distinct, ou lors du dépôt du dossier de tarification dynamique ou encore lors du prochain dossier tarifaire. Toutefois, cette discussion est une étape préalable à celle sur la tarification dynamique.

7.2 COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAUX AUTONOMES

[211] Tel qu'annoncé lors de la réunion de travail du 28 février 2017, le Distributeur n'a apporté aucun changement à sa façon de présenter et de calculer les coûts évités en RA⁹⁷.

[212] Dans sa décision D-2017-140, la Régie conclut :

« [...] que les méthodes actuellement utilisées par le Distributeur pour évaluer les coûts évités en énergie et en puissance sont adéquates »⁹⁸.

⁹⁶ Pièce [B-0115](#), p. 11.

⁹⁷ Dossier R-3986-2016, pièce [B-0025](#), p. 16 (en suivi de la décision tarifaire 2014).

⁹⁸ Décision [D-2017-140](#), p. 79.

[213] **La Régie approuve donc les coûts évités d'énergie et de puissance des RA proposés par le Distributeur pour l'année témoin 2018.**

[214] Toutefois, dans sa décision D-2017-140, la Régie ne s'est prononcée que sur la méthodologie d'établissement des coûts évités de fourniture d'énergie et de puissance en RA. Les fins pour lesquelles ils sont utilisés et présentés, notamment la répartition des coûts évités de puissance (en \$/kW) par unité d'énergie en ¢/kWh, pourront être examinées ultérieurement, au même titre que celles des coûts évités en réseau intégré.

8 APPROVISIONNEMENTS

8.1 APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

Besoins en énergie

[215] Le Distributeur présente les besoins en énergie sur la période 2016-2018. Les besoins en énergie pour l'année témoin 2018 s'élèvent à 182,1 TWh, tel que le montre le tableau 9.

TABLEAU 9
BESOINS EN ÉNERGIE

En TWh	2016 Année historique	2017 Année de base	2018 Année témoin
BESOINS PRÉVUS	182,1	180,8	182,1
<i>moins</i> électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9
<i>plus</i> électricité patrimoniale inutilisée	11,6	13,5	13,7
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	14,9	15,4	16,9

Source : Pièce [B-0022](#), p. 6.

[216] La contribution prévue de l'électricité postpatrimoniale en 2018 est de 16,9 TWh, en hausse de 1,5 TWh par rapport aux achats de l'année de base 2017. Le Distributeur prévoit un volume d'électricité patrimoniale inutilisée de 13,5 TWh en 2017 et de 13,7 TWh en 2018. Le détail des approvisionnements postpatrimoniaux en énergie est présenté au tableau 10.

TABLEAU 10
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN ÉNERGIE

En TWh	2016 Année historique	2017 Année de base	2018 Année témoin
LONG TERME	14,7	15,4	16,9
TCE	-	-	-
HQP	3,1	3,1	3,1
<i>Base</i>	3,1	3,1	3,1
dont énergie rappelée	-	-	-
<i>Cyclable</i>	0,0	-	0,0
<i>Énergie différée</i>	-	-	-
Intégration éolienne	1,0	0,5	-
Kruger	0,1	0,1	0,1
Tembec	0,1	0,1	0,1
Biomasse II (A/O 2009-01)	0,4	0,4	0,4
Biomasse III (PAE 2011-01)	1,1	1,1	1,5
Éolien I (A/O 2003-02)	2,3	2,4	2,5
Éolien II (A/O 2005-03)	5,6	5,8	6,2
Éolien III (A/O 2009-02)	0,6	0,7	0,7
Éolien IV (A/O 2013-01)	0,0	0,3	1,4
Mesgi'g Ugiu's'h (Décret 191-2014)	0,0	0,4	0,5
Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)	0,3	0,4	0,5
COURT TERME	0,1	0,0	0,0
Achats d'énergie	0,1	0,0	0,0
TOTAL	14,9	15,4	16,9

Source : Pièce [B-0022](#), p. 8.

[217] Les approvisionnements en énergie du Distributeur pour l'année témoin 2018 prennent également en considération les éléments suivants⁹⁹ :

- aucune quantité d'énergie rappelée en vertu des conventions d'énergie différée;
- l'inclusion des paramètres de l'entente d'intégration éolienne actuelle (D-2016-095);

⁹⁹ Pièce [B-0024](#), p. 7.

- la suspension des livraisons de la centrale de TCE (D-2015-179¹⁰⁰);
- les reports ou devancements de mises en service prévues de projets de parcs éoliens, de centrales de cogénération à la biomasse et de petites centrales hydrauliques.

Besoins en puissance

[218] Dans sa preuve initiale, le Distributeur indique que les besoins réguliers en puissance prévus pour la pointe de l'hiver 2017-2018 sont de 41 599 MW, incluant la réserve requise de 3 746 MW. Au-delà de la contribution du contrat patrimonial de 37 442 MW, les besoins postpatrimoniaux en puissance pour l'année témoin 2018 s'élèvent à 4 157 MW¹⁰¹.

[219] La contribution en puissance des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme totalise 2 427 MW pour l'année témoin 2018. Au-delà de la contribution des approvisionnements de long terme, le Distributeur compte sur des moyens de court terme totalisant 1 750 MW afin de combler l'ensemble des besoins postpatrimoniaux en puissance, dont 1 250 MW provenant de mesures en interventions en GDP et 250 MW provenant des marchés de court terme (dont 50 MW de puissance *unforced capacity* (puissance UCAP) déjà acquis lors de l'appel d'offres A/O 2014-01).

[220] En audience, le Distributeur présente une mise à jour de son bilan en puissance pour l'hiver 2017-2018, afin de tenir compte des éléments suivants :

- retrait du Programme de conversion (décision D-2017-119) et mise à jour du taux de réserve : - 65 MW;
- adhésions réelles des clients aux programmes :
 - électricité interruptible : -100 MW,
 - interventions en GDP : +20 MW;
- nouveaux achats en puissance de type UCAP : 175 MW.

[221] Le tableau 11 présente le détail des modifications apportées au bilan en puissance, déposé dans la preuve initiale du Distributeur.

¹⁰⁰ Décision [D-2015-179](#).

¹⁰¹ Pièce [B-0022](#), p. 6.

TABLEAU 11
MODIFICATIONS AU BILAN EN PUISSANCE 2017-2018 – VERSION NOVEMBRE 2017

En MW	Dossier tarifaire	Novembre 2017	Modifications
Besoins à la pointe - incluant la réserve	41 599	41 464	Retrait du Programme de conversion à l'électricité et m-à-j du tx de réserve
Approvisionnements postpatrimoniaux	4 177	4 063	
Dont : Gestion de la demande en puissance	1 250	1 170	
▪ Électricité interruptible	1 000	900	Adhésion réelle des clients
▪ Nouvelles interventions en gestion de la demande en puissance	250	270	Adhésion réelle des clients
Dont : Transactions de court terme réalisées	50	225	Achat en puissance afin d'équilibrer le bilan
Dont : Puissance additionnelle requise	200	-	

Source : Pièce [B-0152](#), p. 3.

Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux

[222] Le coût des approvisionnements postpatrimoniaux en 2018 s'élève à 1 776,4 M\$, ce qui correspond à un coût moyen de 105,3 \$/MWh. Il s'agit d'une croissance de 161,3 M\$ par rapport au montant reconnu par la Régie pour l'année 2017¹⁰². Le Distributeur précise que cette hausse est essentiellement attribuable aux contrats de long terme, particulièrement ceux découlant des blocs d'énergie renouvelable (biomasse, éolien et petites centrales hydrauliques) dont le coût augmente de 142,9 M\$ par rapport au montant reconnu pour l'année 2017.

[223] Le Distributeur ne présente en audience aucune mise à jour du coût de ses approvisionnements postpatrimoniaux et maintient les coûts d'achat d'électricité demandés¹⁰³.

Indicateur des achats de court terme

[224] Questionné par la Régie sur l'échéancier des étapes prévues pour la formulation de sa proposition d'un nouvel indicateur de performance rattaché à la gestion de l'approvisionnement en électricité patrimoniale et des achats de court terme, tel que

¹⁰² Décision [D-2017-022](#), p. 70, tableau 10.

¹⁰³ Pièce [B-0172](#), p. 6.

demandé dans la décision D-2017-043¹⁰⁴, le Distributeur indique ne pas avoir débuté sa réflexion à ce sujet¹⁰⁵.

[225] En audience, le Distributeur précise ses préoccupations à l'égard de cet indice:

« Donc, c'est sûr qu'on prend note de la volonté d'avoir un indicateur, mais c'est quand même pas quelque chose qui est facile à concevoir et je m'explique.

L'objectif, évidemment, c'est d'avoir la fiabilité des approvisionnements aux meilleurs coûts. Donc, lorsqu'il n'y a pas de... lorsqu'il n'y a pas d'enjeu de fiabilité, les notions de meilleurs coûts peuvent être faciles à adresser.

Par contre, on a une contrainte d'adresser la fiabilité aussi, donc notamment en période de pointe, avec toutes les incertitudes qui sont associées aux moyens de production et aussi à la température, donc les aléas qui sont associés à la température et les variations qui peuvent avoir lieu.

Donc, c'est d'avoir, à posteriori, c'est... ça peut être relativement facile de regarder si les décisions ont été économiques ou pas, mais en le faisant de cette façon-là, on ne tient pas compte des impératifs de fiabilité.

[...]

Donc, cet impératif de fiabilité, la gestion des risques qui est associée à ça, ne se traduit pas facilement dans un modèle ou dans un indicateur qui peut être facilement déployé. On va continuer à regarder la question, mais c'est pas quelque chose qui est facile à adresser »¹⁰⁶.

[226] Le Distributeur soulève également une problématique liée à la prévisibilité du scénario optimal. En effet, pour lui permettre de s'améliorer, il estime qu'il est important de mettre en place un indicateur optimal, mais aussi réaliste, avec lequel il pourra se mesurer. Or, le Distributeur rappelle que l'essentiel de l'aléa auquel il est confronté est un aléa climatique¹⁰⁷.

[227] Le Distributeur confirme qu'il développera un indicateur rattaché à la gestion de l'approvisionnement en électricité patrimoniale, pour une utilisation dans la seconde

¹⁰⁴ Décision [D-2017-043](#), p. 100, par. 422.

¹⁰⁵ Pièce [B-0080](#), p. 9.

¹⁰⁶ Pièce [A-0051](#), p. 66 à 68.

¹⁰⁷ Pièce [A-0061](#), p. 94 et 95.

génération du MRI¹⁰⁸. Le Distributeur ne s'oppose pas à l'idée de présenter les résultats de sa réflexion en groupe de travail¹⁰⁹.

[228] Bien que conscient que l'indicateur des achats de court terme servira pour la deuxième génération du MRI, l'AHQ-ARQ estime néanmoins que cet indicateur peut engendrer des gains plus tôt :

« Alors l'expérience que nous avons en indicateur de performance dans ce domaine-là, c'est que la loi de Pareto s'applique beaucoup, c'est-à-dire que vingt pour cent (20 %) des efforts vont amener quatre-vingts pour cent (80 %) des résultats, donc le plus tôt on commence, le plus rapidement, on va chercher ce qu'on appelle les pommes qui sont faciles à cueillir »¹¹⁰.

[229] L'AHQ-ARQ propose, de ce fait, que le Distributeur dépose un indicateur relatif aux achats de court terme au plus tard le 31 mars 2018. Il propose également qu'un groupe de travail sur cet indicateur soit créé et qu'une première rencontre soit tenue dès avril 2018¹¹¹.

[230] Afin d'être en mesure d'utiliser adéquatement l'indicateur de performance rattaché à la gestion de l'approvisionnement en électricité patrimoniale et des achats de court terme dans la seconde génération du MRI, la Régie estime qu'il est essentiel que les bases de cet indicateur soient établies et présentées à la Régie le plus tôt possible.

[231] Ainsi, la Régie ordonne au Distributeur de déposer, au plus tard lors du dossier tarifaire 2019-2020, sa proposition de nouvel indicateur de performance établissant un lien quantitatif entre les achats de court terme, en énergie et en puissance, et l'électricité patrimoniale inutilisée, tel que demandé dans la décision D-2017-043¹¹². À cet égard, la Régie présente l'état de sa réflexion à propos d'un tel indicateur à l'Annexe 1 de la présente décision, ce qui pourrait faire l'objet d'une séance de travail avant le prochain dossier tarifaire.

¹⁰⁸ Pièce [B-0172](#), p. 6.

¹⁰⁹ Pièce [A-0051](#), p. 69.

¹¹⁰ Pièce [A-0063](#), p. 114.

¹¹¹ Pièce [C-AHQ-ARQ-0011](#), p. 4.

¹¹² Dossier R-3897-2014, décision [D-2017-043](#), p. 100.

Échange saisonnier Ontario-Québec

[232] Le ROEE recommande à la Régie de demander au Distributeur d'intégrer dans son bilan en puissance de l'année témoin 2018, et ce jusqu'en 2023, les 500 MW en puissance provenant de l'entente d'échange saisonnier convenue en 2014 entre les gouvernements du Québec et de l'Ontario (l'Entente). L'intervenant présente les arguments suivants au soutien de sa recommandation¹¹³ :

- la finalité de l'Entente est de maintenir l'électricité abordable et fiable pour les consommateurs du Québec et de l'Ontario et, pour le Québec, elle vise à répondre aux besoins de pointe en hiver;
- le Transporteur a bel et bien utilisé ce bloc de 500 MW pour gérer l'équilibre offre-demande du réseau de transport;
- la pointe de la demande saisonnière découle principalement des activités de distribution aux consommateurs du Québec (chauffage);
- le Distributeur est le plus important client du Producteur et du Transporteur.

[233] En outre, l'intervenant estime qu'il n'est pas nécessaire pour la Régie de déterminer la question de la propriété des 500 MW à la lumière des lois gouvernant Hydro-Québec et la Régie, du droit en matière d'ententes intergouvernementales et des ententes et contrats en vigueur¹¹⁴.

[234] Le Distributeur rappelle que le signataire de l'Entente est le Producteur et non le Distributeur. Il rappelle aussi qu'il ne peut discuter directement avec le Producteur en dehors des appels d'offres¹¹⁵ :

« Le cadre réglementaire est à l'effet qu'Hydro-Québec Distribution, lorsqu'elle doit procéder à l'achat de nouveaux approvisionnements, doit le faire par appel d'offres. Donc, toute cette série de questions-là sur des discussions s'en va nulle part, puisque le cadre fait en sorte et la seule façon dont Hydro-Québec Distribution s'exprime en matière d'approvisionnement de long terme, c'est ça. La seule question qui demeure pertinente et on l'a évoqué brièvement, c'est le bilan de puissance et pourquoi le cinq cents (500) ne se retrouve pas dans le bilan de

¹¹³ Pièce [C-ROEE-0027](#), p. 3 à 4.

¹¹⁴ Pièce [C-ROEE-0027](#), p. 3.

¹¹⁵ Pièce [A-0045](#), p. 144 et 147 et suivantes.

puissance, parce que là on ne parlerait pas nécessairement de procéder à l'achat, mais de procéder à l'intégration de cette somme, de cette quantité de puissance là dans le bilan, puisque disponible d'une façon ou d'une autre. [...]

Mais toutes les questions sur des discussions qui auraient eu lieu, la réponse à ça elle est simple, le Distributeur ne peut pas procéder à un achat de cinq cents mégawatts (500 MW) comme ça sans procéder par ailleurs à un appel d'offres. Et je vous soumettrai la décision dans TCE qui a été très claire sur la Régie à cet effet--là »¹¹⁶.

[235] La Régie estime que le fait que le Distributeur soit le plus important client du Producteur ne constitue pas une justification appropriée pour permettre l'inclusion, au bilan en puissance du Distributeur, du bloc de 500 MW en puissance provenant de l'Entente.

[236] De même, la présence de cette puissance au bilan de puissance de la zone de contrôle Québec¹¹⁷ et le fait qu'elle transite par le réseau du Transporteur ne garantit aucunement qu'elle soit à la disposition exclusive du Distributeur. Au contraire, la Régie est convaincue que le Distributeur doit utiliser les moyens prescrits par la Loi pour acquérir de nouveaux approvisionnements postpatrimoniaux en puissance.

[237] La preuve au dossier révèle que c'est le Producteur qui est partie à l'Entente. Il en découle que l'ensemble des droits et des obligations liés à cette Entente lui appartiennent et il n'y a pas lieu pour la Régie d'inscrire ce bloc de 500 MW au bilan en puissance. Dans le cadre réglementaire actuel, les MW prévus à l'Entente pourront être inscrits à ce bilan si le Producteur remporte un appel d'offres lancé par le Distributeur.

8.2 PROGRAMME « GDP AFFAIRES »

[238] Le Distributeur indique que le programme « GDP Affaires », lancé en avril 2016, s'est avéré un vif succès auprès des clients visés. L'objectif global de 70 MW à l'hiver 2016-2017 a été largement dépassé, avec des résultats de l'ordre de 183 MW, notamment grâce à la participation d'agrégateurs qui ont permis d'inscrire de plus petits bâtiments parmi les projets¹¹⁸.

¹¹⁶ Pièce [A-0045](#), p. 152 et 153.

¹¹⁷ Pièce [A-0051](#), p. 213 à 215.

¹¹⁸ Pièce [B-0041](#), p. 13.

[239] Pour l'hiver 2017-2018, le Distributeur anticipe une participation accrue d'agrégateurs qui devrait lui permettre de dépasser son objectif de 150 MW, avec un résultat anticipé de 230 MW.

[240] Dans une mise à jour du bilan en puissance déposée en audience, le Distributeur confirme que l'adhésion réelle des participants au programme « GDP Affaires » lui permet d'inscrire une contribution de 270 MW pour l'hiver 2017-2018, soit une hausse de 40 MW par rapport à la contribution prévue dans la preuve initiale¹¹⁹.

[241] Compte tenu des résultats obtenus à ce jour par ce programme, le Distributeur estime son impact en puissance pour l'hiver 2018-2019 à 300 MW. Il demande, pour l'année témoin 2018¹²⁰, un budget de 18,5 M\$ en aides financières, à être versées aux participants. Il s'agit d'une hausse de 3,3 M\$ par rapport à l'année de base 2017.

[242] Le Distributeur soutient que les moyens de gestion de la demande en puissance chez les clients commerciaux ne constituent pas un moyen d'ajustement fin pour répondre à la demande du prochain hiver. Selon lui, il s'agit plutôt d'un moyen structurel pour le long terme, qu'il doit continuer à développer. À son avis, l'ajustement fin du bilan en puissance s'effectue plutôt par le recours aux marchés de court terme.

[243] Il souhaite maintenir et continuer à développer le programme « GDP Affaires », qui en est à sa deuxième année complète. L'objectif poursuivi est d'accroître la clientèle qui participe aux divers programmes mis en place pour assurer et équilibrer le bilan en puissance¹²¹.

[244] Le Distributeur justifie l'utilisation des coûts évités de long terme pour le programme « GDP Affaires » par le fait qu'il constitue un moyen qui permet d'éviter le lancement d'un appel d'offres de long terme en puissance dans les prochaines années. Sans ce programme, ou avec des quantités de puissance inférieures, le Distributeur estime qu'il pourrait se retrouver dans une situation de déficit de puissance et ne pas avoir suffisamment de temps pour lancer un appel d'offres en puissance. Les modalités actuelles de ce programme lui permettent donc d'assurer la fiabilité des approvisionnements¹²².

¹¹⁹ Pièce [B-0152](#), p. 3.

¹²⁰ Pièce [B-0022](#), p. 5, tableau 1, p. 10, tableau 6, et p. 18, tableau A-1 (suite).

¹²¹ Pièce [A-0049](#), p. 149 à 152.

¹²² Pièce [B-0115](#), p. 49, rép. Q.20.2.

[245] Le Distributeur soutient également que le marché du programme « GDP Affaires » est à développer, requérant beaucoup d'efforts afin d'atteindre ses objectifs sur le long terme. Il s'agit d'un moyen de gestion à long terme et, de ce fait, une analyse basée sur les coûts évités de court terme est erronée¹²³.

[246] En ce qui a trait à la calibration de l'aide financière versée aux participants du programme « GDP Affaires », le Distributeur soutient que les modalités ont été établies à la suite des rencontres avec les clients et que les montants ont été fixés de façon à ce que la contribution soit incitative, afin d'avoir un nombre suffisant d'adhérents dans une perspective de long terme.

[247] Le Distributeur estime qu'une baisse de la contribution pourrait être préjudiciable à la pérennité de ce programme. En effet, le programme en étant à ses débuts, une révision à la baisse des montants pourrait avoir pour effet d'envoyer un mauvais signal aux participants. Afin que le programme soit un succès commercial et qu'il puisse compter sur ce moyen à terme, le Distributeur soutient que les clients participants doivent être traités de façon responsable.

[248] La suspension du programme ou l'imposition de conditions moins avantageuses contribuerait à devancer l'apparition de besoins en puissance et donc à la nécessité de lancer un appel d'offres pour le long terme. Le Distributeur rappelle, par ailleurs, qu'un appel d'offres de long terme doit être planifié de trois à quatre années à l'avance. S'il devait y avoir une incertitude quant au programme, le Distributeur devrait dès maintenant lancer un appel d'offres de long terme¹²⁴.

[249] Le Distributeur confirme avoir fait appel à la GDP Affaires à trois reprises lors de l'hiver 2016-2017, essentiellement afin de s'assurer que le programme fonctionnait même si les conditions hivernales ne le justifiaient pas¹²⁵.

[250] Le Distributeur indique que la moyenne des réductions de puissance obtenue à ces trois occasions est de 183 MW¹²⁶.

¹²³ Pièce [B-0115](#), p. 49, rép. Q.20.2.

¹²⁴ Pièce [B-0172](#), p. 10 et 11.

¹²⁵ Pièce [A-0051](#), p. 21.

¹²⁶ Pièce [A-0051](#), p. 162.

Position des intervenants

[251] L'AHQ-ARQ n'est pas d'accord avec l'approche du Distributeur de considérer le programme « GDP Affaires » comme un moyen structurel plutôt qu'un moyen d'ajustement fin pour répondre à la demande en puissance à la pointe. L'intervenant estime que cette approche est non optimale et que, en contexte de surplus d'approvisionnements en puissance, le Distributeur doit restreindre le nombre de projets acceptés et privilégier les approvisionnements qui sont à moindre coût¹²⁷.

[252] L'AHQ-ARQ ne voit également pas de raison justifiant que les crédits consentis pour le programme « GDP Affaires » soient supérieurs à ceux consentis pour le programme d'électricité interruptible. En raison de nombreuses modalités, le programme « GDP Affaires » serait moins flexible que l'option d'électricité interruptible, selon l'intervenant¹²⁸.

[253] Par conséquent, l'AHQ-ARQ estime que la Régie doit encadrer le programme « GDP Affaires », comme elle l'a fait pour l'option d'électricité interruptible. À ces fins, l'intervenant estime que le dépôt par le Distributeur d'une analyse économique de ce programme permettrait, entre autres, d'évaluer le taux de réserve approprié et de déterminer la pertinence d'établir des crédits basés sur les coûts évités de court terme plutôt que de long terme¹²⁹.

[254] Pour les hivers 2017-2018 et 2018-2019, l'AHQ-ARQ recommande de réduire à 200 MW les contributions des nouvelles interventions en GDP Affaires, afin de maintenir les participations pratiquement au même niveau que celles de l'hiver dernier (183 MW), plutôt que de les augmenter, étant donné leur coût unitaire plus élevé que celui des options d'électricité interruptible¹³⁰.

[255] L'UC, à l'instar de l'AHQ-ARQ, s'interroge quant au choix du Distributeur de payer aux participants du programme « GDP Affaires » une prime de 70 \$ par kW réduit.

[256] L'intervenante est préoccupée par le fait que le coût de ce programme a été établi sur la base des coûts évités en puissance de long terme, alors que la participation et l'engagement des participants est annuelle et donc de court terme. Selon elle, la contribution

¹²⁷ Pièces [A-0063](#), p. 110 à 112, et [C-AHQ-ARQ-0009](#), p. 14 et 15.

¹²⁸ Pièce [A-0063](#), p. 124 à 131.

¹²⁹ Pièce [A-0063](#), p. 136 et 137.

¹³⁰ Pièce [C-AHQ-ARQ-0007](#), p. 25 à 29.

des participants qui sont présents aujourd'hui est totalement incertaine à l'horizon où le coût évité de long terme sera applicable.

[257] L'UC mentionne qu'en raison de son incidence sur les besoins de la réserve du Distributeur, le recours à ce programme est beaucoup plus coûteux que les achats de court terme sur les marchés. Maintenant que ce programme a été testé, le Distributeur devrait, pour le moment, avoir recours aux achats de court terme plutôt qu'à la GDP Affaires, puisque cette option constitue la solution au moindre coût¹³¹.

[258] En conséquence l'intervenante recommande à la Régie d'encadrer les paramètres du programme « GDP Affaires » mis en place par le Distributeur pour refléter la réalité des coûts évités de court terme.

[259] Ainsi, l'UC recommande à la Régie de ne pas reconnaître le différentiel entre le coût évité de court terme d'un approvisionnement sur les marchés de 20 \$/kW et l'incitatif de 70 \$/kW qui est offert pour les mégawatts en GDP Affaires.

[260] Alternativement, l'UC recommande à la Régie de retenir les recommandations de l'AHQ-ARQ de limiter pour le moment à 200 MW le recours par le Distributeur au programme « GDP Affaires » et d'attendre avant de le développer davantage.

Opinion de la Régie

[261] Selon l'état d'avancement du Plan d'approvisionnement 2017-2026 déposé par le Distributeur en octobre 2017¹³², des besoins en puissance n'apparaissent qu'à partir de l'hiver 2022-2023 en tenant compte d'une contribution de la GDP de 560 MW, dont 300 MW provenant du programme « GDP Affaires ». Le Distributeur compte sur ce dernier programme pour diversifier le portefeuille de moyens sur lesquels il peut compter afin de gérer son risque lié aux approvisionnements¹³³.

¹³¹ Pièce [C-UC-0018](#), p. 16.

¹³² [État d'avancement 2017-2026](#), p. 12.

¹³³ Pièce [B-0172](#), p. 8.

[262] La Régie relève les mêmes difficultés et incohérences que l’AHQ-ARQ et l’UC en ce qui a trait au programme « GDP Affaires ».

[263] Le Distributeur présente ce programme comme un programme en vertu duquel il verse, aux clients qui y participent, un appui financier proportionnel à la réduction de puissance qu’il leur demande pendant les périodes de pointes hivernales. Il a dévoilé ce programme comme projet pilote en 2015, alors qu’un déficit de puissance était prévu à l’hiver 2018-2019 et que le coût évité était de 106 \$/kW. Actuellement, les besoins en puissance ont été repoussés de quelques années.

[264] Par ailleurs, la nature juridique exacte du programme est floue en raison du traitement qu’en fait le Distributeur. En effet, ce dernier souligne qu’il s’agit d’un programme pour la gestion de puissance et l’inscrit dans les mesures d’efficacité énergétique. Toutefois, il dépose les informations et gère les aides financières du programme comme s’il s’agissait d’un coût d’approvisionnement.

[265] S’il s’agit d’un programme d’efficacité énergétique, les dépenses faites ne doivent pas être considérées comme un moyen d’approvisionnement. Si, dans les faits, il s’agit plutôt d’un approvisionnement postpatrimonial de long terme, un appel d’offres doit être lancé en vertu de l’article 74.2 de la Loi.

[266] En l’absence d’études économiques, la Régie estime qu’elle ne peut statuer sur la rentabilité du programme « GDP Affaires », sur son caractère structurant et sur sa capacité effective à contribuer au report d’un appel d’offre en puissance. Les motifs fournis par le Distributeur pour justifier l’utilisation des coûts évités de long terme pour la rentabilité de ce programme ne convainquent pas la Régie, en l’absence d’un engagement à long terme de la part des participants.

[267] Compte tenu de ce qui précède, la Régie retient les recommandations des intervenants et plafonne la contribution du programme « GDP Affaires » à 230 MW pour l’hiver 2017-2018, soit la contribution demandée par le Distributeur dans sa preuve initiale¹³⁴. De ce fait, pour les aides financières à être versées aux participants

¹³⁴ Pièce [B-0041](#), p. 13.

pour l'année témoin 2018, la Régie autorise un budget de 16,1 M\$¹³⁵, en baisse de 2,4 M\$ par rapport au budget demandé de 18,5 M\$¹³⁶.

[268] La Régie ordonne également au Distributeur de comptabiliser de manière distincte les sommes du programme « GDP Affaires » et de les mettre dans un CER. Ce compte devrait contenir toutes les sommes liées au programme « GDP Affaires », incluant les charges d'exploitation.

[269] La Régie ordonne également au Distributeur de déposer un dossier distinct sur le programme « GDP Affaires » en 2018 afin d'en déterminer la rentabilité à l'aide de coûts marginaux qui sont représentatifs des réalités du programme. Cet examen devrait permettre également de clarifier sa nature juridique.

[270] La Régie approuve, telle qu'ajustée lors de l'audience ainsi qu'en regard des éléments décisionnels de la présente décision, la stratégie d'approvisionnement en énergie et en puissance du Distributeur pour l'année témoin 2018.

8.3 ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

[271] Tels que présentés au tableau suivant, les achats d'électricité du Distributeur passent de 5 811,7 M\$, montant autorisé pour l'année 2017, à 6 058,7 M\$ en 2018, soit une hausse de 247,0 M\$ (4,3 %).

¹³⁵ 230 000 kW x 70 \$/kW.

¹³⁶ Pièce [B-0022](#), p. 10, tableau 6.

TABLEAU 12
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

<i>(en M\$)</i>	<i>2016</i> <i>Année historique</i>	<i>2017</i> <i>(D-2017-022)</i>	<i>2017</i> <i>Année de base</i>	<i>2018</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2018</i> <i>vs 2017 (D-2017-022)</i>	
Électricité patrimoniale	4 462,2	4 480,4	4 475,6	4 495,1	14,7	0,3 %
Électricité postpatrimoniale	1 492,2	1 615,1	1 584,5	1 776,4	161,3	10,0 %
Tarif de gestion de la consommation	24,1	0,0	16,1	0,0	0,0	
Ajustement des contrats spéciaux	(149,3)	(284,6)	(125,1)	(182,9)	101,7	(35,7 %)
Comptes de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité 2013-2017	387,7	0,8	9,7	(29,9)	(30,7)	
<i>Compte de pass-on 2013</i>	<i>56,4</i>				<i>0,0</i>	
<i>Compte de pass-on 2014</i>	<i>191,3</i>				<i>0,0</i>	
<i>Compte de pass-on 2015</i>	<i>111,2</i>	<i>9,0</i>	<i>9,0</i>		<i>(9,0)</i>	
<i>Compte de pass-on 2016</i>	<i>28,8</i>	<i>(8,2)</i>	<i>(8,2)</i>	<i>(21,0)</i>	<i>(12,8)</i>	
<i>Compte de pass-on 2017</i>			<i>8,9</i>	<i>(8,9)</i>	<i>(8,9)</i>	
Total	6 216,9	5 811,7	5 960,8	6 058,7	247,0	4,3 %

Source : Pièce [B-0020](#), p. 6.

[272] La hausse de 247,0 M\$ (4,3 %) s'explique principalement par une augmentation du coût d'électricité postpatrimoniale de 161,3 M\$ et un ajustement à la baisse des contrats spéciaux de 101,7 M\$.

[273] **La Régie approuve, pour l'année témoin 2018, des achats d'électricité au montant de 6 030,5 M\$, considérant les ajustements suivants totalisant -28,2 M\$:**

- **ajustement du compte de *pass-on* 2017 sur la base de 10 mois réels et de 2 mois projetés 2017 (-10,8 M\$) (voir la section 4.5);**
- **retrait des achats d'électricité à la suite de la décision D-2017-119 refusant la mise en place du Programme de conversion (-18,3 M\$) (voir la section 4.6);**
- **réduction des aides financières à être versées aux participants du programme « GDP Affaires » (-2,4 M\$) (voir la section 8.2);**
- **ajustement des contrats spéciaux découlant des ordonnances contenues à la décision D-2018-021 rendue dans le dossier R-4012-2017 (3,3 M\$)¹³⁷.**

¹³⁷ Le montant estimé à 3,3 M\$ représente un ajustement aux contrats spéciaux découlant de la charge locale de transport.

9 SERVICE DE TRANSPORT

[274] Les coûts du service de transport attribuables au Distributeur s'élèvent à 2 965,3 M\$ pour l'année témoin 2018, tels que présentés au tableau suivant.

TABLEAU 13
SERVICE DE TRANSPORT

<i>(en M\$)</i>	<i>2016</i> <i>Année historique</i>	<i>2017</i> <i>(D-2017-022)</i>	<i>2017</i> <i>Année de base</i>	<i>2018</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2018</i> <i>vs 2017 (D-2017-022)</i>	
Charge locale	2 743,6	2 857,1	2 859,1	2 967,5	110,4	3,9 %
Ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur	2,3	6,8	6,8	(4,2)	(11,0)	(161,8 %)
Compte d'écarts - Charge locale de transport 2015	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Compte d'écarts - Charge locale de transport 2017			(2,0)	2,0	2,0	
Total	2 750,9	2 863,9	2 863,9	2 965,3	101,4	3,5 %

Source : Pièce [B-0020](#), p. 6.

[275] La hausse de 101,4 M\$ (3,5 %) du coût du service de transport en 2018, par rapport au montant autorisé en 2017, reflète principalement l'impact de la mise en service de divers projets importants de lignes et de postes de transport.

Coût estimé de la charge locale de transport

[276] Conformément à la décision D-2007-12¹³⁸, le Distributeur projette son coût de transport applicable au coût de service de l'année témoin selon sa meilleure estimation, laquelle s'appuie sur la demande tarifaire du Transporteur pour l'année témoin 2018. Dans sa demande révisée, le Transporteur estime à 2 960,3 M\$¹³⁹ ses revenus du service de transport pour l'alimentation de la charge locale. Par la suite, il les met à jour à 2 989,8 M\$¹⁴⁰.

¹³⁸ [Page 21](#).

¹³⁹ Dossier, R-4012-2017, pièce [B-0063](#), p. 9, tableau 4.

¹⁴⁰ Dossier R-4012-2017, pièce [B-0138](#), p. 8.

[277] Le 6 mars 2018, la Régie a rendu sa décision D-2018-021¹⁴¹, relative à la demande tarifaire 2018 du Transporteur, dans laquelle elle autorise un coût de la charge locale de transport au montant de 2 935,0 M\$, soit une baisse de 32,5 M\$ par rapport à la demande initiale au montant de 2 967,5 M\$.

[278] La décision D-2008-024¹⁴² permet, dans l'éventualité où la décision sur la demande tarifaire du Transporteur serait rendue avant celle du Distributeur, que tout ajustement de la facture de la charge locale de transport soit reflété aux revenus requis de l'année témoin du Distributeur.

[279] La Régie demande au Distributeur d'ajuster le coût de la charge locale de transport pour l'année témoin 2018 à un montant estimé de 2 935,0 M\$.

Ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur

[280] Dans sa demande tarifaire pour l'année 2018, le Transporteur estime à -4,2 M\$ l'ajustement de ses revenus du service de transport de point à point attribuable au Distributeur¹⁴³.

[281] La Régie approuve l'ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur attribuable au Distributeur, au montant estimé à -4,2 M\$ pour l'année témoin 2018.

Disposition du compte d'écarts relatif à la charge locale de transport 2017

[282] Conformément à la décision D-2017-022¹⁴⁴, le Distributeur a tenu compte d'un tarif de 2 857,1 M\$ pour la charge locale dans ses revenus requis de l'année témoin 2017. Conséquemment, un montant de 2,0 M\$ correspondant à l'écart avec la charge locale de 2 859,1 M\$¹⁴⁵ reconnue pour le Transporteur est versé au compte d'écarts hors base pour l'année 2017. Le solde du compte au 31 décembre 2017 de 2,0 M\$ est versé aux revenus requis de l'année témoin 2018.

¹⁴¹ [Page 164](#), par. 675.

¹⁴² [Page 19](#).

¹⁴³ Dossier R-4012-2017, pièce [B-0063](#), p. 9, tableau 4 et décision [D-2018-021](#), p. 165, par. 678.

¹⁴⁴ [Page 72](#), par. 247.

¹⁴⁵ Décision [D-2017-049](#), p. 15, par. 50.

[283] **La Régie approuve la disposition du compte d'écart relatif à la charge locale de transport 2017 au montant de 2,0 M\$ et que ce montant soit versé aux revenus requis de l'année témoin 2018.**

[284] **En conclusion, la Régie approuve, pour l'année témoin 2018, les coûts du service de transport attribuables au Distributeur au montant total de 2 932,8 M\$.**

10 COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SERVICES À LA CLIENTÈLE

[285] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente des coûts de distribution et des SALC au montant de 2 909,5 M\$ pour l'année témoin 2018. Conformément à la décision D-2014-034¹⁴⁶, ce montant est subséquemment révisé à 2 925,1 M\$, afin de tenir compte de la mise à jour du coût de la dette évaluée à 15,6 M\$.

[286] Les coûts de distribution et des SALC totalisent donc 2 925,1 M\$ pour l'année témoin 2018 et sont donc en baisse de 91,0 M\$ (-3,0 %) par rapport aux montants autorisés pour l'année 2017. Le tableau suivant présente les composantes des coûts de distribution et des SALC.

¹⁴⁶ [Page 68](#), par. 273.

TABLEAU 14
COÛTS DE DISTRIBUTION ET SALC

<i>(en M\$)</i>	<i>2016</i> <i>Année historique</i>	<i>2017</i> <i>(D-2017-022) ¹</i>	<i>2017</i> <i>Année de base</i>	<i>2018</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2018</i> <i>vs 2017 (D-2017-022)</i>	
Charges d'exploitation	1 184,4	1 136,0	1 128,7	1 383,9	247,9	21,8%
Autres charges	784,0	1 106,8	1 119,4	943,2	(163,6)	(14,8 %)
Autres composantes du coût des ASF ²			1,2	(203,8)	(203,8)	
Frais corporatifs	29,9	31,8	30,0	36,1	4,3	13,5%
Rendement de la base de tarification	708,8	741,5	698,5	765,7	24,2	3,3%
Total	2 707,1	3 016,1	2 977,8	2 925,1	(91,0)	(3,0 %)

Sources : Pièces [B-0025](#), p. 5, et [B-0146](#), p. 5 et 7.

Note 1 : La décision [D-2017-022](#) inclut la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation et de l'amortissement, ainsi que l'impact des ajustements organisationnels totalisant -1,3 M\$.

Note 2 : Avantages sociaux futurs (ASF).

[287] Dans les sections qui suivent, la Régie traite de chacune des rubriques des coûts de distribution et des SALC. Il s'agit des charges d'exploitation (section 10.1), des autres charges (section 10.2), des autres composantes du coût des avantages sociaux futurs (ASF) (section 10.3), des frais corporatifs (section 10.4) et du rendement de la base de tarification (section 10.5).

10.1 CHARGES D'EXPLOITATION

[288] Les charges d'exploitation s'élèvent à un montant total de 1 383,9 M\$ pour l'année témoin 2018, soit une hausse de 247,9 M\$ (21,8 %) par rapport au montant autorisé en 2017. Le tableau suivant présente le détail de ces charges d'exploitation.

TABLEAU 15
CHARGES D'EXPLOITATION

<i>(en M\$)</i>	<i>2016</i> <i>Année historique</i>	<i>2017</i> <i>(D-2017-022) ¹</i>	<i>2017</i> <i>Année de base</i>	<i>2018</i> <i>Année</i> <i>témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2018</i> <i>vs 2017 (D-2017-022)</i>	
Charges brutes directes	968,3	902,9	907,4	1 158,4	255,5	28,3%
Masse salariale	624,2	558,3	570,7	772,3	214,0	38,3%
Autres charges directes	408,6	391,4	398,4	437,1	45,7	11,7%
Récupération de coûts	(64,5)	(46,8)	(61,7)	(51,0)	(4,2)	9,0%
Charges de services partagés	550,8	534,4	545,6	597,9	63,5	11,9%
Coûts capitalisés	(334,7)	(301,3)	(324,3)	(372,4)	(71,1)	23,6%
Total	1 184,4	1 136,0	1 128,7	1 383,9	247,9	21,8%

Source : Pièce [B-0025](#), p. 5.

Note 1 : La décision [D-2017-022](#) (p. 121, par. 449) inclut la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation de 30,0 M\$ et les transferts organisationnels suivants :

- Masse salariale de -0,4 M\$ (pièce [B-0026](#), p. 5);
- Autres charges directes de -1,7 M\$ (pièce [B-0027](#), p. 5);
- Charges de services partagés de 1,7 M\$ (pièce [B-0028](#), p. 6);
- Coûts capitalisés de -0,9 M\$ (pièce [B-0030](#), p. 5).

[289] En excluant l'impact de 183,4 M\$¹⁴⁷ relié aux modifications à l'ASC 715 (voir la section 4.1), les charges d'exploitation seraient en hausse de 64,5 M\$ (5,7 %) en 2018 par rapport au montant autorisé et ajusté en 2017.

10.1.1 APPROCHE SPÉCIFIQUE

[290] Dans un premier temps, la Régie analyse les charges d'exploitation de façon spécifique, en examinant chaque rubrique, soit les charges brutes directes, les charges de services partagés et les coûts capitalisés. Dans un deuxième temps, ces charges sont examinées de façon globale (voir la section 10.1.2).

¹⁴⁷ Masse salariale (166,9 M\$), charges de services partagés (68,8 M\$) et coûts capitalisés (-52,3 M\$).

10.1.1.1 Charges brutes directes

[291] Les charges brutes directes se composent de la « Masse salariale » et des « Autres charges directes » et sont réduites de la « Récupération de coûts ».

Masse salariale et effectifs

[292] La masse salariale totale s'établit à un montant de 772,3 M\$ pour l'année témoin 2018, soit une hausse de 214,0 M\$ (38,3 %) par rapport au montant autorisé et ajusté en 2017. Le tableau suivant présente le détail de la masse salariale et des effectifs.

TABLEAU 16
MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS

<i>(en M\$)</i>	<i>2016</i> <i>Année historique</i>	<i>2017</i> <i>(D-2017-022) ¹</i>	<i>2017</i> <i>Année de base</i>	<i>2018</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2018</i> <i>vs 2017 (D-2017-022)</i>	
Salaire de base	413,0	422,5	430,1	459,8	37,3	8,8 %
Temps supplémentaire	49,4	33,8	40,4	38,1	4,3	12,7 %
Primes et revenus divers	26,5	25,8	26,2	26,6	0,8	3,1 %
	488,9	482,1	496,7	524,5	42,4	8,8 %
Avantages sociaux	135,3	76,2	74,0	247,8	171,6	225,2 %
Total	624,2	558,3	570,7	772,3	214,0	38,3 %
ETC total	5 574	5 496	5 532	5 687	191	3,5 %

Source : Pièce [B-0026](#), p. 5 et 6.

Note 1 : La décision [D-2017-022](#) inclut le transfert organisationnel relié à la masse salariale de -0,4 M\$ et aux effectifs de -2 équivalent temps complet (ETC).

[293] En excluant l'impact de 166,9 M\$ relié aux modifications à l'ASC 715 dans les avantages sociaux (voir la section 4.1), la masse salariale serait en hausse de 47,1 M\$ (8,4 %) en 2018 par rapport au montant autorisé et ajusté en 2017.

[294] La hausse de 47,1 M\$ (8,4 %) provient principalement d'une hausse des salaires de base pour un montant de 37,3 M\$ (8,8 %). Le nombre d'équivalent temps complet (ETC) du Distributeur s'élève à 5 687 en 2018, soit une hausse de 191 ETC (3,5 %) par rapport au nombre autorisé et ajusté pour l'année 2017 de 5 496 ETC.

[295] La hausse des salaires de base de 37,3 M\$ (8,8 %) en 2018, par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2017, provient principalement des éléments suivants :

- des augmentations salariales totalisant 13,7 M\$ (ajustement économique de 3,2 %) découlant plus particulièrement des conventions collectives¹⁴⁸;
- une progression salariale liée à l'évolution de la main-d'œuvre projetée, pour un montant de 3,4 M\$ (facteur de projection de 0,8 %);
- une augmentation de 191 ETC correspondant à une hausse de 20,2 M\$¹⁴⁹ des salaires de base, laquelle est composée des éléments suivants :
 - une hausse de 94 ETC (9,6 M\$) provenant des activités de base liées au réseau de distribution,
 - une hausse nette de 6 ETC (2,9 M\$) provenant des activités de base liées aux SALC,
 - une hausse de 63 ETC (4,9 M\$) reliée aux autres activités de base;
 - une hausse de 30 ETC (2,8 M\$) reliée à la maîtrise de la végétation (voir la section 10.1.2.3),
 - une baisse nette de 2 ETC¹⁵⁰ reliée aux activités de la Stratégie pour la clientèle à faible revenu et des IEE.

[296] De manière plus détaillée, le Distributeur explique la hausse de 94 ETC (9,6 M\$) provenant des activités de base liées au réseau de distribution par les éléments suivants :

- Une augmentation de 40 ETC afin d'améliorer le processus de réalisation de l'ingénierie. Le Distributeur prévoit réduire son temps de cycle afin de mieux servir ses clients et de rendre son réseau plus rapidement opérationnel. Il indique que les besoins croissants liés au réseau de distribution découlent, entre autres, d'une augmentation du nombre et de la complexité des demandes des clients et de sa priorité de devenir une référence opérationnelle.
- Une augmentation de 42 ETC en lien avec une gestion des ressources humaines favorisant une gestion locale de la charge de travail. Le Distributeur souhaite faire évoluer, d'une part, le rôle d'opérateur dans le but d'obtenir une meilleure

¹⁴⁸ Pièce [B-0127](#), p. 13.

¹⁴⁹ Pièce [B-0026](#), p. 7, tableau 3. Total de 36 ETC (5,3 M\$) et de 155 ETC (14,9 M\$).

¹⁵⁰ La baisse nette de 2 ETC s'explique par les éléments suivants : une baisse de 1 ETC relié aux IEE et de 1 ETC relié à la Stratégie pour la clientèle à faible revenu (-8 ETC provenant de l'année de base 2017 et + 7 ETC de l'année témoin 2018).

flexibilité dans ses opérations et, d'autre part, le rôle des cadres afin de leur donner l'imputabilité de proximité. Cette optimisation mènera à une gestion plus efficace qui contribuera à diminuer les délais de raccordement et à augmenter la satisfaction des clients.

- Une hausse de 6 ETC liée aux activités du réseau de distribution afin d'assurer l'équilibre entre la capacité et la charge de travail, en tenant compte des actions d'efficacité et des impondérables climatiques. Le Distributeur a convenu de mettre en place un guichet technique afin que les projets d'envergure ou complexes soient gérés et coordonnés par un contact unique dans toutes les étapes de réalisation.
- Une augmentation de 6 ETC en lien avec les activités de réclamations aux tiers ou de tiers. Le Distributeur souligne que ces coûts sont compensés par des revenus équivalents à la rubrique récupération de coûts et sont donc sans impact sur les revenus requis.

[297] Il indique que la hausse nette de 6 ETC (2,9 M\$) reliée aux SALC provient des éléments suivants :

- Une augmentation de 20 ETC dans le cadre du développement des marchés et de la croissance des ventes. Pour mener à bien ses efforts, le Distributeur est à mettre en place une équipe de développement des affaires.
- Une augmentation de 13 ETC découlant principalement des activités liées aux services à la clientèle d'affaires. Dans l'objectif d'améliorer le contact client, le Distributeur entend assurer une plus grande présence auprès de cette clientèle afin de promouvoir les ventes et développer des offres adaptées à ses besoins.
- Une diminution de 27 ETC découlant des efforts d'efficacité déployés par le Distributeur.

[298] Quant aux autres activités de base, il précise que la hausse de 63 ETC (4,9 M\$) est principalement attribuable aux éléments suivants :

- Un ajout de 34 ETC affectés aux activités de stratégie, de gouvernance et d'amélioration continue. Le Distributeur vise la mise en place d'une structure et d'outils dédiés à l'amélioration continue. Il souligne que les pistes susceptibles de générer des gains d'efficacité deviennent de plus en plus difficile à réaliser. Selon lui, une équipe structurée avec une expérience dans le domaine de l'amélioration continue est nécessaire afin d'optimiser l'organisation et de raffiner

ses processus dans le but de générer de l'efficacité future et de mieux répondre aux préoccupations des clients. Il indique qu'il y aura un conseiller pour soutenir chacune des 20 directions de l'entreprise.

- Une augmentation de 34 ETC afin de débiter la stabilisation opérationnelle des activités de mesurage. À la suite de la fin du projet Lecture à distance (le projet LAD) qui s'est officiellement terminé le 31 décembre 2016, le Distributeur a effectué un diagnostic des activités de mesurage au premier trimestre 2017. De ce diagnostic ressort le constat que certains ajustements doivent être réalisés sur le plan des effectifs afin de stabiliser les opérations de base. Il mentionne qu'au final, malgré l'ajout des 34 ETC aux activités de mesurage et les 45 ETC à relocaliser, il demeure un écart favorable de 17 ETC¹⁵¹ par rapport au nombre d'ETC présenté pour la réalisation des activités de mesurage précédant le projet LAD.

[299] L'AHQ-ARQ recommande une réduction de la masse salariale totalisant 23,5 M\$ en 2018, soit une réduction du temps supplémentaire de 4,0 M\$, une baisse du ratio d'encadrement évaluée à 4,5 M\$, la non-reconnaissance des ETC liés aux coûts associés au développement des marchés de 2,6 M\$ et aux services à la clientèle d'affaires de 2,4 M\$. L'intervenant recommande d'appliquer une réduction additionnelle de 10,0 M\$ basée sur une surestimation systématique des prévisions des salaires de base depuis 2011. De plus, il est d'avis que le Distributeur pourrait, sans augmenter le nombre d'ETC, continuer à être une référence opérationnelle, continuer à pratiquer l'amélioration continue, développer les marchés de l'électricité et poursuivre son virage client.

[300] En l'absence de justifications adéquates, la FCEI recommande de ne pas autoriser les 82 ETC pour les activités liées au réseau de distribution et les 68 ETC liés aux autres activités et de soustraire des revenus requis les coûts correspondants. OC appuie ces recommandations de la FCEI.

[301] De plus, la FCEI recommande de rejeter 19 ETC (6,1 M\$) reliés au coût de développement des marchés. Selon l'intervenante, le Distributeur doit déposer une évaluation de la rentabilité de son initiative avant de requérir une augmentation des ETC à ce chapitre.

¹⁵¹ Au surplus des gains d'efficacité générés par le projet LAD de 726 ETC.

[302] SÉ est favorable aux ETC additionnels requis pour le développement des nouveaux marchés (19 ETC), les activités de mesurage (34 ETC), l'amélioration des SALC ainsi que pour la maîtrise de la végétation (30 ETC). Selon l'intervenant, le Distributeur n'a pas fait la démonstration de son besoin de 34 ETC additionnels pour l'amélioration continue de ses activités. SÉ est d'avis que l'amélioration continue doit être réalisée à même les budgets et ressources existants.

[303] L'UMQ n'a pas d'objection pour l'ajout des ETC demandés, dans la mesure où le Distributeur doit investir pour générer des gains d'efficacité, mieux entretenir son réseau aérien et générer des ventes additionnelles. L'intervenante est favorable à l'ajout de 25 ETC pour le volet de l'amélioration continue. Elle recommande à la Régie d'encadrer le Distributeur dans sa démarche en mettant un accent particulier sur la documentation de la mesure de l'amélioration continue. Elle recommande aussi de requérir un suivi distinct pendant la durée du premier MRI.

[304] À l'instar de l'UMQ, pour ce qui a trait à la demande du Distributeur relative à l'amélioration continue, l'UC demande à la Régie d'encadrer le Distributeur et de requérir un suivi distinct pendant la durée du premier MRI. De plus, elle demande de requérir du Distributeur, à courte échéance, le dépôt de cibles d'efficacité et de la méthodologie qu'il entend suivre pour mesurer l'efficacité.

[305] L'UC recommande de refuser l'ajout de 34 ETC liés aux activités de mesurage. Elle se questionne sur la pertinence d'accorder de nouveaux budgets pour des activités qui, normalement, étaient couvertes par les revenus requis des années antérieures. L'UC demande aussi de retenir les recommandations soumises par la FCEI et l'AHQ-ARQ et de réduire significativement les demandes du Distributeur en lien avec des ETC supplémentaires et leur impact sur les salaires de base.

Opinion de la Régie

[306] En ce qui a trait à la proposition du Distributeur d'ajouter 94 ETC (9,6 M\$¹⁵²) aux activités de base liées au réseau de distribution, la Régie autorise plutôt 54 ETC (5,5 M\$). La Régie refuse les 40 ETC (4,1 M\$) dédiés à l'amélioration du processus de réalisation de l'ingénierie visant notamment à réduire le temps de cycle.

¹⁵² Salaire de base moyen de 102 128 \$.

[307] La Régie est d'accord avec l'analyse de la FCEI à cet égard. L'objectif du Distributeur de réduire de 2 % le temps de cycle sur l'ensemble des demandes des clients par rapport aux résultats moyens des deux dernières années n'apparaît pas un enjeu fondamental.

[308] En effet, l'objectif du Distributeur d'atteindre un temps de cycle de 22,6 jours demeure supérieur au temps de cycle observé en 2013 et 2014, et pour l'année 2017 à ce jour. De plus, la montée brusque du temps de cycle constaté en 2015 semble se résoudre. L'enjeu du temps de cycle ne requiert donc pas, selon la Régie, de ressources humaines additionnelles. Par ailleurs, en ce qui a trait à l'objectif exprimé par le Distributeur de devenir une référence opérationnelle, la preuve offerte par ce dernier est demeurée vague sur les cibles poursuivies et les actions à prendre pour y parvenir. Il n'a donc pas relevé son fardeau de preuve, à cet égard.

[309] **La Régie n'accorde pas la hausse nette de 6 ETC (2,9 M\$¹⁵³) provenant des activités de base liées aux SALC.** Le budget demandé apparaît très élevé pour 6 ETC, soit 483 300 \$ par ETC, provenant de 33 ETC dédiés au développement des nouveaux marchés, de la croissance des ventes et des activités liées aux services à la clientèle d'affaires et atténués par des gains d'efficacité de 27 ETC. Par ailleurs, la Régie n'est pas convaincue par les arguments du Distributeur à l'effet que ses effectifs actuels sont dans l'incapacité d'accomplir les objectifs visés.

[310] **Quant à la hausse de 63 ETC (4,9 M\$¹⁵⁴) reliée aux autres activités de base, la Régie en accorde 49 ETC (3,8 M\$), soit une réduction de 14 ETC (1,1 M\$). Elle reconnaît les besoins exprimés par le Distributeur d'obtenir 34 ETC en lien avec les activités de mesurage. Quant aux activités de stratégie, gouvernance et amélioration continue, la Régie accorde partiellement la demande du Distributeur, soit 20 ETC des 34 ETC demandés par le Distributeur.**

[311] La Régie est favorable à un processus d'amélioration continue afin d'identifier des pistes d'intervention visant à obtenir des gains d'efficacité. Cependant, elle considère que le Distributeur en est à la mise en place d'une structure qui déterminera, seulement en cours d'année, les cibles et objectifs à atteindre grâce à ce processus. En conséquence, le Distributeur ignore encore si les actions à prendre requerront toutes les ressources qu'il réclame ou si certaines pourront être dégagées en raison de l'efficacité amenée par cette

¹⁵³ Salaire de base moyen de 483 333 \$.

¹⁵⁴ Salaire de base moyen de 77 778 \$.

amélioration continue. Par ailleurs, la Régie s'attend à ce que le Distributeur lui présente annuellement un suivi de ces activités lors de son rapport annuel.

[312] Enfin, comme il en est fait mention dans la section 10.1.2.3 sur le programme « Maîtrise de la végétation », la Régie n'est pas convaincue de l'urgence d'accroître fortement les ressources dédiées à la maîtrise de la végétation. **En conséquence, elle n'accorde pas l'ajout demandé de 30 ETC (2,8 M\$¹⁵⁵).**

[313] **Pour ces motifs, la Régie accepte l'ajout de 101 ETC (9,3 M\$) en 2018, soit une réduction de 90 ETC (-10,9 M\$) par rapport aux 191 ETC (20,2 M\$) demandés par le Distributeur dans le présent dossier.**

[314] **De plus, la Régie estime que le Distributeur est en mesure de réaliser une efficience additionnelle de 5 M\$ sur la masse salariale de 430,1 M\$ de l'année de base 2017. C'est pourquoi la Régie juge raisonnable de réduire d'un montant additionnel de 5,0 M\$ le montant des salaires de base.**

[315] La Régie ne retient pas la recommandation de l'AHQ-ARQ de réduire le budget de temps supplémentaire de 4,0 M\$ en 2018. Elle note que le temps supplémentaire prévu de 38,1 M\$ en 2018 repose sur une moyenne de l'année de base 2017 et de l'historique des cinq dernières années.

[316] **La Régie approuve donc, pour l'année témoin 2018, la masse salariale à un montant de l'ordre de 756,4 M\$, incluant des réductions totalisant 15,9 M\$.**

[317] **Par ailleurs, la Régie demande au Distributeur de déposer, à compter du rapport annuel 2018, un suivi sur les activités reliées à l'amélioration continue, notamment pour les éléments suivants :**

- le statut du déploiement en termes de ressources humaines et financières et en termes d'échéancier;
- le diagnostic, les cibles de gains d'efficience et leur réalisation ainsi que les indicateurs de performance.

¹⁵⁵ Salaire de base moyen de 93 333 \$.

Autres charges directes

[318] Les Autres charges directes incluent, entre autres, la « Maîtrise de la végétation » les « Services professionnels et autres », les « Mauvaises créances » et les « Stocks, achats, locations et autres ».

[319] Les Autres charges directes totalisent 437,1 M\$ en 2018, soit une hausse de 45,7 M\$ (11,7 %) par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2017. Cette augmentation est attribuable principalement au programme « Maîtrise de la végétation » pour un montant de 13,6 M\$ (23,1 %) (voir la section 10.1.2.3) et aux « Services professionnels et autres » pour un montant de 19,8 M\$ (26,8 %).

[320] En ce qui a trait aux « Services professionnels et autres », le Distributeur explique la hausse de 19,8 M\$ (26,8 %) entre le montant de l'année témoin 2018 de 93,6 M\$ et celui autorisé en 2017 de 73,8 M\$ principalement par les éléments suivants :

- IEÉ (5,5 M\$);
- maintenance (3,6 M\$);
- développement de nouveaux marchés et croissance des ventes (2,7 M\$);
- coûts liés aux activités de réclamations aux tiers générant une récupération de coûts (l'impact global sur les revenus requis est nul) (2,7 M\$);
- impression et mise sous enveloppe dorénavant par un fournisseur externe (1,9 M\$);
- analyse préliminaire du projet *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) (1,6 M\$)¹⁵⁶.

[321] Parmi les Autres charges directes, l'ACEFO considère que l'augmentation de 19,1 % entre le montant de l'année témoin 2018 de 93,6 M\$ et celui de l'année historique 2016 de 78,6 M\$ des charges des « Services professionnels et autres » est disproportionnée. Elle recommande de limiter l'augmentation de ce poste de dépenses au niveau de l'inflation.

[322] L'AHQ-ARQ recommande de ne pas reconnaître les charges des « Services professionnels et autres » de 2,7 M\$ pour le développement de nouveaux marchés et

¹⁵⁶ Pièce [B-0080](#), p. 72.

de 0,2 M\$ pour l'amélioration des services à la clientèle d'affaires. L'intervenant recommande d'appliquer une réduction additionnelle de 10,0 M\$ pour l'année témoin 2018, basée sur une surestimation systématique des prévisions des « Services professionnels et autres » au cours des six dernières années.

[323] OC estime que le contexte ne justifie pas une augmentation importante de 19,8 M\$ (26,8 %) des « Services professionnels et autres » pour l'année témoin 2018. Compte tenu des surestimations observées ces dernières années, OC recommande de fixer le montant de l'année témoin 2018 au niveau de l'année de base 2017 (81,8 M\$), augmenté de l'inflation, ce qui reviendrait environ à une réduction de 10,0 M\$ par rapport au montant demandé par le Distributeur.

[324] Tel qu'illustré au tableau suivant, la Régie observe une surestimation moyenne des charges des « Services professionnels et autres », entre le montant demandé par le Distributeur et le réel, de 27,7 M\$ sur la période 2012-2016, en excluant les réductions qu'elle a demandées dans ses décisions précédentes. La surestimation moyenne, entre le montant autorisé et le réel, est de 17,0 M\$ sur cette même période.

TABLEAU 17
ÉVOLUTION DES CHARGES DES « SERVICES PROFESSIONNELS ET AUTRES »

<i>(en M\$)</i>	<i>Année témoin (demandée et ajustée)</i>	<i>Année témoin (autorisée et ajustée)</i>	<i>Année de base</i>	<i>Année historique</i>	<i>Variation Année historique vs Demandée</i>	
2012	137,0	125,5		89,1	(47,9)	(35,0 %)
2013	121,4	117,8		82,4	(39,0)	(32,1 %)
2014	98,3	87,5		91,8	(6,5)	(6,6 %)
2015	98,8	88,6		83,1	(15,7)	(15,9 %)
2016	108,2	91,0		78,6	(29,6)	(27,4 %)
2017	88,1	73,8	81,8		(6,3)	(7,2 %)
2018	93,6					

Source : Pièce [B-0080](#), p. 74.

[325] La Régie prend également en considération la réduction de 2,7 M\$ des services professionnels reliés au développement de nouveaux marchés et à la croissance des ventes mentionnées précédemment.

[326] **La Régie fixe donc les charges des « Services professionnels et autres » de l'année témoin 2018 à 81,8 M\$, soit au niveau de l'année historique 2016 augmenté de l'inflation. La réduction de 11,8 M\$ inclut un montant de 5,5 M\$ relié aux IEE (voir la section 10.1.2.2).**

Récupération de coûts

[327] La rubrique « Récupération de coûts » se compose de deux catégories de revenus : « Pose d'attaches, espace poteaux et conduits » et « Réclamations aux tiers et autres ». Les coûts relatifs à la rubrique « Réclamations aux tiers et autres » sont compensés par des revenus équivalents.

[328] Les revenus de récupération de coûts de 51,0 M\$ en 2018 sont en hausse de 4,2 M\$ (9,0 %) par rapport au montant autorisé de 46,8 M\$ pour l'année 2017.

[329] Le Distributeur indique que les revenus de récupération de coûts pour l'année témoin 2018 sont comparables à ceux prévus pour l'année de base 2017 de 61,7 M\$, en excluant la portion relative aux missions effectuées à l'extérieur du Québec de 10,8 M\$. Les revenus relatifs aux missions effectuées à l'extérieur du Québec n'ont pas été inclus dans la prévision de revenus pour l'année témoin 2018, étant donné la nature imprévisible de ces travaux. Le Distributeur rappelle que les revenus non récurrents constatés en mode réel sont compensés par des coûts équivalents avec, pour conséquence, un impact global nul sur les revenus requis.

[330] SÉ recommande de hausser de 15 M\$ les revenus de récupération de coûts pour l'année témoin 2018, en regard d'une sous-estimation systématique des prévisions des revenus au cours des six dernières années. L'intervenante souligne qu'une partie importante du poste de récupération des coûts est relative aux missions d'aide aux réseaux voisins, qui ont généré annuellement des remboursements de coûts de l'ordre de 5 M\$ à 16,5 M\$, mais à l'égard desquelles le Distributeur ne prévoit toujours aucun revenu annuellement.

[331] L'intervenante mentionne que ces remboursements touchent essentiellement les charges salariales des employés prêtés par le Distributeur pour assister des réseaux voisins, et ces employés auraient eu à être payés même s'il n'y avait eu aucune mission à l'étranger. Les seuls coûts qui n'auraient pas eu à être payés sont les frais de déplacement et de séjour et certaines heures supplémentaires. Selon SÉ, il est pertinent d'avoir, dans chaque dossier

tarifaire, une prévision annuelle, autre que de zéro, des récupérations de coûts pouvant être associés à ces missions¹⁵⁷.

[332] L'UC recommande un suivi serré des activités des missions tant au niveau des budgets des coûts et des revenus de récupération qu'au niveau des activités.

[333] En réponse à une DDR, le Distributeur indique que l'ensemble des coûts encourus par le Distributeur, entre la préparation des équipes pour la mission d'assistance et leur retour au point de départ, sont assumés par l'entreprise qui demande assistance. Il explique que la majorité des heures en mission sont effectuées par des employés en temps supplémentaire. La perte de capacité en temps régulier n'est donc pas équivalente au nombre d'heures effectuées en mission. La perte de capacité en temps régulier associée aux demandes d'assistance est temporaire et majoritairement rattrapée au fil du temps. En moyenne, pour les années 2015 et 2016, le Distributeur a enregistré une diminution liée aux demandes d'assistance d'environ 4 000 heures en temps régulier, sur un total approximatif de 1,8 million d'heures en temps régulier, soit 0,2 %¹⁵⁸.

[334] **La Régie ne retient pas la recommandation de SÉ de hausser de 15 M\$ les revenus de récupération de coûts pour l'année témoin 2018.** Elle reconnaît que, dans l'ensemble, les revenus constatés en mode réel sont compensés par des coûts équivalents avec, pour conséquence, un impact global nul sur les revenus requis. Bien qu'il y ait un biais en ce qui a trait au temps régulier des employés, la Régie juge que le montant est non significatif¹⁵⁹.

10.1.1.2 Charges de services partagés

[335] Les charges de services partagés incluent, entre autres, les charges du CSP, de la VPTIC et des « Unités corporatives ».

[336] Les charges de services partagés se chiffrent à 597,9 M\$ en 2018, soit une hausse de 63,5 M\$ (11,9 %) par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2017.

¹⁵⁷ Pièce [C-SÉ-0017](#), p. 24 et 25.

¹⁵⁸ Pièce [B-0095](#), p. 36 et 37.

¹⁵⁹ Par exemple : 4 000 heures en temps régulier au taux horaire de 50 \$ = 0,2 M\$.

[337] En excluant l'impact de 68,8 M\$ relié aux modifications à l'ASC 715 (voir la section 4.1), les charges de services partagés seraient en baisse de 5,3 M\$ (-1,0 %) par rapport au montant autorisé et ajusté en 2017.

[338] L'AHQ-ARQ recommande de réduire les charges de la VPTIC de 10,0 M\$ pour l'année témoin 2018, afin de tenir compte de la surestimation systématique de ces charges au cours des six dernières années.

[339] Tel qu'illustré au tableau suivant, la Régie observe une surestimation moyenne des charges provenant de la VPTIC, entre le montant demandé par le Distributeur et le réel, de 15,5 M\$ sur la période de 2012-2016, en excluant les réductions qu'elle a demandées dans ses décisions précédentes. La surestimation moyenne, entre le montant autorisé et le réel, est de 12,2 M\$ sur cette même période.

TABLEAU 18
ÉVOLUTION DES CHARGES DE LA VPTIC

<i>(en M\$)</i>	<i>Année témoin (demandée et ajustée)</i>	<i>Année témoin (autorisée et ajustée)</i>	<i>Année de base</i>	<i>Année historique</i>	<i>Variation Année historique vs Demandée</i>	
2012	217,1	217,1		206,3	(10,8)	(5,0 %)
2013	223,6	223,6		203,9	(19,7)	(8,8 %)
2014	225,1	212,4		203,9	(21,2)	(9,4 %)
2015	224,9	221,0		209,3	(15,6)	(6,9 %)
2016	222,7 ¹	222,8		212,7	(10,0)	(4,5 %)
2017	215,1	205,9	203,0 ²		(12,1)	(5,6 %)
2018	206,6 ³					

Source : Pièce [B-0080](#), p. 78.

Note générale : Charges totales avec rendement.

Note 1 : Tient compte des ajustements organisationnels totalisant 17,5 M\$ (Rapport annuel 2016, pièce [HQD-2, doc. 3](#), p. 8).

Note 2 : Avec ASC 715 (203,4 M\$) et Sans ASC 715 (203,0 M\$).

Note 3 : Avec ASC 715 (215,5 M\$) et Sans ASC 715 (206,6 M\$).

[340] Les écarts observés entre les montants demandés par le Distributeur et les montants réels de 2012 à 2016 montrent une surestimation systématique pour ce poste de dépenses. En effet, l'écart moyen est de 15,5 M\$ sur cette période. La Régie reconnaît toutefois que le Distributeur améliore son acuité prévisionnelle au cours des années. **En conséquence, la**

Régie juge raisonnable de réduire les charges de la VPTIC de 5,0 M\$ pour l'année témoin 2018.

10.1.1.3 Coûts capitalisés

[341] Les coûts capitalisés sont déduits des charges d'exploitation du Distributeur. Ils comprennent les prestations de travail et les coûts de gestion de matériel pour les activités de construction ou de développement. Ces montants sont ajoutés à la base de tarification lorsque les projets auxquels ils se rapportent sont mis en exploitation.

[342] Les coûts capitalisés de 372,4 M\$ en 2018 sont en hausse de 71,1 M\$ (23,6 %) par rapport au montant autorisé et ajusté de 301,3 M\$ pour l'année 2017.

[343] En excluant l'impact de 52,3 M\$ relié aux modifications de l'ASC 715 (voir la section 4.1), les coûts capitalisés seraient en hausse de 18,8 M\$ (6,2 %) par rapport au montant autorisé et ajusté en 2017. Cette hausse s'explique principalement par les éléments suivants :

- Une augmentation de la capacité de réalisation des métiers-lignes due, d'une part, à l'augmentation des heures productives par employé découlant du rajeunissement de la main-d'œuvre (par exemple, moins de vacances ou d'absences pour des raisons médicales) et, d'autre part, à l'augmentation du temps supplémentaire découlant principalement des difficultés d'intégration des nouveaux employés métiers-lignes dans les équipes régulières (4,4 M\$).
- Une augmentation du volume de compteurs installés dans les lieux difficiles d'accès, ainsi qu'une proportion plus grande que prévue de compteurs visant la clientèle d'affaires par rapport aux compteurs pour les clients résidentiels, ayant un impact à la hausse sur le temps d'installation des compteurs (6,6 M\$).
- Une augmentation du volume de compteurs neufs installés, par rapport aux compteurs récupérés. En effet, le Distributeur prévoyait utiliser une proportion plus élevée de compteurs récupérés mais leur indisponibilité ne lui a pas permis de ce faire. Le Distributeur rappelle que l'installation d'un compteur neuf est constatée aux investissements, alors que celle d'un compteur récupéré est constatée aux charges d'exploitation (2,4 M\$)¹⁶⁰.

¹⁶⁰ Pièce [B-0080](#), p. 85.

[344] La Régie note que l'impact de la hausse de 71,1 M\$ des coûts capitalisés, avec l'impact des modifications à l'ASC 715, représente une baisse équivalente sur les charges d'exploitation en 2018 par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2017.

10.1.2 APPROCHE GLOBALE

[345] Après avoir analysé les charges d'exploitation de façon spécifique, la Régie examine leur évolution selon une approche globale.

[346] Tel qu'indiqué dans sa décision D-2010-022¹⁶¹, la Régie reconnaît que l'approche globale du Distributeur tient compte de certains paramètres qui reflètent la nature propre de ses activités. Elle réitère cependant que ce modèle ne remplace pas l'examen exhaustif des charges d'exploitation, mais vise plutôt à en faciliter l'appréciation globale. La Régie peut, en tout temps, revoir les paramètres utilisés lorsqu'elle le juge approprié.

[347] L'analyse des charges d'exploitation, selon l'approche globale en vigueur, se divise en trois éléments, soit les activités de base du Distributeur, les activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et la disposition des CER. Les montants afférents apparaissent au tableau suivant.

¹⁶¹ [Page 59](#), par. 225.

TABLEAU 19
CHARGES D'EXPLOITATION SELON L'APPROCHE GLOBALE

(en M\$)	2016 <i>Année historique</i>	2017 <i>(D-2017-022) ¹</i>	2017 <i>Année de base</i>	2018 <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2018</i> <i>vs 2017 (D-2017-022)</i>	
Activités de base du Distributeur	960,2	957,7	939,5	968,0	10,3	1,1 %
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	218,8	179,6	267,0	333,1	153,5	85,5 %
Disposition des comptes d'écarts et de reports:						
Pannes majeures	0,0	0,0	0,0	4,1	4,1	
Modifications à l'ASC 715	0,0	0,0	(77,8)	78,4	78,4	
Programme Conversion à l'électricité	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	
PCGR des États-Unis	5,4	0,0	0,0	0,0	0,0	
Total	1 184,4	1 137,3	1 128,7	1 383,9	246,6	21,7 %

Source : Pièce [B-0025](#), p. 7.

Note 1 : La décision [D-2017-022](#) (p. 121, par. 449) inclut la réallocation de la réduction globale de 30 M\$ des charges d'exploitation et ne tient pas compte de l'ajustement organisationnel de -1,3 M\$.

10.1.2.1 Activités de base du Distributeur

[348] Les activités de base du Distributeur s'élèvent à un montant de 968,0 M\$ pour l'année témoin 2018, soit une hausse de 10,3 M\$ (1,1%) par rapport au montant autorisé et ajusté en 2017.

[349] La Régie note qu'en vertu du modèle paramétrique en vigueur, les charges d'exploitation des activités de base du Distributeur s'établiraient à 956,3 M\$¹⁶² pour l'année témoin 2018, ce qui tient compte des paramètres suivants totalisant -1,4 M\$:

- Un ajustement de -17,2 M\$ attribuable à l'impact des modifications à l'ASC 715 relatives aux autres régimes.
- Le facteur d'évolution combiné des charges de 2,6 %, soit une hausse de 24,3 M\$ en 2018, comparativement à 3,0 % en 2017.
- La croissance des activités liées aux nouveaux abonnements, avec un impact à la hausse sur les charges d'exploitation de 5,6 M\$ pour 2018. Conformément à la décision D-2012-024¹⁶³, le Distributeur a tenu compte d'une proportion de 25 % de coûts fixes.

¹⁶² Pièce [B-0080](#), p. 46.

¹⁶³ [Page 85](#), par. 305.

- La réalisation de gains de l'ordre de 14,1 M\$ pour 2018 découlant d'actions de gestion courante. Ces gains sont établis sur la base d'une cible globale d'efficacité de 1,5 % des charges d'exploitation liées aux activités de base 2018.

[350] En excluant l'impact de 16,6 M\$ relié aux modifications à l'ASC 715, les activités de base se chiffrent à 984,6 M\$¹⁶⁴ et seraient en hausse de 26,9 M\$ (2,8 %) par rapport au montant autorisé et ajusté en 2017. En vertu du modèle paramétrique en vigueur, les charges d'exploitation de ces activités de base seraient établies à 973,6 M\$¹⁶⁵ pour l'année témoin 2018, et tiendraient compte des paramètres totalisant 15,9 M\$.

[351] En argumentation, le Distributeur fait valoir que l'enveloppe globale de 968,0 M\$ prévue en 2018 pour ses activités de base est à un niveau équivalent à l'enveloppe des charges établie selon le modèle paramétrique en vigueur sur la base de l'année historique 2016, soit 970,9 M\$¹⁶⁶. Le Distributeur souligne que l'ajout des effectifs s'inscrit ainsi à l'intérieur de l'enveloppe paramétrique¹⁶⁷.

[352] La Régie constate que l'enveloppe des activités de base demandée par le Distributeur est supérieure d'environ 10 M\$ en 2018, comparativement au modèle paramétrique en vigueur, dont le point de départ est le montant autorisé en 2017.

10.1.2.2 Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers

[353] Le tableau suivant présente la ventilation des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers, totalisant 331,1 M\$ pour l'année témoin 2018, soit les activités qui sont en lien avec les activités de base, mais qui ne peuvent entrer dans l'enveloppe de base, leur évolution étant fonction de facteurs d'indexation particuliers.

¹⁶⁴ Pièce [B-0064](#), p. 31.

¹⁶⁵ Pièce [B-0080](#), p. 49.

¹⁶⁶ Pièce [B-0080](#), p. 48.

¹⁶⁷ Pièce [B-0172](#), p. 13.

TABLEAU 20
ACTIVITÉS DE BASE AVEC FACTEURS D'INDEXATION PARTICULIERS

<i>(en M\$)</i>	<i>2016</i> <i>Année historique</i>	<i>2017</i> <i>(D-2017-022) ¹</i>	<i>2017</i> <i>Année de base</i>	<i>2018</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2018</i> <i>vs 2017 (D-2017-022)</i>	
Coût de retraite	46,1	(7,9)	87,1	123,7	131,6	(1665,8 %)
<i>Coût des services rendus</i>	25,7	22,3	113,5	126,8	104,5	468,6%
<i>Comptes d'écarts- Coût de retraite</i>	20,4	(30,2)	(26,4)	(3,1)	27,1	89,7%
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	25,2	31,7	25,7	29,3	(2,4)	(7,6 %)
Dépense de mauvaises créances	66,5	68,3	67,1	71,0	2,7	4,0%
Interventions en efficacité énergétique	16,5	20,0	20,0	25,0	5,0	25,0%
Maîtrise de la végétation	64,5	67,5	67,1	84,1	16,6	24,6%
Total	218,8	179,6	267,0	333,1	153,5	85,5%

Source : Pièce [B-0025](#), p. 9 et 7.

Note 1 : La décision D-2017-022 reflète les modifications apportées à la présentation des données reliées à la Stratégie pour la clientèle à faible revenu et à la Dépense de mauvaises créances.

Coût de retraite

[354] Le Distributeur indique que le coût de retraite d'Hydro-Québec s'appuie sur des évaluations actuarielles réalisées périodiquement par une firme externe d'actuaire conseils. Il présente les composantes du coût de retraite ainsi que les hypothèses actuarielles utilisées pour son évaluation¹⁶⁸.

[355] Selon l'évaluation actuarielle de capitalisation la plus récente, soit celle au 31 décembre 2016, le surplus de capitalisation est de 5 224 M\$, ce qui représente un ratio de capitalisation de 129,1 %. L'actif détenu par la caisse de retraite est donc suffisant pour couvrir les rentes futures. Quant au ratio de solvabilité, il est de 94,6 %.

[356] Le tableau suivant détaille le coût de retraite présenté à titre d'activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et le coût de retraite dans son ensemble du Distributeur.

¹⁶⁸ Pièce [B-0021](#).

TABLEAU 21
COÛT DE RETRAITE DU DISTRIBUTEUR

(en M\$)	Année historique 2016			Décision D-2017-022			D-2017-022-ajustée ASC 715			Année de base 2017			Année témoin 2018		
	Excluant les comptes d'écarts	Comptes d'écarts	Total	Excluant les comptes d'écarts	Comptes d'écarts	Total	Excluant les comptes d'écarts	Comptes d'écarts	Total	Excluant les comptes d'écarts	Comptes d'écarts	Total	Excluant les comptes d'écarts	Comptes d'écarts	Total
Coût de retraite															
Masse salariale	25,0	26,8	51,8	21,6	(28,0)	(6,4)	106,5	(28,0)	78,5	103,3	(24,8)	78,5	115,4	(2,5)	112,9
Charges de services partagés	7,8	4,3	12,1	7,0	(4,3)	2,7	41,6	(4,3)	37,3	39,6	(2,3)	37,3	50,8	(2,0)	48,8
Coûts capitalisés	(7,1)	(10,7)	(17,8)	(6,3)	2,1	(4,2)	(30,8)	2,1	(28,7)	(29,4)	0,7	(28,7)	(39,4)	1,4	(38,0)
Activités de base avec FIP	25,7	20,4	46,1	22,3	(30,2)	(7,9)	117,3	(30,2)	87,1	113,5	(26,4)	87,1	126,8	(3,1)	123,7
Autres composantes du coût des ASF							(101,2)	0,0	(101,2)	(118,7)	17,5	(101,2)	(121,6)	(17,6)	(139,2)
Frais corporatifs	0,8	0,2	1,0	0,7	(0,5)	0,2	3,6	(0,5)	3,1	3,1	0,0	3,1	3,5	(0,5)	3,0
Coût de retraite total	26,5	20,6	47,1	23,0	(30,7)	(7,7)	19,7	(30,7)	(11,0)	(2,1)	(8,9)	(11,0)	8,7	(21,2)	(12,5)

Source : Pièce [B-0021](#), p. 11.

FIP : Facteurs d'indexation particuliers, ASF : Avantages sociaux futurs.

[357] Le coût de retraite à titre d'activités de base avec facteurs d'indexation particuliers se chiffre à 123,7 M\$ pour l'année témoin 2018, en hausse de 36,6 M\$ (42,0 %) par rapport au montant autorisé et ajusté des modifications à l'ASC 715 de 87,1 M\$ pour l'année 2017. Cette hausse s'explique par les éléments suivants :

- une hausse de 9,5 M\$ entre le coût de retraite, avant la disposition des comptes d'écarts, au montant de 126,8 M\$ en 2018 et le montant autorisé et ajusté de 117,3 M\$ en 2017, attribuable au coût des services rendus;
- une hausse nette de 27,1 M\$ découlant de la variation des comptes d'écarts 2015 à 2017, incluant les intérêts, conformément aux traitements reconnus dans les décisions D-2011-028¹⁶⁹ et D-2012-024¹⁷⁰.

[358] Le coût de retraite total, avant la disposition des comptes d'écarts, s'élève à 8,7 M\$ et est en baisse de 11,0 M\$ (-55,8 %) en 2018 par rapport au montant autorisé et ajusté de 19,7 M\$ pour l'année 2017. Le Distributeur explique cette baisse par la hausse de la composante « Rendement prévu de l'actif » du régime pour 2018, étant donné l'augmentation de la valeur de l'actif entre ces périodes. Cette hausse de la composante « Rendement prévu de l'actif » est réduite, en partie, par l'effet de la baisse des taux d'intérêt à long terme prévue sur les marchés financiers, en particulier celle des taux d'actualisation, entre les dates d'établissement des prévisions.

¹⁶⁹ [Page 41](#), par. 148.

¹⁷⁰ [Pages 39 et 40](#).

Stratégie pour la clientèle à faible revenu

[359] Le Distributeur introduit trois modifications à la présentation des données relatives à la Stratégie pour la clientèle à faible revenu. Il présente au tableau suivant l'évolution sur la période 2012-2018 du soutien financier dont bénéficie la clientèle à faible revenu¹⁷¹.

TABLEAU 22
ÉVOLUTION DU SOUTIEN FINANCIER
DONT BÉNÉFICIE LA CLIENTÈLE À FAIBLE REVENU

Ententes de paiement personnalisées et radiations	Années historiques					2017		2018
						D-2017-022	Année de base	Année témoin
	2012	2013	2014	2015	2016			
Nombre d'ententes	14 785	19 232	37 408	44 218	46 768	51 000	48 000	49 400
an -1	9 956	14 785	19 232	37 408	44 218	48 000	46 768	48 000
an -2	4 420	9 956	14 785	19 232	37 408	44 218	44 218	46 768
Nombre d'ententes avec radiation	5 213	7 824	10 536	16 427	20 915	21 090	22 280	41 712
Radiation moyenne par entente (\$)	1 682	1 862	1 960	1 824	1 738	1 812	1 710	1 280
Radiations brutes totales (M\$)	8,8	14,6	20,7	29,9	36,3	38,2	38,1	53,4

Source : Pièce [B-0025](#), p. 10.

[360] La première modification a trait à la présentation du nombre d'ententes. À compter de 2018, cette rubrique comptabilise le nombre d'ententes avec radiation, plutôt que le nombre de radiations. De plus, la radiation moyenne par entente a remplacé la radiation moyenne, afin de présenter la valeur moyenne offerte sur le terme de l'entente. Le Distributeur précise que ces modifications n'affectent pas les données antérieures à 2018¹⁷².

[361] Les deuxième et troisième modifications sont introduites afin de mieux distinguer la dépense de mauvaises créances (DMC) attribuable à la clientèle à faible revenu de celle de sa clientèle régulière (résidentielle, commerciale, affaires et autres).

[362] La deuxième modification découle d'une réévaluation de la portion déjà provisionnée des radiations de la DMC des ménages à faible revenu (MFR) pour l'année 2017. Cette réévaluation résulte en une hausse de 10,2 M\$ du renversement de la provision

¹⁷¹ Pièce [B-0025](#), p. 9 et 10.

¹⁷² Pièce [B-0025](#), p. 9 et 10.

de la DMC dans les coûts de la Stratégie pour la clientèle à faible revenu et en une baisse équivalente de la DMC de la clientèle régulière¹⁷³.

[363] La troisième modification consiste à présenter, à même les coûts de la Stratégie pour la clientèle à faible revenu, la provision annuelle de mauvaises créances relative aux comptes à recevoir sous ententes MFR personnalisées actives en fin d'année. Ce montant représente le risque de non-recouvrement appliqué sur les différentes strates d'âge des comptes à recevoir sous ententes personnalisées actives¹⁷⁴.

[364] Le Distributeur précise que ces deux modifications n'ont aucun impact sur la DMC totale. Le tableau suivant présente les coûts de la Stratégie pour la clientèle à faible revenu pour les montants autorisés et redressés en 2017, avec et sans les changements à la présentation¹⁷⁵.

TABLEAU 23
COMPARAISON DES COÛTS DE LA STRATÉGIE POUR LA CLIENTÈLE À FAIBLE REVENU
AVEC ET SANS LES CHANGEMENTS À LA PRÉSENTATION (REDRESSÉS, M\$)

Rubriques de coûts	2017	
	D-2017-022	D-2017-022 ajustée des modifications
Soutien financier - Impact DMC	8,9	25,0
Soutien financier - radiations brutes	38,2	38,2
Renversment provision (DMC)	-15,3	-25,5
Radiations consommation - rabais sur ventes	-14,0	-14,0
Provision annuelle (ententes actives en fin d'année)		26,3
Coûts opérationnels	6,7	6,7
Masse salariale	4,1	4,1
Services externes	0,2	0,2
Charges de services partagés	2,4	2,4
Total	15,6	31,7

Source : Pièce [B-0025](#), p. 11.

¹⁷³ Pièce [B-0025](#), p. 11 et 12, et rapport annuel 2016 du Distributeur, pièce [HQD-2, doc. 3](#), p. 15.

¹⁷⁴ Pièce [B-0025](#), p. 12.

¹⁷⁵ Pièce [B-0025](#), p. 11.

[365] Le tableau suivant présente l'évolution des coûts pour le Distributeur de la Stratégie pour la clientèle à faible revenu entre 2011 et 2018, incluant les modifications de présentation qu'il propose dans le présent dossier¹⁷⁶.

TABLEAU 24
ÉVOLUTION DES COÛTS POUR LE DISTRIBUTEUR DE LA STRATÉGIE POUR LA
CLIENTÈLE À FAIBLE REVENU (REDRESSÉS, M\$)

Rubriques de coûts	Années historiques					2017		Année témoin 2018
	2012	2013	2014	2015	2016	D-2017-022 ajustée	Année de base	
Coûts opérationnels	2,1	3,1	4,7	5,7	5,6	6,7	5,5	6,9
Masse salariale	1,2	1,6	2,5	2,9	3,1	4,1	3,3	4,0
Services externes	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,5	1,0
Charges de services partagés	0,8	1,4	2,1	2,7	2,4	2,4	1,7	1,9
Soutien financier (impact client)	8,8	14,6	20,7	29,9	36,3	38,2	38,1	53,4
Radiation consommation - rabais sur ventes	3,0	4,9	9,2	10,7	12,3	14,0	12,7	18,3
Radiation de la dette totale - radiations brutes	5,8	9,7	11,5	19,2	24,0	24,2	25,4	35,1
Radiations (portion déjà provisionnée)	-7,3	-11,2	-15,0	-20,5	-23,5	-25,5	-24,8	-33,0
Provision annuelle (ententes actives en fin d'année)	11,7	18,2	26,7	22,8	19,1	26,3	19,6	20,3
Coûts totaux pour le Distributeur	15,3	24,7	37,1	37,9	37,5	45,7	38,4	47,6
Coûts totaux pour le Distributeur								
• Facteur Y - Stratégie pour la clientèle à faible revenu	12,3	19,8	27,9	27,2	25,2	31,7	25,7	29,3
Coûts opérationnels	2,1	3,1	4,7	5,7	5,6	6,7	5,5	6,9
Dépense de mauvaises créances	10,2	16,7	23,2	21,5	19,6	25,0	20,2	22,4
• Radiation consommation - rabais sur ventes *	3,0	4,9	9,2	10,7	12,3	14,0	12,7	18,3
	15,3	24,7	37,1	37,9	37,5	45,7	38,4	47,6

Source : Pièce [B-0025](#), p. 12.

[366] Le Distributeur prévoit que, pour l'année témoin 2018, le coût total de la Stratégie pour la clientèle à faible revenu s'élèvera à 47,6 M\$, en hausse de 1,9 M\$ (4,2 %) par rapport au montant autorisé et redressé en 2017. Ce coût comprend 18,3 M\$ en rabais sur ventes, alors que 29,3 M\$ découlent de la Stratégie pour la clientèle à faible revenu.

[367] Par ailleurs, le soutien financier dont bénéficiera la clientèle à faible revenu en 2018 (radiations brutes plus rabais sur ventes) s'élèvera à 53,4 M\$, en hausse de 15,2 M\$ (39,8 %) par rapport au montant autorisé et redressé en 2017. Cette hausse découle d'une augmentation de 10,9 M\$ des radiations brutes et de 4,3 M\$ des rabais sur ventes.

[368] Le Distributeur prévoit que les coûts opérationnels de la Stratégie pour la clientèle à faible revenu seront de 6,9 M\$ en 2018, pratiquement inchangés par rapport au montant de 6,7 M\$ autorisé en 2017.

¹⁷⁶ Pièce [B-0025](#), p. 12.

[369] **La Régie approuve les modifications proposées par le Distributeur à la présentation des données relatives à la Stratégie pour la clientèle à faible revenu.**

[370] **La Régie approuve le budget de 29,3 M\$ demandé par le Distributeur au titre de la Stratégie pour la clientèle à faible revenu pour l'année témoin 2018, incluant les coûts opérationnels de 6,9 M\$.**

Dépense de mauvaises créances

[371] Le tableau suivant présente l'évolution de la DMC du Distributeur entre 2012 et 2018¹⁷⁷.

TABLEAU 25
DÉPENSE DE MAUVAISES CRÉANCES (REDRESSÉE, EN M\$)

	Années historiques					2017		Année témoin 2018
	2012	2013	2014	2015	2016	D-2017-022 ajustée	Année de base	
Stratégie pour la clientèle à faible revenu (soutien financier - impact DMC)	10,2	16,7	23,2	21,5	19,6	25,0	20,2	22,4
<i>Radiation de la dette totale - radiations brutes</i>	5,8	9,7	11,5	19,2	24,0	24,2	25,4	35,1
<i>Radiation (portion déjà provisionnée)</i>	(7,3)	(11,2)	(15,0)	(20,5)	(23,5)	(25,5)	(24,8)	(33,0)
<i>Provision annuelle (ententes actives en fin d'année)</i>	11,7	18,2	26,7	22,8	19,1	26,3	19,6	20,3
Dépense de mauvaises créances	73,4	71,3	68,1	73,0	66,5	68,3	67,1	71,0
<i>Clientèle régulière (résidentielle, commerciale et affaires)</i>	68,5	69,1	69,6	71,6	63,5	66,0	64,8	68,7
<i>Autres</i>	4,9	2,2	(1,5)	1,4	3,0	2,3	2,3	2,3
Total de la dépense de mauvaises créances	83,6	88,0	91,3	94,5	86,1	93,3	87,3	93,4

Source : Pièce [B-0025](#), p. 13.

[372] Le Distributeur prévoit une DMC de 93,4 M\$ pour l'année témoin 2018, pratiquement inchangée par rapport au montant autorisé ajusté de 2017. La DMC comporte deux composantes : la « Stratégie pour la clientèle à faible revenu » (22,4 M\$) et la « DMC » proprement dite (71,0 M\$).

[373] Le Distributeur indique qu'en 2016, le taux de la DMC sur les ventes a atteint un niveau historiquement bas. Cette baisse résulte des températures plus chaudes de l'hiver 2015-2016 et des diverses mesures de recouvrement mises en place depuis 2015. Le taux de la DMC sur les ventes de l'année de base a été révisé à la baisse, comparativement au

¹⁷⁷ Pièce [B-0025](#), p. 13.

taux reconnu pour 2017, afin de prendre en considération le fait que les températures de l'hiver 2016-2017 ont également été plus douces et que les mesures de recouvrement se poursuivent.

[374] Le Distributeur indique que, pour l'année témoin 2018, il prévoit le taux de DMC sur les ventes, en fonction des températures normales et tenant compte de la poursuite de la mise en place des mesures de recouvrement visant à limiter la hausse des mauvaises créances.

[375] La Régie approuve, pour l'année témoin 2018, le budget de 71,0 M\$ demandé par le Distributeur au titre de la dépense de mauvaises créances de la clientèle régulière.

Approche globale de recouvrement

[376] Le Distributeur mentionne que l'ensemble des mesures énumérées dans l'approche globale de recouvrement présentées au dossier R-3980-2016 ont été mises en place. Cette approche vise à offrir des solutions au client tout au long de sa relation contractuelle avec le Distributeur, tant avant qu'un retard de paiement ne survienne qu'une fois que le client est en situation de recouvrement. Le Distributeur souligne que, pour les années 2017 et 2018, il concentre ses efforts sur la clientèle MFR¹⁷⁸.

[377] Par ailleurs, le Distributeur rappelle qu'au cours des années 2014 à 2016, il a procédé, en collaboration avec des associations de consommateurs, à un projet pilote afin de tester les impacts que pourrait avoir la mise en place d'une entente pour des clients non MFR fortement endettés envers Hydro-Québec.

[378] Les résultats du projet pilote ayant été positifs, le Distributeur annonce qu'il commencera à offrir la nouvelle entente en 2018.

[379] La Régie prend acte de l'intention du Distributeur de commencer à offrir en 2018 la nouvelle entente pour clients non MFR fortement endettés envers lui.

¹⁷⁸ Pièce [B-0025](#), p. 14 et 15.

Charges relatives aux interventions en efficacité énergétique

[380] Le Distributeur prévoit des charges relatives aux IEÉ de 25,0 M\$ pour l'année témoin 2018, en hausse de 5,0 M\$ (25,0 %) par rapport au montant autorisé de 20,0 M\$ en 2017. La prévision 2018 est aussi en hausse de 8,5 M\$ (51,5 %) par rapport au montant de 16,5 M\$ de l'année historique 2016.

[381] Le Distributeur explique la hausse de 8,5 M\$ principalement par la campagne « Les Bons réflexes » qui n'avait pas été réalisée en 2016 et le report de l'évolution du site Web « Mieux consommer » (3,5 M\$), le report de la mise en œuvre du programme « Charges interruptibles résidentielles – Chauffe eau » en 2016 (4,0 M\$), ainsi que divers montants pour les interventions aux marchés Commercial, Institutionnel, Industriel et en RA (1,0 M\$)¹⁷⁹.

[382] L'AHQ-ARQ recommande de réduire les charges relatives aux IEÉ de 8 M\$ pour l'année 2018, afin de tenir compte de la surestimation systématique de ces charges au cours des six dernières années.

[383] La FCEI et OC recommandent de refuser les charges liées au programme « Charges interruptibles résidentielles – Chauffe eau ».

[384] Tel qu'illustré au tableau suivant, la Régie observe une surestimation annuelle moyenne des charges relatives aux IEÉ, entre le montant demandé et le réel, de 14,3 M\$ sur la période de 2012-2016. Elle observe aussi une surestimation moyenne, entre le montant autorisé et le réel, de 11,7 M\$ sur cette période.

¹⁷⁹ Pièce [B-0080](#), p. 57.

TABLEAU 26
ÉVOLUTION DES CHARGES RELATIVES AUX IEÉ

<i>(en M\$)</i>	<i>Année témoin (demandée)</i>	<i>Année témoin (autorisée)</i>	<i>Année de base</i>	<i>Année historique</i>	<i>Variation Année historique vs Demandée</i>	
2012	51,9	44,1	38,1	30,6	(21,3)	(41,0 %)
2013	35,0	35,0	34,5	29,4	(5,6)	(16,0 %)
2014	34,5	34,5	29,3	23,7	(10,8)	(31,3 %)
2015	35,0	35,0	35,0	20,0	(15,0)	(42,9 %)
2016	35,1	30,1	29,5	16,5	(18,6)	(53,0 %)
2017	30,0	20,0	20,0		(10,0)	(33,3 %)
2018	25,0					

Source : Pièce [B-0080](#), p. 57.

[385] La Régie considère que la prévision des charges relatives aux IEÉ doit être recalibrée afin de corriger le biais systématique constaté chaque année depuis 2008¹⁸⁰, et plus récemment en 2016. De plus, elle prend en considération la réduction du budget de certains programmes, dont les « Charges interruptibles résidentielles – Chauffe-eau » (voir la section 13.3).

[386] La Régie est ainsi d’avis que le budget pour l’année témoin 2018 pour les Interventions en efficacité énergétique est surestimé. Elle juge qu’il est raisonnable de réduire les charges relatives aux Interventions en efficacité énergétique d’un montant de 8 M\$, et de les fixer à la hauteur des charges de l’année historique 2016 ajustées pour l’inflation.

10.1.2.3 Programme « Maîtrise de la végétation »

[387] Le Distributeur demande une augmentation importante des charges consacrées à la maîtrise de la végétation. Il soutient que les sommes allouées à la maîtrise de la végétation permettront d’assurer la sécurité du public et des employés et de répondre aux préoccupations exprimées par plusieurs municipalités qui souhaitent voir une réduction du nombre de pannes et une amélioration de la fiabilité de l’alimentation. Il présente cinq facteurs qui motivent, à son avis, l’augmentation des ressources.

¹⁸⁰ Pièce [B-0080](#), p. 57.

[388] Le Distributeur identifie l'état de dégagement du réseau aérien comme premier facteur. Il constate qu'en moyenne tension, 48 % des portées ont des branches dans la zone de sécurité, c'est-à-dire à moins de 60 cm des fils. Aussi, plus de 50 % des portées du réseau aérien de distribution sont affectées par la végétation incompatible, nécessitant ainsi des travaux de dégagement¹⁸¹. Le Distributeur note que les chutes d'arbres et de branches sont à l'origine de 40 % des pannes liées à son réseau de moyenne tension. Cette proportion peut atteindre jusqu'à 70 % dans certains secteurs très boisés¹⁸².

[389] Deuxièmement, sur la base d'une étude de balisage réalisée en 2016 par CN Utility Consulting Inc. (CNUC), le Distributeur souligne qu'il consacre en moyenne moins de ressources à la maîtrise de la végétation que les autres entreprises sondées. Il note que ces dernières consacrent en moyenne 1 216 \$US par mile de réseau à la maîtrise de la végétation, comparativement à 963 \$US pour le Distributeur¹⁸³.

[390] Dans un tel contexte, le Distributeur précise que l'effet combiné de l'état d'encombrement de son réseau par la végétation incompatible et le fait qu'il consacre en moyenne moins de ressources par mile de réseau à ses activités de maîtrise de la végétation¹⁸⁴ contribue à allonger ses cycles de retour. Ainsi, le Distributeur constate que le cycle de retour réel de 5,98 ans est près de deux ans supérieur au cycle requis qui est de quatre ans. Selon le Distributeur, cet écart est l'un des plus élevés parmi les entreprises ayant participé au balisage.

[391] Troisièmement, pour évaluer l'incidence sur le réseau des pannes liées à la végétation, le Distributeur privilégie l'utilisation de l'indicateur « *taux de pannes liées à la végétation par 100 km basé sur 85 % des jours les plus performants* »¹⁸⁵ (ci-après le Taux de pannes). Le Distributeur explique que cet indicateur, qui exclut 15 % des journées ayant connu le plus grand nombre de pannes, illustre la performance en situation normale d'exploitation, sans tenir compte de l'effet des événements climatiques majeurs sur lesquels la maîtrise de la végétation a moins d'influence¹⁸⁶.

¹⁸¹ Pièce [B-0025](#), p. 26. Le Distributeur a subséquemment déposé une révision des pages 27 et 28 de ce document, sous la cote B-0102.

¹⁸² Pièce [B-0102](#), p. 28.

¹⁸³ Pièce [B-0102](#), p. 27.

¹⁸⁴ Pièce [B-0102](#), p. 27.

¹⁸⁵ Pièce [B-0025](#), HQD-8, doc. 1 (Annexe B), p. 29 de 34.

¹⁸⁶ Pièce [B-0025](#), p. 29 et 30.

[392] Le Distributeur constate que le Taux de pannes a subi une augmentation tendancielle de 42 % durant la période 2007-2016, pour s'établir, en 2016, à 2,5 pannes par 100 km de réseau. Cette situation s'explique par la dégradation de l'état de dégagement de son réseau, ainsi que par la chute d'arbres à risque élevé de pannes sur le réseau.

[393] Le Distributeur n'identifie pas explicitement un seuil du Taux de pannes à partir duquel la situation de son réseau devient critique en termes de fiabilité. Il soutient plutôt que son objectif vise à ralentir la progression du Taux de pannes. Il prévoit stabiliser le taux de pannes et vise à le réduire de 14 % par rapport à un niveau estimé de 2,35 pannes par 100 km de réseau à la fin de l'année 2017¹⁸⁷.

[394] Le Distributeur identifie également un quatrième facteur à l'origine de sa demande : l'infestation par l'agrile du frêne. En 2015, le nombre d'arbres infestés à proximité de son réseau de moyenne tension s'élevait à près de 58 000 frênes sur le territoire de l'île de Montréal et à quelques centaines de milliers pour l'ensemble de son territoire¹⁸⁸. Le Distributeur précise que, malgré la mise en place d'un plan de lutte par l'utilisation de traitements biologiques pour ralentir l'infestation, l'abattage reste la seule méthode pour limiter les risques liés à la propagation.

[395] Interrogé par OC à propos du coût associé aux interventions contre l'agrile du frêne, le Distributeur estime ce coût en proportion du nombre de frênes à abattre par rapport relativement au nombre total d'arbres que le Distributeur prévoit abattre pendant la durée du plan de lutte par l'utilisation de traitements biologiques pour ralentir l'infestation¹⁸⁹.

[396] Finalement, le Distributeur souligne la préoccupation grandissante des municipalités face au nombre de pannes des dernières années, ce qui se manifeste par un accroissement des demandes auprès du Distributeur afin que des actions concrètes soient mises en œuvre¹⁹⁰.

[397] Afin de répondre aux sollicitations des municipalités, le Distributeur souligne qu'il a mis à l'essai et appliqué une nouvelle façon de faire en maîtrise de la végétation, qui comprend notamment le déboisement à cycle court, testée sur des sites dans les villes de

¹⁸⁷ Pièce [A-0049](#), p. 69 à 72 et [B-0127](#), p. 39 à 41.

¹⁸⁸ Pièce [B-0025](#), p. 30 et 31.

¹⁸⁹ Pièce [A-0048](#), p. 180 et 181.

¹⁹⁰ Pièce [B-0025](#), p. 31.

Blainville et de St-Lazare¹⁹¹. De l'avis du Distributeur, cette nouvelle approche suggère une diminution importante de la durée moyenne d'une panne¹⁹².

[398] Le Distributeur indique également qu'il a effectué des consultations auprès de municipalités. Des programmes d'intervention spécifiques en maîtrise de la végétation seront déployés dans plusieurs d'entre elles afin de réduire le nombre de pannes. Puisque des discussions avec d'autres municipalités sont prévues, le Distributeur anticipe des demandes de travaux additionnels qui accroîtront la pression, déjà importante, sur la capacité de réalisation des activités cycliques planifiées de maintien de la végétation.

[399] En audience, le Distributeur précise par ailleurs qu'il observe une nette tendance à la hausse du nombre d'heures annuelles avec vitesse de rafales supérieure à 50 km/h enregistré à Montréal sur la période de 2007-2016¹⁹³.

[400] À la suite de ces constats, le Distributeur a développé un plan d'action qui permettra, selon lui, de répondre adéquatement aux préoccupations grandissantes de sa clientèle à l'égard de la fiabilité de l'alimentation électrique et d'aborder les questions de sécurité associées aux écarts entre les cycles réel et requis de dégagement¹⁹⁴. Le Distributeur résume, dans les tableaux suivants, les éléments de son plan d'action visant à rétablir son cycle d'élagage à quatre ans, ainsi que les coûts de ce plan sur la période 2016-2023.

TABLEAU 27
NOMBRE D'UNITÉS NATURELLES
PAR ACTIVITÉ DE MAÎTRISE DE LA VÉGÉTATION 2016-2023

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023 et +
Élagage (portées)	141 366	150 000	175 000	200 000	200 000	200 000	200 000	200 000
Déboisement d'élimination d'élagage (portées)	14 722	18 000	23 000	30 000	30 000	30 000	30 000	7 000
Déboisement cycle court (portées)	4 279	0	20 000	25 000	30 000	35 000	40 000	42 000
Abattage (arbres)	44 129	86 000	80 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000

Source : Pièce [B-0025](#), p. 33.

¹⁹¹ Pièce [B-0025](#), p. 26.

¹⁹² Pièce [A-0048](#), p. 54.

¹⁹³ Pièce [B-0149](#), p. 28.

¹⁹⁴ Pièce [B-0025](#), p. 31.

TABLEAU 28
COÛTS DE DÉPLOIEMENT DU PLAN D'ACTION 2016-2023

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023 et +
Coûts opérationnels								
Services externes	56,3	59,0	72,6	84,6	86,5	88,4	90,5	84,3
Masse salariale	8,2	8,5	11,5	13,1	13,0	13,6	13,9	13,8
Total	64,5	67,5	84,1	97,7	99,5	102,0	104,4	98,1
Nombre d'ETC	81	79	109	120	115	116	115	111

Source : Pièce [B-0025](#), p. 33.

[401] Selon le Distributeur, le plan d'action proposé permettra d'atteindre un dégagement adéquat sur un horizon de cinq ans. Il permettra également de traiter l'ensemble des portées ayant un potentiel de déboisement, réduisant l'élagage, et de passer graduellement au déboisement cycle court. À compter de 2023, le déboisement d'élimination d'élagage diminuera considérablement puisque la majorité des 250 000 portées potentielles auront été traitées et le déboisement cycle court atteindra le niveau souhaité¹⁹⁵.

[402] Le Distributeur propose d'évaluer la performance de son plan d'action par l'introduction et le suivi d'indicateurs permettant de mesurer l'impact des trois types de travaux :

- Élagage : Écart entre le cycle réel et le cycle requis ainsi que pourcentage de portées pour lesquelles la végétation est située à moins de 60 cm des fils de moyenne tension;
- Abattage : Évolution des taux de pannes liées à la végétation basés sur 85 % des jours les plus performants;
- Déboisement : Nombre de portées traitées annuellement en cycle court par rapport au nombre de portées traitées en déboisement d'élimination d'élagage.

[403] Le Distributeur demande donc pour l'année témoin 2018 un budget de 84,1 M\$ au titre de la maîtrise de la végétation, en hausse de 16,6 M\$ (24,6 %) par rapport au montant autorisé de 67,5 M\$ 2017. Cette hausse se répartit comme suit :

Services externes : 13,6 M\$ (23,1 %);
Masse salariale : 3,0 M\$ (35,3 %).

¹⁹⁵ Pièce [B-0025](#), p. 33.

[404] Le Distributeur précise que la hausse de la masse salariale est en grande partie due à l'embauche de 30 ETC supplémentaires entre 2017 et 2018¹⁹⁶ (voir la section 10.1.1.1). Interrogé par la Régie, le Distributeur précise que :

« [...] [il] anticipe une hausse de l'ampleur des contrats attribués aux entreprises spécialisées en arboriculture-réseau, ce qui nécessitera l'embauche de personnel technique, principalement des techniciens forestiers qui s'assureront notamment de réaliser l'inventaire des travaux, de contrôler la qualité des travaux, de visiter les demandes des clients et d'intervenir lors de pannes. L'embauche d'ingénieurs forestiers est également nécessaire afin de réaliser la planification, l'encadrement et le contrôle adéquat des travaux.

En effet, le Distributeur doit planifier les travaux requis et réaliser l'inventaire des travaux avant que les entrepreneurs puissent honorer leurs engagements. Par la suite, le Distributeur doit s'assurer que le travail a été effectué conformément aux exigences techniques »¹⁹⁷.

[405] À propos de l'augmentation tendancielle du Taux de pannes, OC estime qu'il est difficile d'établir une tendance claire à la hausse à partir des chiffres fournis par le Distributeur¹⁹⁸, étant donné la variation importante d'une année à l'autre de l'indicateur et la courte période de temps¹⁹⁹. En réponse à une question de la Régie, le Distributeur précise que les résultats de ses estimations pour établir cette tendance sont significatifs, quelle que soit la période sur laquelle elle est mesurée²⁰⁰.

[406] En contre-interrogatoire, OC demande au Distributeur si la tendance à l'augmentation des rafales sur une période de 10 ans, illustrée par le Distributeur²⁰¹, est statistiquement significative²⁰². Le Distributeur confirme que cette tendance est significative avec un niveau de confiance de 85 %²⁰³. De plus, en réponse à un engagement, le Distributeur dépose un graphique représentant l'évolution de ce même indicateur sur une période de 20 ans²⁰⁴. Le Distributeur en conclut que les résultats illustrés confirment la

¹⁹⁶ Pièce [B-0026](#), p. 7.

¹⁹⁷ Pièce [B-0080](#), p. 64.

¹⁹⁸ Pièce [B-0087](#), p. 40.

¹⁹⁹ Pièce [C-OC-0006](#), p. 9.

²⁰⁰ Pièce [B-0127](#), p. 40 et 41.

²⁰¹ Pièce [B-0149](#), p. 28.

²⁰² Pièce [A-0048](#), p. 182.

²⁰³ Pièce [B-0156](#), p. 3.

²⁰⁴ Pièce [B-0157](#), p. 3.

tendance à l'augmentation du nombre d'heures annuel avec rafales égales ou supérieures à 50 km/h à Montréal. La démonstration du Distributeur ne convainc pas l'intervenante, qui considère que ces graphiques ne révèlent aucune tendance claire dans l'évolution du Taux de pannes²⁰⁵.

[407] OC soumet que le Distributeur n'a pas fait la démonstration de la nécessité de réduire de six à quatre années son cycle de retour. Elle note, à partir des données du CNUC, que le cycle moyen des entreprises balisées, soit 5,3 années, a été atteint par le Distributeur avec un budget similaire à celui de 2017. Par ailleurs, OC considère que les résultats des indicateurs de fiabilité de service ne montrent pas d'urgence à augmenter substantiellement le budget du programme de maîtrise de la végétation. Enfin, « [b]ien qu'il soit important que le Distributeur soit à l'affût des impacts potentiels que les changements climatiques pourraient avoir sur son réseau, aucune donnée n'établit de lien clair entre les changements climatiques et le nombre de pannes »²⁰⁶.

[408] OC recommande donc d'octroyer la moitié de la hausse demandée, soit un montant de 8,5 M\$. L'intervenante recommande également qu'une étude soit menée par l'entreprise CNUC afin de déterminer les cycles de retour optimaux du Distributeur et de faire des recommandations à cet égard avant l'octroi de montants plus importants pour le programme de maîtrise de la végétation²⁰⁷.

[409] Toutefois, si la Régie devait accepter la demande du Distributeur d'augmenter les budgets du programme de maîtrise de la végétation, OC recommande un suivi serré du programme afin, notamment, de valider que les actions entreprises permettent l'atteinte des cibles fixées. Elle recommande également l'utilisation d'indicateurs plus granulaires, dont des indicateurs qui varient selon la densité du réseau du Distributeur (urbain, rural, éloigné). Enfin, elle recommande la séparation des budgets et des activités d'abattage liés à la problématique distincte de l'agrile du frêne²⁰⁸.

[410] SÉ invite la Régie à accorder au Distributeur les charges requises pour l'amélioration de la maîtrise de la végétation. De l'avis de l'intervenante, la variable la plus pertinente pour comprendre l'évolution des taux de pannes causées par le verglas est, selon les régions, les sommes dédiées au contrôle de la végétation, plus encore que les variations de durée et

²⁰⁵ Pièce [A-0063](#), p. 249 à 250.

²⁰⁶ Pièce [C-OC-0011](#), p. 6.

²⁰⁷ Pièce [C-OC-0011](#), p. 6 et 7.

²⁰⁸ Pièce [C-OC-0011](#), p. 6 et 7.

d'intensité du verglas. S'É soumet également que la sécurité et la fiabilité du réseau sont primordiales pour des motifs environnementaux, tel que souligné par la Commission Nicolet, afin d'éviter que les consommateurs, pour leurs charges non captives de l'électricité, ne soient tentés de se tourner vers des sources d'énergie plus polluantes ou hésitent à se convertir à partir de telles sources vers l'électricité²⁰⁹.

[411] L'UMQ appuie également la demande du Distributeur d'augmenter le budget lié à son programme de maîtrise de la végétation. L'intervenante motive sa recommandation par la propagation de l'agrile du frêne et l'arrivée imminente d'autres insectes ravageurs, ainsi que par la fragilisation de certains arbres lors du verglas de 1998²¹⁰. Elle demande également au Distributeur de s'assujettir volontairement à l'ensemble des dispositions réglementaires des municipalités en matière de maîtrise de la végétation, afin d'optimiser les efforts tant publics que privés à ce sujet²¹¹. Finalement, l'UMQ recommande que le Distributeur accroisse ses activités de sensibilisation de la population à l'impact de la végétation aux abords de son réseau et de ses équipements, tant en termes de sécurité que d'interventions futures pour sécuriser le réseau aérien²¹².

[412] En réponse à l'UMQ, le Distributeur indique que le manque d'uniformité entre les municipalités en matière de contrôle de la végétation est problématique et qu'il devient par conséquent difficile de s'ajuster à tous les règlements au passage des frontières des municipalités²¹³. Le Distributeur demeure néanmoins ouvert à des discussions avec l'UMQ à cet égard²¹⁴.

Opinion de la Régie

[413] La Régie considère que le fait que le Distributeur dépense moins comparativement à ses pairs en maîtrise de la végétation ne donne aucune indication du degré d'encombrement de son réseau par la végétation et ne peut servir à juger de la nécessité d'intervenir par rapport à cet état.

²⁰⁹ Pièce [C-SÉ-0009](#), p. 17.

²¹⁰ Pièce [C-UMQ-0010](#), p. 4.

²¹¹ Pièce [C-UMQ-0010](#), p. 6 et 7.

²¹² Pièce [C-UMQ-0010](#), p. 7.

²¹³ Pièces [A-0048](#), p. 244, et [C-UMQ-0010](#), p. 5.

²¹⁴ Pièces [A-0048](#), p. 247 et 248, et [C-UMQ-0010](#), p. 5.

[414] La Régie juge que le Distributeur n'a pas démontré qu'un cycle de retour réel moyen de six ans dénote une situation grave ou même préoccupante. La Régie partage l'avis d'OC à l'effet que le bien-fondé de l'objectif du Distributeur d'atteindre un cycle de retour de quatre ans n'a pas été démontré.

[415] Le Distributeur fait état d'une augmentation tendancielle du Taux de pannes dues à la végétation. Cette tendance n'étant pas statistiquement significative aux niveaux de confiance habituels, la Régie comprend qu'il s'agit plutôt d'une indication²¹⁵. De plus, la Régie note que le Distributeur n'établit pas de seuil critique pour ce taux.

[416] Au surplus, la Régie constate, à l'examen des données déposées par le Distributeur portant sur le nombre d'heures annuelles de rafales dont la vitesse est supérieure à 50 km/h, que ces dernières ne fournissent pas une démonstration claire et sans équivoque de leur augmentation tendancielle sur une période de 20 ans²¹⁶.

[417] La Régie note par ailleurs que, bien qu'il s'agisse d'une problématique affectant la sécurité et la fiabilité du réseau de distribution, le Distributeur n'a pas été en mesure de fournir une estimation précise des coûts imputables à la lutte contre l'agrile du frêne.

[418] Relativement à la proposition du Distributeur d'intégrer et de suivre l'évolution de nouveaux indicateurs pour évaluer la performance de ses travaux d'élagage, d'abattage et de déboisement, la Régie considère que l'ajout de ces indicateurs n'est pas opportun. Elle juge ces indicateurs trop granulaires pour ses besoins. La Régie est d'avis qu'elle dispose de suffisamment d'indicateurs pour surveiller la qualité de service de son réseau, dont, notamment, l'indice de continuité normalisé qui fait l'objet d'un examen lors du dossier tarifaire²¹⁷ et du rapport annuel²¹⁸.

[419] En conséquence, la Régie est d'avis que le Distributeur n'a pas fait la démonstration des besoins d'accroître les ressources dédiées à la maîtrise de la végétation dans les proportions demandées.

²¹⁵ Pièce [B-0127](#), p. 39 à 41.

²¹⁶ Pièce [B-0157](#), p. 3.

²¹⁷ Pièce [B-0009](#), p. 13.

²¹⁸ Rapport annuel 2016 du Distributeur, [HQD-12, doc. 1](#), p. 45 et 46.

[420] **Pour ces raisons, la Régie n'accorde au Distributeur aucune somme liée à des ETC supplémentaires pour le programme de maîtrise de la végétation. De plus, elle estime que le Distributeur, avec ses pistes d'amélioration continue, a la capacité d'améliorer la maîtrise de la végétation à même ses ressources humaines actuelles.**

[421] **La Régie accorde 6,8 M\$ au Distributeur pour les services externes, afin qu'il puisse agir contre l'infestation de l'agrile du frêne. La Régie approuve donc un budget total de 74,3 M\$ au titre de la maîtrise de la végétation pour l'année témoin 2018.**

[422] **Enfin, la Régie souhaite que le Distributeur poursuive ses discussions avec les municipalités et qu'il mette en œuvre, en collaboration avec celles-ci, un meilleur contrôle de la végétation, particulièrement en regard du traitement de l'agrile du frêne.**

10.1.2.4 Disposition des compte d'écarts et de reports

[423] Conformément aux modalités de disposition reconnues par la Régie dans sa décision D-2013-037²¹⁹, le Distributeur dispose du solde du compte d'écarts relatif aux pannes majeures aux revenus requis 2018, pour un montant de 4,1 M\$, dont les intérêts sont négligeables. Cet écart représente l'excédent du seuil de 16,0 M\$ du coût des pannes majeures de 20,1 M\$ pour l'année 2016²²⁰. La Régie note que le Distributeur dispose correctement du compte d'écarts – Pannes Majeures.

[424] La Régie accepte de verser aux revenus requis 2018 le solde créditeur de 2,4 M\$²²¹ au 31 décembre 2017 du compte d'écarts relatif aux modifications à l'ASC 715 (voir la section 4.1). Cet écart est constitué de 78,4 M\$ pour les charges d'exploitation, de -83,2 M\$ pour les autres composantes des ASF et de 2,4 M\$ pour les frais corporatifs.

[425] À la suite de la décision D-2017-119 rejetant le Programme de conversion, la Régie refuse de verser aux revenus requis 2018 le solde de 0,3 M\$²²² du compte d'écarts relatif aux charges d'exploitation pour l'année 2017 (voir la section 4.6).

²¹⁹ Décision [D-2013-037](#), p. 42, par. 136.

²²⁰ Pièce [B-0040](#), p. 16.

²²¹ Pièce [B-0040](#), p. 20, tableau 11.

²²² Pièce [B-0040](#), p. 20, tableau 10.

10.1.3 CONCLUSION SUR LES CHARGES D'EXPLOITATION

[426] Le Distributeur présente des charges d'exploitation qui s'élèvent à un montant total de 1 383,9 M\$ pour l'année témoin 2018.

[427] Après avoir analysé les charges d'exploitation de façon spécifique et leur évolution selon une approche globale, la Régie considère que le montant prévu par le Distributeur pour l'année témoin 2018 est surestimé.

[428] La Régie approuve un montant de l'ordre de 1 341,4 M\$ pour les charges d'exploitation de l'année témoin 2018. La réduction de 42,5 M\$ résulte des modifications suivantes :

- **réduction de 15,9 M\$²²³ de la masse salariale et des effectifs (voir la section 10.1.1.1);**
- **réduction de 6,3 M\$²²⁴ des services professionnels et autres (voir la section 10.1.1.1);**
- **réduction de 5,0 M\$ des coûts de la VPTIC (voir la section 10.1.1.2);**
- **réduction globale de 8 M\$ des charges relatives aux IEE (voir les sections 10.1.2.2 et 13.3);**
- **réduction de 6,8 M\$ des coûts de maîtrise de la végétation (voir la section 10.1.2.3);**
- **retrait de 0,5 M\$²²⁵ des charges d'exploitation à la suite de la décision D-2017-119 rejetant le Programme de conversion (voir la section 4.6).**

²²³ Inclut une réduction des salaires de base de 2,8 M\$, reliée aux 30 ETC associés au programme « Maîtrise de la végétation ».

²²⁴ Réduction totale de 11,8 M\$, dont une réduction de 5,5 M\$ reliée aux IEE.

²²⁵ Inclut le solde du compte d'écarts de 0,3 M\$ pour l'année 2017 et les charges d'exploitation de 0,2 M\$ pour l'année témoin 2018.

10.2 AUTRES CHARGES

[429] Les autres charges s'élèvent à un montant de 943,2 M\$ pour l'année témoin 2018, soit une baisse de 163,6 M\$ (14,8 %) par rapport au montant autorisé en 2017. Le tableau suivant présente le détail des autres charges.

TABLEAU 29
AUTRES CHARGES

<i>(en M\$)</i>	<i>2016</i> <i>Année historique</i>	<i>2017</i> <i>(D-2016-022)¹</i>	<i>2017</i> <i>Année de base</i>	<i>2018</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2018</i> <i>vs 2017 (D-2017-022)</i>	
Achats de combustible	69,5	86,5	86,5	94,8	8,3	9,6 %
Achats de combustible	77,1	86,2	83,3	97,2	11,0	12,8 %
Comptes d'écarts	(7,6)	0,3	3,2	(2,4)	(2,7)	(900,0 %)
Amortissement et déclassement	641,2	905,8	918,4	755,4	(150,4)	(16,6 %)
Immobilisations en exploitation	492,1	475,3	488,0	500,6	25,3	5,3 %
Contrat de location-acquisition	2,3	2,6	2,4	2,4	(0,2)	(7,7 %)
Actifs incorporels en exploitation	88,1	84,1	84,0	30,1	(54,0)	(64,2 %)
Autres actifs	180,1	171,3	171,5	162,6	(8,7)	(5,1 %)
Coûts nets liés aux sorties d'actifs	7,9	13,0	13,0	13,0	0,0	0,0 %
Compte de nivellement pour aléas climatiques	(129,3)	159,5	159,5	46,7	(112,8)	(70,7 %)
Comptes d'écarts et de reports	(8,6)	0,0	0,0	(3,5)	(3,5)	
Taxes	81,9	114,5	114,5	96,5	(18,0)	(15,7 %)
Services publics, municipales et scolaires	57,2	60,0	60,0	60,6	0,6	1,0 %
Transition énergétique Québec (TEQ)	24,7	54,5	54,5	35,9	(18,6)	(34,1 %)
TEQ (anciennement BEIÉ)	35,6	35,9	35,9	35,9	0,0	0,0 %
Comptes d'écarts	(10,9)	18,6	18,6	0,0	(18,6)	(100,0 %)
Total	784,0	1 106,8	1 119,4	943,2	(163,6)	(14,8 %)

Source : Pièce [B-0031](#), p. 5.

Note 1 : La décision [D-2017-022](#) (p. 126, par. 467) inclut la réallocation de la réduction globale de la charge totale d'amortissement de 15,0 M\$.

[430] La Régie examine ci-après chaque rubrique des autres charges, soit les achats de combustible, l'amortissement et le déclassement, les CER ainsi que les taxes.

10.2.1 ACHATS DE COMBUSTIBLE

[431] Pour l'année témoin 2018, le Distributeur demande l'approbation d'un budget de 94,8 M\$, provenant de sa prévision des besoins d'achats de combustible de 97,2 M\$ et d'un solde total de -2,4 M\$ des comptes d'écarts de 2016 et 2017²²⁶.

[432] Le budget demandé par le Distributeur est en hausse de 8,3 M\$ (9,6 %) par rapport au montant autorisé en 2017. Cette hausse provient des prévisions d'achats pour un montant de 11,0 M\$ ainsi que la variation de -2,7 M\$ des comptes d'écarts.

[433] Depuis le dossier R-3933-2015, le Distributeur fonde sa prévision du coût des achats de combustible sur la prévision des prix du pétrole léger américain West Texas Intermediate (WTI) par la U.S. Energy Information Administration (EIA)²²⁷.

[434] Selon la preuve du Distributeur, l'évolution des prix du WTI pour les années 2016, 2017 et 2018 est la suivante²²⁸ :

- Année historique 2016 : 43,33 \$US/baril;
- Année 2017 (D-2017-022) : 50,00 \$US/baril;
- Année de base 2017 : 49,99 \$US/baril;
- Année témoin 2018 : 59,80 \$US/baril.

[435] Le 28 septembre 2017, l'EIA ayant revu à la baisse sa prévision des prix du WTI²²⁹, la Régie demande au Distributeur de mettre à jour sa prévision du coût des achats de combustible²³⁰. Le 24 octobre 2017, le Distributeur dépose une mise à jour des tableaux 1, 2 et 3 de sa Demande²³¹. La nouvelle prévision du Distributeur est fondée sur un prix du pétrole WTI de 49,58 \$US/baril pour 2018, en baisse de 10,25 \$US/baril par rapport à celui de la demande originale.

²²⁶ Pièce [B-0031](#), p. 5, tableau 1.

²²⁷ Décision [D-2016-033](#), p. 136 à 138.

²²⁸ Pièce [B-0031](#), p. 7, tableau 3.

²²⁹ EIA, Prévision octobre 2017, p. 27, tableau 3a.

²³⁰ Pièce [A-0015](#), p. 38.

²³¹ Pièce [B-0080](#), p. 88 et 89.

[436] En tenant compte de cette prévision, le Distributeur révisé sa Demande. Pour 2018 le budget requis pour l'achat de combustibles est estimé à 82,5 M\$ (incluant les soldes des comptes d'écarts), soit une baisse de 12,3 M\$ (-13,0 %) par rapport à la demande initiale de 94,8 M\$.

[437] La Régie approuve, pour l'année témoin 2018, un budget d'achats de combustible de 82,5 M\$, incluant les soldes des comptes d'écarts.

10.2.2 AMORTISSEMENT ET DÉCLASSEMENT

[438] La charge totale d'amortissement et déclassement est de 755,4 M\$ pour l'année témoin 2018, en baisse de 150,4 M\$ (-16,6 %) comparativement au montant autorisé de 905,8 M\$ pour l'année 2017.

[439] Cette baisse provient notamment d'une diminution de 112,8 M\$ (-70,7 %) reliée à l'amortissement des soldes du compte de nivellement pour aléas climatiques. Le Distributeur explique cette diminution par les éléments suivants :

- une diminution de 156,1 M\$ résultant de l'écart entre, d'une part, le versement aux revenus requis de 2017 de la totalité des soldes du compte de nivellement 2010 à 2016 au montant de 159,5 M\$ (débitéur) à la suite de la décision D-2017-022 et, d'autre part, l'amortissement aux revenus requis de 2018 du solde réel du compte de nivellement 2016, au montant de 3,4 M\$ (débitéur), selon les modalités de disposition actuelles;
- une augmentation de 43,3 M\$ découlant de la modification des modalités de disposition du compte de nivellement 2016 et 2017 (voir la section 4.5).

[440] Excluant la diminution de 112,8 M\$ reliée au compte de nivellement pour aléas climatiques, la charge totale d'amortissement et déclassement est en baisse de 37,6 M\$ (-5,0 %) et s'explique principalement par les éléments suivants :

- une diminution de 54,0 M\$ reliée à l'amortissement des actifs incorporels découlant principalement de la fin de la durée de vie utile du logiciel Système d'information clientèle;

- une diminution de 8,7 M\$ reliée à l'amortissement des autres actifs, découlant essentiellement de la fin de durée de vie de certains actifs liés aux IEÉ;
- une augmentation de 25,3 M\$ reliée à l'amortissement des immobilisations en exploitation, attribuable à la non-réalisation de la coupure de 15,0 M\$, pour un montant de 12,6 M\$, ainsi que le niveau de réalisation des projets et des mises en service pour les immobilisations corporelles.

[441] Compte tenu des surestimations de cette charge observées de 2009 à 2016, l'AQCIE-CIFQ recommande, pour l'année témoin 2018, de réduire de 11,4 M\$, soit une baisse de 1,61 % du solde de la charge totale d'amortissement et déclassement, excluant le compte de nivellement pour aléas climatiques.

[442] Tel qu'illustré au tableau suivant, la Régie observe une surestimation moyenne de la charge totale d'amortissement et déclassement, incluant les soldes des CER pour les fins de comparaison, entre le montant autorisé et le réel, de 16,4 M\$ sur la période de 2012-2016. La surestimation moyenne entre le montant autorisé, excluant les réductions globales demandées par la Régie, et le réel est de 26,0 M\$ sur cette même période.

TABLEAU 30
ÉVOLUTION DE LA CHARGE TOTALE D'AMORTISSEMENT ET DÉCLASSEMENT,
INCLUANT LES SOLDES DES CER

<i>(en M\$)</i>	<i>Année témoin (autorisée)</i>	<i>Année de base</i>	<i>Année historique</i>	<i>Variation Année historique vs Autorisée</i>	
2012	907,9		880,2	(27,7)	(3,1 %)
2013	785,5 ¹		777,8	(7,7)	(1,0 %)
2014	806,7 ²		792,6	(14,1)	(1,7 %)
2015	748,2 ³		716,2	(32,0)	(4,3 %)
2016	633,2 ⁴		632,6	(0,6)	(0,1 %)
2017	905,8 ⁵	918,4		12,6	1,4%
2018	755,4				

Sources : Pièce [B-0031](#), p. 5; Rapport annuel 2016, pièce [HOD-2, doc. 3](#), p. 9; et dossier R-3980-2016, pièce [B-0072](#), p. 75.

Note 1 : La décision [D-2013-037](#) (p. 91, par. 344) inclut une réallocation de la réduction globale de l'amortissement de 10,0 M\$.

Note 2 : La décision [D-2014-037](#) (p. 93, par. 348) inclut une réallocation de la réduction globale de l'amortissement de 20,0 M\$.

Note 3 : La décision [D-2015-018](#) (p. 163, par. 654) inclut une réallocation de la réduction globale de l'amortissement de 8,0 M\$.

Note 4 : La décision [D-2016-033](#) (p. 145, par. 541) inclut une réallocation de la réduction globale de l'amortissement de 10,0 M\$.

Note 5 : La décision [D-2017-022](#) (p. 126, par. 467) inclut une réallocation de la réduction globale de l'amortissement de 15,0 M\$.

[443] Bien que la charge d'amortissement totale des immobilisations en exploitation de l'année témoin soit constituée à plus de 90 %²³² de la charge d'amortissement des actifs existants de l'année historique, la Régie observe tout de même une surestimation moyenne de la charge totale d'amortissement, entre le montant autorisé et le réel, de 16,4 M\$ sur la période de 2012-2016.

[444] Pour l'année historique 2016, la Régie note une surestimation non significative de 0,6 M\$, entre le montant autorisé et le réel. Elle note cependant que la surestimation est de 10,6 M\$, excluant la réduction de 10,0 M\$ demandée par la Régie dans sa décision D-2016-033.

²³² Pièce [B-0031](#), p. 9, tableau 5.

[445] Considérant cette surestimation systématique constatée sur les données réelles, la Régie est d'avis que la prévision de la charge totale d'amortissement et déclassement pour l'année témoin 2018 doit être recalibrée.

[446] **En conséquence, la Régie réduit de 10 M\$²³³ la charge totale d'amortissement et déclassement pour l'année témoin 2018.**

[447] **La Régie approuve donc un montant de 744,4 M\$ pour la charge totale d'amortissement et déclassement de l'année témoin 2018. La baisse de 11,0 M\$ résulte des modifications suivantes :**

- **retrait de l'amortissement de 1,0 M\$ à la suite de la décision D-2017-119 rejetant le Programme de conversion (voir la section 4.6);**
- **réduction globale de 10,0 M\$ en vertu de la présente décision.**

10.2.3 COMPTE D'ÉCARTS ET DE REPORTS

[448] À la suite de la décision D-2017-119 rejetant le Programme de conversion, la Régie refuse de verser aux revenus requis 2018 le solde créditeur de 3,5 M\$²³⁴ du compte d'écarts, attribuable aux revenus des ventes d'électricité pour l'année 2017 (voir la section 4.6).

10.2.4 TAXES, Y COMPRIS LES CHARGES RELATIVES À TEQ

[449] Le 1^{er} avril 2017, les programmes du Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétique (BEIÉ) ont été transférés à Transition énergétique Québec (TEQ) créé par le gouvernement du Québec afin de soutenir, stimuler et promouvoir la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques ainsi que de coordonner la mise en œuvre de l'ensemble des programmes et des mesures nécessaires à l'atteinte des cibles énergétiques déterminées par le gouvernement.

²³³ La Régie estime que la réduction globale de la charge d'amortissement de 10,0 M\$ a un impact de + 0,4 M\$ sur le rendement de la base de tarification (5,0 M\$ x 7,083 %).

²³⁴ Pièce [B-0040](#), p. 20, tableau 10.

[450] Le Distributeur présente les charges relatives à TEQ sous la rubrique « Taxes », afin de se conformer à la présentation des états financiers à vocation générale.

[451] Les charges relatives à TEQ sont déterminées et recommandées par le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, puis adoptées par décret gouvernemental. Le Distributeur n'a donc pas de contrôle, sur les coûts encourus représentant son apport financier réel aux programmes de TEQ, ou sur les dates d'adoption des décrets établissant ces coûts.

[452] Dans l'attente d'un nouveau décret gouvernemental fixant la quote-part d'Hydro-Québec dans les activités de TEQ, le Distributeur fonde sa prévision des charges relatives à TEQ sur le dernier décret visant le BEIÉ, émis le 17 août 2016, afin d'établir²³⁵ sa quote-part à un montant de 35,9 M\$.

[453] En tenant compte de cette prévision, le budget demandé au titre des Taxes, y compris les charges relatives à TEQ, pour l'année témoin 2018, est de 96,5 M\$, en baisse de 18,0 M\$ (-15,7 %) par rapport au montant autorisé de 114,5 M\$ pour l'année 2017. Cette baisse s'explique par le versement, en 2017, du solde des comptes d'écart du BEIÉ de 18,6 M\$ pour les années 2015 et 2016.

[454] La Régie approuve un montant de 96,5 M\$ pour les Taxes de l'année témoin 2018, incluant les charges relatives à TEQ au montant de 35,9 M\$.

[455] En conclusion, la Régie approuve, pour l'année témoin 2018, un montant de 923,4 M\$ pour l'ensemble des autres charges, incluant des réductions totalisant 19,8 M\$.

10.3 AUTRES COMPOSANTES DU COÛT DES AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

[456] Les autres composantes du coût des ASF, pour le coût de retraite et les autres régimes, incluent principalement les « Intérêts sur l'obligation », le « Rendement prévu des actifs » et l'« Amortissement de la perte actuarielle nette ». Ces composantes sont présentées hors des charges d'exploitation à compter du 1^{er} janvier 2017, conformément à

²³⁵ Pièce [B-0031](#), p. 12.

la décision D-2017-125²³⁶ qui permet l'application des modifications à l'ASC 715 (voir la section 4.1).

[457] Les autres composantes du coût des ASF attribuables au Distributeur représentent un montant créditeur de 203,8 M\$ pour l'année témoin 2018, tel que détaillé au tableau suivant.

TABLEAU 31
AUTRES COMPOSANTES DU COÛT DES AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

<i>(en M\$)</i>	<i>2016</i> <i>Année historique</i>	<i>2017</i> <i>(D-2017-022)</i>	<i>2017</i> <i>Année de base</i>	<i>2018</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2018</i> <i>vs 2017 (D-2017-022)</i>
Coût de retraite			(118,7)	(121,6)	(121,6)
Coût des autres régimes			19,8	18,6	18,6
Compte d'écarts- Coût de retraite 2017			17,5	(17,6)	(17,6)
Compte d'écarts- Modifications à l'ASC 715			82,6	(83,2)	(83,2)
<i>Compte d'écarts relatif au coût de retraite</i>			<i>101,2</i>	<i>(101,9)</i>	<i>(101,9)</i>
<i>Compte d'écarts relatif aux autre régimes</i>			<i>(18,6)</i>	<i>18,7</i>	<i>18,7</i>
Total			1,2	(203,8)	(203,8)

Source : Pièce [B-0020](#), p. 8.

Note générale : Les données de l'année historique 2016 et celles autorisées en 2017 (D-2017-022) ne tiennent pas compte des modifications à l'ASC 715, lesquelles sont applicables à compter du 1^{er} janvier 2017.

[458] La Régie reconnaît le montant créditeur de 203,8 M\$, relatif aux autres composantes du coût des ASF pour l'année témoin 2018.

10.4 FRAIS CORPORATIFS

[459] Le Distributeur indique que les frais corporatifs à répartir correspondent aux coûts de fonctionnement engagés par les unités corporatives d'Hydro-Québec, dans le cadre d'activités dont l'objectif n'est pas de desservir une ou des unités d'affaires en particulier, mais les intérêts d'Hydro-Québec dans son ensemble. La quote-part du Distributeur est de 30 % pour l'année témoin 2018.

²³⁶ [Page 11](#), par. 34.

[460] Le Distributeur présente au tableau suivant des frais corporatifs au montant de 36,1 M\$ pour l'année témoin 2018, en hausse de 4,3 M\$ (13,5 %) par rapport au montant autorisé en 2017.

TABLEAU 32
FRAIS CORPORATIFS

<i>(en M\$)</i>	<i>2016</i> <i>Année historique</i>	<i>2017</i> <i>(D-2017-022)</i>	<i>2017</i> <i>Année de base</i>	<i>2018</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2018</i> <i>vs 2017 (D-2017-022)</i>	
Frais corporatifs	29,7	32,3	32,4	34,2	1,9	5,9%
Compte d'écarts - Coût de retraite	0,2	(0,5)	0,0	(0,5)	0,0	0,0%
Compte d'écarts - Modifications à l'ASC 715			(2,4)	2,4	2,4	
<i>Compte d'écarts relatif au coût de retraite</i>			(2,9)	2,9	2,9	
<i>Compte d'écarts relatif aux autres régimes</i>			0,5	(0,5)	(0,5)	
Total	29,9	31,8	30,0	36,1	4,3	13,5%

Source : Pièce [B-0020](#), p. 8.

[461] En excluant l'impact de 4,9 M\$ relié aux modifications à l'ASC 715 (voir la section 4.1), les frais corporatifs seraient de 31,2 M\$ pour l'année témoin 2018, en baisse de 0,6 M\$ (-1,9 %) par rapport au montant autorisé en 2017.

[462] La Régie approuve les frais corporatifs du Distributeur au montant de 36,1 M\$ pour l'année témoin 2018.

10.5 RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

[463] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente le rendement de la base de tarification au montant de 750,1 M\$ pour l'année témoin 2018. Conformément au principe reconnu à la décision D-2014-034²³⁷, ce montant est subséquemment ajusté à 765,7 M\$. Le 5 décembre 2017, le coût de la dette est révisé en tenant compte de la dette existante et des emprunts prévus, en actualisant les taux d'intérêt avec les prévisions du Consensus Forecasts de novembre 2017, ce qui correspond à une hausse de 15,6 M\$²³⁸.

²³⁷ [Page 68](#), par. 273.

²³⁸ Pièce [B-0146](#), p. 5 et 7. La hausse de 15,6 M\$ se calcule comme suit : la moyenne des 13 soldes de la base de tarification 2018 de 10 810,2 M\$ x (7,083 % - 6,938 %).

[464] Le rendement de la base de tarification de 765,7 M\$ de l'année témoin 2018 est en hausse de 24,2 M\$ (3,3 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2017, tel que présenté au tableau suivant.

TABLEAU 33
RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

<i>(en M\$)</i>	<i>2016</i> <i>Année historique</i>	<i>2017</i> <i>(D-2017-022)</i>	<i>2017</i> <i>Année de base</i>	<i>2018</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2018</i> <i>vs 2017 (D-2017-022)</i>	
Capitaux empruntés (frais financiers réglementés)	432,9	433,0	433,4	455,4	22,4	5,2%
Capitaux propres (bénéfice réglementé)	275,9	308,5	265,1	310,3	1,8	0,6%
Total	708,8	741,5	698,5	765,7	24,2	3,3%

Sources : Pièces [B-0020](#), p. 8, et [B-0146](#), p. 5 et 7.

[465] La hausse de 24,2 M\$ (3,3 %) provient d'une hausse de la moyenne des 13 soldes de la base de tarification et du taux de rendement de la base de tarification, passant d'un taux autorisé de 6,899 % en 2017 au taux révisé de 7,083 % en 2018.

[466] **La Régie approuve le rendement de la base de tarification au montant estimé à 761,7 M\$ pour l'année témoin 2018. La baisse de 4,0 M\$ résulte notamment des modifications suivantes :**

- **retrait de 0,9 M\$ à la suite de la décision D-2017-119 rejetant le Programme de conversion (voir la section 4.6);**
- **ajustement de 0,4 M\$ provenant de la réduction globale de 10 M\$ de l'amortissement et déclassement (voir la section 10.2.2);**
- **baisse de 3,5 M\$ attribuable à une réduction globale de 50 M\$ de la base de tarification (moyenne des 13 soldes) (voir la section 11).**

11 BASE DE TARIFICATION

[467] Le Distributeur demande à la Régie d'établir sa base de tarification pour l'année témoin 2018 en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité, ou qui sont réputés l'être en vertu de la Loi.

[468] Selon la moyenne des 13 soldes, la base de tarification pour l'année témoin 2018 se chiffre à 10 810,2 M\$. Le tableau suivant présente les composantes de la moyenne des 13 soldes de la base de tarification sur la période 2016-2018.

TABLEAU 34
BASE DE TARIFICATION

<i>(en k\$)</i> <i>(moyenne des 13 soldes)</i>	<i>2016</i> <i>Année historique</i>	<i>2017</i> <i>(D-2017-022)</i> <i>ajustée ¹</i>	<i>2017</i> <i>Année de base</i>	<i>2018</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2018</i> <i>vs 2017 (D-2017-022)</i>	
Immobilisations en exploitation	9 143 453	9 256 098	9 245 352	9 405 269	149 171	1,6 %
Contrat de location-acquisition	34 531	40 193	37 033	44 969	4 776	11,9 %
Actifs incorporels en exploitation						
Logiciels	162 392	102 383	93 924	52 314	(50 069)	(48,9 %)
Autres actifs incorporels	34 647	35 872	38 454	38 735	2 863	8,0 %
Total	197 039	138 255	132 378	91 049	(47 206)	(34,1 %)
Autres actifs						
Interventions en efficacité énergétique (anc. PGEÉ)	652 577	584 236	558 028	488 968	(95 268)	(16,3 %)
Programmes et activités de TEQ (anc. BEIÉ)	67 974	52 545	52 545	37 115	(15 430)	(29,4 %)
Programme Conversion à l'électricité	0	0	784	12 818	12 818	
Contributions à des projets de raccordement	373 241	407 247	411 418	416 216	8 969	2,2 %
Autres actifs réglementaires	6 846	9 569	7 343	11 353	1 784	18,6 %
Remboursement gouvernemental	23 270	23 269	23 269	23 269	0	0,0 %
Total	1 123 908	1 076 866	1 053 387	989 739	(87 127)	(8,1 %)
Fonds de roulement						
Encaisse	139 849	105 332	126 979	155 985	50 653	48,1 %
Matériaux, combustibles et fournitures	132 864	130 998	117 969	123 164	(7 834)	(6,0 %)
Total	272 713	236 330	244 948	279 149	42 819	18,1 %
Total	10 771 644	10 747 742	10 713 098	10 810 175	62 433	0,6 %

Source : Pièce [B-0033](#).

Note 1 : La décision [D-2017-022](#) (p. 125, par. 465, et p. 131, par. 488) inclut une hausse de 7,5 M\$ de la base de tarification moyenne des 13 soldes, résultant de la réduction globale de la charge d'amortissement de 15 M\$.

[469] L'impact des modifications à l'ASC 715 sur la moyenne des 13 soldes de la base de tarification représente une hausse nette de 0,4 M\$ pour l'année témoin 2018, soit le résultat d'une hausse de 29,7 M\$ des immobilisations en exploitation²³⁹ et d'une baisse de l'encaisse réglementaire de 29,3 M\$.

[470] En excluant l'impact des modifications à l'ASC 715, la moyenne des 13 soldes de la base de tarification pour l'année témoin 2018 serait de 10 809,8 M\$, en hausse de 62,1 M\$ (0,6 %) par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2017. Cette hausse provient principalement des éléments suivants :

- une hausse de 119,5 M\$ reliée aux mises en service nettes de leur charge d'amortissement, découlant des investissements autorisés par la Régie;
- un ajout de 12,8 M\$ associé au Programme de conversion;
- une augmentation de 80,0 M\$ de l'encaisse réglementaire.

[471] Cette hausse est compensée en partie par les éléments suivants :

- une baisse nette de 50,1 M\$ reliée aux logiciels;
- une baisse nette de 95,3 M\$ attribuable aux IEE provenant principalement de la charge d'amortissement.

[472] Compte tenu des surestimations observées de 2009 à 2016, l'AQCIE-CIFQ recommande, pour l'année témoin 2018, de réduire de 51,8 M\$ la base de tarification pour l'année témoin 2018 selon la moyenne des 13 soldes, soit une baisse de 0,479 %.

[473] Tel qu'illustré au tableau suivant, la Régie observe une surestimation moyenne de la base de tarification selon la moyenne des 13 soldes, entre le montant autorisé et le réel, de 34,6 M\$ sur la période 2012-2016. La surestimation moyenne entre le montant autorisé, excluant les réductions globales demandées par la Régie, et le réel est de 74,6 M\$ sur cette même période.

²³⁹ Pièce [B-0064](#), p. 18 et 19.

TABLEAU 35
ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION

<i>(en M\$)</i> <i>(moyenne des 13 soldes)</i>	<i>Année témoin</i> <i>(autorisée)</i>	<i>Année de base</i>	<i>Année historique</i>	<i>Variation</i> <i>Année historique vs Autorisée</i>	
2012	10 063,0		9 895,7	(167,3)	(1,7 %)
2013	10 280,0		10 138,8	(141,2)	(1,4 %)
2014	10 568,5 ¹		10 550,5	(18,0)	(0,2 %)
2015	10 688,8		10 590,2	(98,6)	(0,9 %)
2016	10 519,6 ²		10 771,6	252,0	2,4%
2017	10 747,7	10 713,1		(34,6)	(0,3 %)
2018	10 810,2				

Source : Pièce [B-0080](#), p. 103.

Note 1 : La décision [D-2014-037](#) (p. 112, par. 426) inclut notamment la réallocation d'une réduction globale de 100 M\$ de la base de tarification.

Note 2 : La décision [D-2016-033](#) (p. 154, par. 579) inclut notamment la réallocation d'une réduction globale de 100 M\$ de la base de tarification.

[474] En audience, le Distributeur fait valoir que les écarts historiques antérieurs à 2015 sont non représentatifs du futur. Il estime que l'acuité de ses prévisions s'est améliorée depuis 2015, puisqu'il a apporté des correctifs au niveau de la prévision des investissements, soit le rétablissement des heures disponibles, un meilleur arrimage de la capacité de réalisation et une meilleure évaluation des dates de mises en service²⁴⁰.

[475] Bien que le Distributeur indique qu'il a amélioré ses prévisions à compter de 2015, la Régie observe tout de même des écarts entre les montants autorisés, excluant la réduction demandée en 2016 par la Régie, et les montants réels soit, pour l'année historique 2015 (-98,6 M\$), l'année historique 2016 (+152,0 M\$) et l'année de base 2017 (-34,6 M\$).

[476] La Régie constate des écarts au niveau de la base de tarification pour la période 2012-2016. Il est difficile, dans ces conditions, de conclure à la fiabilité des prévisions à cet égard.

²⁴⁰ Pièce [B-0149](#), p. 8.

[477] Par ailleurs, la Régie comprend que la planification des mises en service des immobilisations en exploitation s'effectue sur une courte période et qu'elle est basée sur les investissements de l'année courante et de l'année précédente. Le Distributeur précise que 80 % des mises en service qu'il réalise ont trait à des investissements inférieurs à 10 M\$, soit une multitude de petits projets²⁴¹. Ainsi, la Régie tient compte également d'un impact partiel de la réduction de 31 M\$ du budget des investissements inférieurs à 10 M\$ (voir la section 12.2) dans la base de tarification de l'année témoin 2018.

[478] **Pour ces motifs, la Régie réduit de 50 M\$ la prévision de la base de tarification pour l'année témoin 2018 (selon la moyenne des 13 soldes), ce qui a pour effet de réduire les revenus requis de 3,5 M\$.**

[479] **La Régie approuve la base de tarification de l'année témoin 2018, selon la moyenne des 13 soldes, en considérant les ajustements suivants :**

- **réduction globale de 50 M\$;**
- **retrait de 12,8 M\$ à la suite de la décision D-2017-119 rejetant le Programme de conversion (voir la section 4.6);**
- **retrait de 1,9 M\$²⁴² provenant de la réduction de 25 M\$ du budget des investissements des IEÉ (voir la section 13.3);**
- **ajustement de la charge d'amortissement (voir la section 10.2.2);**
- **ajustement de l'encaisse réglementaire, compte tenu des ordonnances contenues à la présente décision.**

[480] **La Régie demande au Distributeur de mettre à jour sa base de tarification de l'année témoin 2018 et de la déposer au plus tard le 15 mars 2018, à 12 h.**

²⁴¹ Pièce [B-0080](#), p. 92 et 93.

²⁴² Moyenne des 13 soldes de la réduction de 25 M\$ ($25 \text{ M\$} \times 1/13 \text{ mois} = 1,9 \text{ M\$}$), ce qui a pour effet de réduire les revenus requis de 0,1 M\$.

12 AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2018

12.1 SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS

[481] Pour l'année témoin 2018, les besoins d'investissements prévus par le Distributeur totalisent 768,6 M\$. Ce montant inclut les investissements autorisés avant l'entrée en vigueur de l'article 73 de la Loi, les projets majeurs nécessitant une autorisation spécifique et les projets d'investissement dont les coûts individuels sont inférieurs à 10 M\$. Le tableau suivant présente les investissements prévus par catégories et par types d'autorisation.

TABLEAU 36
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS 2018 (EN M\$)

Catégories	Investissements autorisés avant entrée en vigueur art. 73	AUTORISATION SPÉCIFIQUE		DEMANDE D'AUTORISATION			Grand total
		Projets majeurs > 10 M\$		Investissements < 10 M\$			
		Autorisés	À autoriser	Réseau intégré	Réseaux autonomes	Total	
Maintien des actifs		3,4		251,4	27,7	279,1	282,5
Réseau de distribution				136,2	1,8	138,0	138,0
Centrales de production		3,4			21,0	21,0	24,4
Réseau de transport					4,1	4,1	4,1
Mesurage et relèvement				34,0		34,0	34,0
Bâtiments administratifs				30,6	0,2	30,8	30,8
Matériel roulant				36,6		36,6	36,6
Autres actifs de soutien				14,0	0,6	14,6	14,6
Amélioration de la qualité				28,7	0,4	29,1	29,1
Croissance de la demande		72,6	70,1	258,4	4,3	262,7	405,4
Respect des exigences	12,0	3,5		35,7	0,4	36,1	51,6
Total	12,0	79,5	70,1	574,2	32,7	607,0	768,6

Source : Pièce [B-0037](#), p. 5.

[482] Le Distributeur effectue sa planification sur l'ensemble des travaux à réaliser selon deux types d'investissement, ceux à impact main-d'œuvre et les autres. Le tableau suivant présente les investissements du Distributeur par type.

TABLEAU 37
SOMMAIRE PAR TYPE D'INVESTISSEMENT (EN M\$)

TYPES D'INVESTISSEMENT	Année historique 2016	Autorisé 2017 (D-2017-022)	Année de base 2017	Année témoin 2018
Investissements à impact main-d'œuvre	467,7	456,4	464,7	482,9
<i>Investissements autorisés avant art. 73</i>	8,4	11,7	11,7	11,7
<i>Investissements inférieurs à 10 M\$</i>	404,5	383,2	375,1	409,2
<i>Investissements supérieurs à 10 M\$</i>	54,8	61,5	77,9	62,0
Autres investissements	214,0	199,6	230,0	285,7
<i>Investissements autorisés avant art. 73</i>	0,3	0,3	0,3	0,3
<i>Investissements inférieurs à 10 M\$</i>	147,3	173,6	200,9	197,8
<i>Investissements supérieurs à 10 M\$</i>	66,4	25,7	28,8	87,6
<i>dont projet LAD</i>	61,6			
Investissements totaux	681,9	656,0	694,7	768,6
<i>Investissements autorisés avant art. 73</i>	8,7	12,0	12,0	12,0
<i>Investissements inférieurs à 10 M\$</i>	551,9	556,8	576,0	607,0
<i>Investissements supérieurs à 10 M\$</i>	121,2	87,2	106,7	149,6
<i>dont projet LAD</i>	61,6			

Source : Pièce [B-0037](#), p. 7.

[483] Les investissements à impact main-d'œuvre sont essentiellement réalisés par la main-d'œuvre interne. Ils représentent environ 65 % des investissements totaux du Distributeur et se traduisent par la constatation de prestations de travail comptabilisées en réduction des charges d'exploitation.

[484] Le Distributeur rappelle que les modifications à l'ASC 715 (voir la section 4.1) ont un effet à la hausse sur le niveau des prestations de travail et, par conséquent, sur celui des investissements de l'année de base et de l'année témoin. Il présente au tableau suivant les effets de cette modification.

TABLEAU 38
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS À 10 M\$
PAR CATÉGORIE D'INVESTISSEMENT (EN M\$)

TYPES D'AUTORISATION	Année historique 2016	Autorisé 2017 (D-2017-022)	Année de base 2017			Année témoin 2018		
			Avec ASC 715	Ajustements	Sans ASC 715	Avec ASC 715	Ajustements	Sans ASC 715
Maintien des actifs	246,4	251,5	270,4	(6,9)	263,5	279,1	(8,7)	270,4
Amélioration de la qualité	12,9	15,4	23,2	-	23,2	29,1	-	29,1
Croissance de la demande	250,2	254,6	252,7	(10,9)	241,8	262,7	(13,9)	248,8
Respect des exigences	42,3	35,3	29,7	(1,4)	28,3	36,1	(2,0)	34,1
TOTAL	551,9	556,8	576,0	(19,2)	556,8	607,0	(24,6)	582,4

Source : Pièce [B-0127](#), tableau R-40.1-A, p. 94.

12.2 PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$

[485] Les projets inférieurs à 10 M\$, estimés à 607,0 M\$, font l'objet de la présente demande d'autorisation. Le Distributeur prévoit réaliser des investissements à impact main-d'œuvre de 409,2 M\$ et des investissements autres de 197,8 M\$.

[486] Le tableau suivant présente l'évolution des investissements inférieurs à 10 M\$ sur la période 2016-2018.

TABLEAU 39
SOMMAIRE DES PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$
PAR CATÉGORIE D'INVESTISSEMENT (EN M\$)

CATÉGORIES	Année historique 2016	Autorisé 2017 (D-2017-022)	Année de base 2017	Année témoin 2018
Maintien des actifs	246,4	251,5	270,4	279,1
Amélioration de la qualité	12,9	15,4	23,2	29,1
Croissance de la demande	250,2	254,6	252,7	262,7
Respect des exigences	42,3	35,3	29,7	36,1
TOTAL	551,9	556,8	576,0	607,0

Source : Pièce [B-0037](#), p. 9.

[487] Pour l'année témoin 2018, la demande d'autorisation des investissements pour l'ensemble des projets inférieurs à 10 M\$ s'établit à 607,0 M\$ et représente une augmentation de 50,2 M\$ (9,0 %) par rapport au montant autorisé en 2017.

[488] Cette hausse des montants d'investissement prévus pour l'année témoin par rapport à l'année autorisée découle notamment d'une hausse de 25,1 M\$ en maintien des actifs dans les investissements à impact main-d'œuvre. Ceux-ci sont établis principalement à partir de travaux jugés prioritaires à la suite de l'analyse de la matrice de sévérité et sur la base de la moyenne normalisée des trois dernières années.

[489] Cette hausse découle également des montants d'investissements prévus dans la catégorie « Amélioration de la qualité ». Le Distributeur y prévoit des investissements de 29,1 M\$ pour l'année témoin 2018, alors que le montant autorisé en 2017 était de 15,4 M\$, soit une hausse de 13,7 M\$. Le Distributeur prévoit investir davantage pour les logiciels d'application bureautique et de développement Web (6,7 M\$) et dans les logiciels d'application opérationnelle (9,8 M\$). Par ailleurs, cette hausse ne peut être liée à la modification à l'ASC 715, puisqu'il n'y a aucun investissement à impact main-d'œuvre.

Position des intervenants

[490] Dans le cadre de ses représentations, l'ACEFO note que les investissements inférieurs à 10 M\$ ont été nettement inférieurs aux investissements autorisés de 2012 à 2014 et, dans une moindre mesure, en 2015, alors que cette tendance à commencer à s'inverser à compter de 2016.

[491] L'analyse de l'évolution des investissements inférieurs à 10 M\$ au cours des cinq dernières années amène l'ACEFO à recommander une réduction globale de 37 M\$, soit une réduction de 24 M\$ pour la catégorie « Maintien des actifs » et de 13 M\$ pour la catégorie « Amélioration de la qualité ».

[492] L'AQCIE-CIFQ remarque que le budget demandé pour 2018 est supérieur à celui autorisé pour l'année 2017, pour chacune des catégories. Il indique que les proportions des hausses demandées sont de 11 % pour la catégorie « Maintien des actifs » et de 89 % pour la catégorie « Amélioration de la qualité ».

[493] Dans le cas de la catégorie « Maintien des actifs », l'intervenant analyse la composante « Réseau de distribution », qui se retrouve dans la sous-catégorie

Investissement à impact main-d'œuvre. Il y note une demande de 138 M\$, soit une augmentation de 25,1 M\$ (22,2 %) par rapport au budget autorisé. Selon lui, les explications du Distributeur précisent l'utilisation du budget, mais ne constituent pas une justification du montant demandé. C'est pourquoi il recommande à la Régie d'autoriser un budget de 122,4 M\$, ce qui correspond à la valeur des investissements de l'année de base 2017, y incluant les ajustements en raison des modifications à l'ASC 715. Il s'agit d'une réduction de 15,6 M\$ par rapport au budget demandé.

[494] Il recommande une réduction supplémentaire de 12,4 M\$ dans cette catégorie puisqu'il croit que le Distributeur n'a pas suffisamment justifié, pour la composante « Mesurage et relève », les deux hausses consécutives liées aux compteurs difficiles d'accès. Il propose donc d'autoriser le même budget qu'après la première hausse, soit celui autorisé pour l'année 2017.

[495] En ce qui a trait à la catégorie « Amélioration de la qualité », l'AQCIE-CIFQ juge de nouveau que le Distributeur n'a pas présenté de justification quant à l'augmentation du budget par rapport à celui autorisé pour l'année 2017. En conséquence, il recommande d'accorder le montant autorisé pour l'année 2017, soit 15,4 M\$. Il s'agit d'une réduction de 13,7 M\$ par rapport au budget demandé de 29,1 M\$.

[496] Enfin, en lien avec la catégorie « Croissance de la demande », l'AQCIE-CIFQ note que le nombre de nouveaux abonnements prévus en 2018 est similaire à celui de l'année de base 2017 et propose en conséquence d'autoriser le même budget que pour l'année 2017, soit 254,6 M\$.

[497] Pour les investissements inférieurs à 10 M\$, l'AQCIE-CIFQ recommande à la Régie d'autoriser un montant global de 557,2 M\$, au lieu du montant demandé de 607 M\$ par le Distributeur.

Opinion de la Régie

[498] La Régie reconnaît que l'acuité prévisionnelle du Distributeur en matière d'investissement s'est améliorée depuis 2016.

[499] Cela étant dit, elle note, tout comme les intervenants, que les explications du Distributeur précisent les rubriques et l'utilisation du budget. Toutefois, le Distributeur ne fournit pas les justifications nécessaires quant aux hausses demandées des investissements

pour ces rubriques. Or, il appartient au Distributeur de convaincre la Régie que les hausses qu'il demande sont justifiées. Dans le présent dossier, il ne réussit pas à satisfaire à ce fardeau.

[500] Ainsi, dans le cadre de la catégorie « Maintien des actifs », le budget recherché pour l'année 2018, sans l'effet des modifications à l'ASC 715, est de près de 20 M\$ plus élevé que le montant autorisé 2017, et de près de 10 M\$ plus élevé que le budget de l'année de base 2017. L'utilisation qu'entend faire le Distributeur de cet investissement est similaire aux explications des années passées et aucune explication additionnelle particulière n'est offerte pour justifier cette hausse. L'explication fournie pour la composante « Mesurage et relève » de cette catégorie n'est par ailleurs pas convaincante quant aux besoins du Distributeur.

[501] La Régie retient également les arguments de l'ACEFO et de l'AQCIE-CIFQ sur le fait qu'il n'y a pas eu de démonstration des besoins du Distributeur pour une hausse des budgets en ce qui a trait à la catégorie « Amélioration de la qualité », bien que la Régie note que les budgets de l'année de base 2017 sont plus élevés que le montant autorisé 2017. Enfin, la Régie note la légère baisse des investissements requis par le Distributeur pour la catégorie « Croissance de la demande » lorsque les budgets sont examinés sans les ajustements des modifications à l'ASC 715.

[502] La Régie juge que le Distributeur n'a pas rempli son fardeau de preuve quant à ses besoins d'investissements supplémentaires par rapport aux investissements qu'il prévoit réaliser pour l'année de base 2017, y incluant les modifications à l'ASC 715.

[503] Pour ces motifs, la Régie autorise un montant de 576 M\$ pour les investissements inférieurs à 10 M\$, soit l'équivalent du montant de l'année de base 2017 ajusté pour les modifications à l'ASC 715, ou une réduction de 31 M\$ par rapport au budget demandé pour l'année 2018.

12.3 INVESTISSEMENTS AUTORISÉS AVANT L'ENTRÉE EN VIGUEUR DE L'ARTICLE 73 DE LA LOI

[504] Le Distributeur souligne que les investissements autorisés avant l'entrée en vigueur de l'article 73 de la Loi sont liés à un programme d'enfouissement du réseau qui se poursuit. Il prévoit un investissement annuel de 12 M\$ jusqu'en 2022. Le Distributeur explique que

ce programme a été modifié ces dernières années. Auparavant, il y avait deux volets, dont un patrimonial dans lequel le Distributeur partageait les coûts de certains travaux d'embellissement avec le gouvernement du Québec et les municipalités.

[505] Par la suite, ces programmes ont été fusionnés pour devenir le programme « Embellir les voies publiques », qui se poursuivra jusqu'en 2022²⁴³. Du montant total du programme initial de 270 M\$, une somme de 151 M\$ avait été dépensée²⁴⁴ au 30 septembre 2017.

[506] La Régie veut s'assurer que les coûts des investissements effectués par le Distributeur dans le cadre du programme d'embellissement du réseau font toujours partie de la catégorie des investissements autorisés avant l'entrée en vigueur de l'article 73 de la Loi. Les modifications apportées au programme au cours des dernières années amènent la Régie à s'interroger à cet égard.

[507] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de lui soumettre un suivi dans le cadre du dépôt du prochain rapport annuel, faisant état de la situation relative à ce programme, particulièrement quant au traitement à lui donner.

12.4 RÉSULTATS DU BALISAGE ET INDICATEURS DE PERFORMANCE

[508] Le Distributeur a présenté, dans le dossier R-3980-2016, le résultat d'un exercice de balisage relatif au niveau des investissements. L'entreprise retenue est la firme First Quartile Consulting. Cette entreprise propose de retenir l'indicateur « Investissements annuels par rapport aux immobilisations non amorties » qui respecte les critères de la disponibilité et de la pérennité de l'information au sein des entreprises participantes, de la qualité et de la comparabilité de l'information entre les entreprises, ainsi que de l'utilité de l'indicateur pour les entreprises.

[509] Dans sa décision D-2017-022²⁴⁵, la Régie demande au Distributeur de continuer de présenter l'indicateur externe développé dans le cadre du balisage sur la performance des investissements lors des prochains dossiers tarifaires.

²⁴³ Pièce [A-0049](#), p. 54 et suivantes.

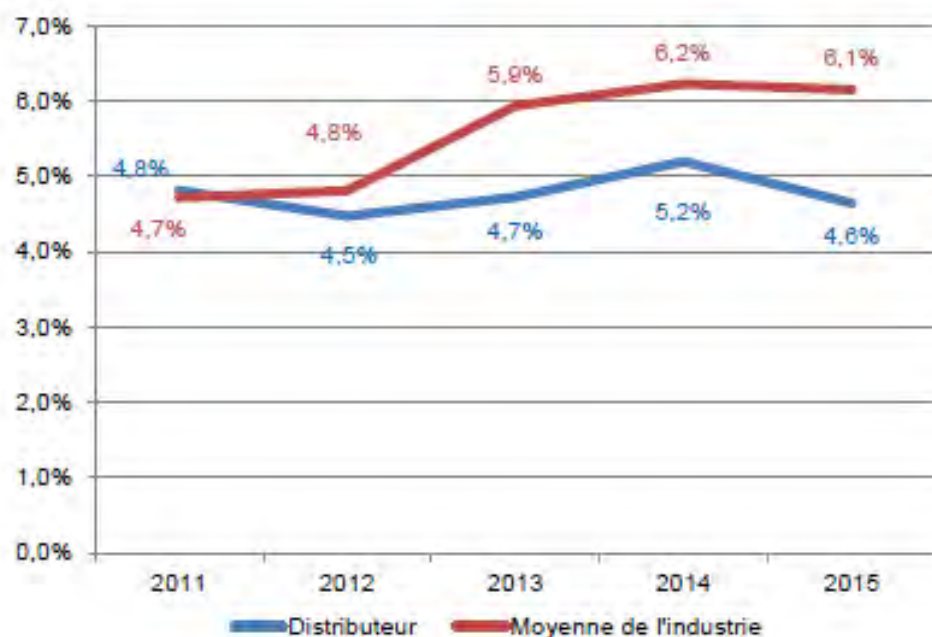
²⁴⁴ Pièce [A-0049](#), p. 89.

²⁴⁵ Dossier R-3980-2016.

Indicateur externe relatif aux investissements

[510] Le Distributeur présente le graphique suivant, qui montre que l'indicateur de la moyenne de l'industrie est relativement stable depuis 2013, alors que celui du Distributeur décroît en 2015, après deux années d'augmentation en raison notamment du projet LAD. Il conclut que, de façon générale, l'exercice de balisage permet de constater que son niveau d'investissements est comparable à celui de la moyenne de l'industrie.

GRAPHIQUE 1
INVESTISSEMENTS ANNUELS PAR RAPPORT AUX IMMOBILISATIONS NON AMORTIES –
COMPARAISON ENTRE LE DISTRIBUTEUR ET L'INDUSTRIE



Source : Pièce [B-0037](#), p. 23, figure A-1.

[511] Cependant, le Distributeur émet des réserves à l'égard de cet indicateur. Il précise que :

« L'indicateur proposé est basé sur l'ensemble des investissements, sans égard au type d'autorisation, considérant que le processus d'autorisation pour les projets d'investissement inférieurs ou supérieurs à 10 M\$ est propre au Distributeur. De plus, aucune donnée relative aux investissements en lien avec les services à la clientèle n'étant recueillie dans l'exercice de balisage de [la firme First Quartile

Consulting] FQC, l'analyse porte uniquement sur les investissements visant le réseau de distribution. Enfin, les investissements liés aux centrales de production, bâtiments, matériel roulant et autres actifs de soutien ne sont pas considérés, puisqu'ils ne sont pas directement liés aux activités du réseau, alors que les investissements liés aux logiciels tels SOGEM sont conservés »²⁴⁶.

Indicateur interne relatif aux investissements

[512] Dans le cadre du dossier R-3980-2016, le Distributeur a examiné certains indicateurs suggérés par la Régie. Sur la base de ses analyses, il arrivait à la conclusion qu'il est difficile de trouver une mesure simple d'évaluation de sa performance en matière d'investissements. Le Distributeur mentionnait dès lors qu'afin d'en arriver à une solution satisfaisante et utile, la poursuite des recherches en ce sens s'avérait nécessaire et que d'autres inducteurs devaient être explorés. À la demande de la Régie, les travaux à cet égard se sont poursuivis en 2017.

[513] Le Distributeur travaille à l'élaboration d'un indicateur reflétant l'état de santé de son réseau. Cet indicateur se décline en trois axes présentement à l'étude, soit la continuité de service, la croissance du réseau et l'état des actifs. Cet indicateur servira à illustrer les besoins d'investissements requis, notamment pour le programme d'équipements et en renouvellement des actifs.

[514] Lorsque les corrélations auront été clairement établies entre les investissements et les paramètres déterminants, le Distributeur pourra statuer s'il est possible de déterminer un indicateur ou une combinaison d'indicateurs susceptibles de définir des plages à l'intérieur desquelles les investissements futurs dans le programme d'équipements et en renouvellement des actifs devraient se situer. Le Distributeur continuera de faire le suivi de ses travaux à ce sujet dans le cadre de ses prochains dossiers tarifaires.

Opinion de la Régie

[515] En ce qui a trait aux indicateurs relatifs aux investissements, la Régie reconnaît l'effort fourni par le Distributeur pour permettre une meilleure appréciation du budget d'investissements proposé pour l'année 2018. Elle lui demande de continuer de présenter l'indicateur externe développé dans le cadre du balisage sur la performance des

²⁴⁶ Pièce [B-0039](#), p. 23.

investissements lors des prochains dossiers d'autorisation des investissements inférieurs à 10 M\$. Pendant ce temps, la Régie juge pertinent que le Distributeur maintienne son approche actuelle de fournir des explications sur le processus de planification des investissements.

[516] C'est pourquoi la Régie demande au Distributeur de continuer à fournir l'ensemble de ces renseignements lors des prochains dossiers d'autorisation des investissements inférieurs à 10 M\$, en vertu de l'article 73 de la Loi.

13 INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

13.1 DEMANDE BUDGÉTAIRE 2018

[517] Le Distributeur présente ses programmes et activités en efficacité énergétique, incluant la GDP. Les budgets demandés pour 2018 sont résumés dans le tableau suivant, préparé par la Régie à partir de la preuve la plus récente du Distributeur. Ce tableau donne également les impacts attendus en économies d'énergie (GWh/an ajoutés) et en réduction de la demande de puissance à la pointe (MW)²⁴⁷.

²⁴⁷ Pièce [B-0121](#).

TABLEAU 40
BUDGETS ET IMPACTS DES PROGRAMMES ET ACTIVITÉS 2018 DU DISTRIBUTEUR
EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET EN GDP

	Investissement M\$	Charges M\$	Budget total M\$	Impact en énergie GWh/an	Impact à la pointe en MW
Efficacité énergétique					60*
- Marché résidentiel hors MFR	5	6	10	148	
- Offre MFR	7	0	8	5	
- Marché commercial et institutionnel	24	1	24	154	
- Marché industriel	16	1	17	139	
Réseaux autonomes	8	1	9	5	
Innovations technologiques et commerciales	1	7	8	1	
Activités communes	2	5	7		
Gestion de la demande de puissance					
- Marché résidentiel	22	4	26		86
- Marché commercial, institutionnel et industriel	1	0	1		310
TOTAUX	85	25	110	452	456

Sources : Pièces [B-0121](#) du 24 novembre 2017, tableaux R-17.3-A, R-17.3-B et R-17.3-C, p. 5 à 9, et [B-0041](#), p. 11, tableau 5.

* « Les interventions en économie d'énergie prévues en 2018 se traduiront par une réduction de près de 60 MW des besoins en puissance du Distributeur », pièce [B-0041](#), p. 7.

Note générale : Les totaux et sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison de l'arrondissement.

[518] Par ailleurs, le Distributeur présente au tableau suivant les analyses de rentabilité des interventions en efficacité énergétique et en GDP.

TABLEAU 41
RÉSULTATS DES ANALYSES ÉCONOMIQUES (M\$ ACTUALISÉS DE 2018)

	TCTR	TP	TNT
Marché Résidentiel	68	128	-42
Marché Affaires - Commercial et institutionnel	119	172	-25
Marché Affaires - Industriel	73	87	1
Réseaux autonomes	32	8	19
Innovations technologiques et commerciales	-8	0	-8
Gestion de la demande en puissance	61	22	38
Activités communes	-6	0	-6
TOTAL - Interventions du Distributeur	338	417	-23

Source : Pièce [B-004L](#), p. 16.

TCTR : Test du coût total en ressources; TP : Test du participant; TNT : Test de neutralité tarifaire.

[519] Le Distributeur précise que pour les analyses économiques de programmes de masse, comprenant des mesures génériques associées à des usages spécifiques, il est adéquat d'utiliser les coûts évités déjà calculés par usages et catégories de consommateurs²⁴⁸. Ces coûts évités sont utilisés pour les programmes d'économie d'énergie. Lorsque le Distributeur évalue des projets ou programmes spécifiques, il utilise les hypothèses et les variables les plus précises à sa disposition. Le Distributeur alloue le coût évité de la puissance sur l'horizon d'analyse, selon sa valeur annuelle. Pour ce qui est du programme « GDP Affaires », le Distributeur utilise, dès la première année d'analyse, le coût évité en puissance de long terme de 106 \$/kW-an (\$ 2015)²⁴⁹.

Position des intervenants

[520] Selon l'AHQ-ARQ, l'ensemble des interventions proposées par le Distributeur ne seraient pas rentables puisque le TNT est de -23 M\$. L'intervenant recommande que la

²⁴⁸ Pièce [B-0019](#), Annexe A.

²⁴⁹ Pièce [B-0115](#), p. 13.

Régie exige du Distributeur qu'il présente des IEÉ avec des TNT positifs²⁵⁰. L'intervenant est également préoccupé par les crédits consentis pour le programme de GDP. Pour tenir compte de la surestimation systématique des charges des interventions en efficacité énergétique au cours des six dernières années, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de réduire ce poste de 8 M\$ pour l'année 2018²⁵¹.

[521] La FCEI, tout comme OC, notent que l'Institut national de santé publique du Québec ne donne pas l'appui demandé au programme des chauffe-eau interruptibles. Par conséquent, la FCEI demande que les budgets aux charges (4 M\$) et aux investissements liés au programme de « Charges interruptibles résidentielles - chauffe-eau » soient retirés du revenu requis. Elle évalue sommairement à 3 M\$ l'impact de la réduction de la base de tarification liée à ce programme sur le revenu requis, sur la base d'une capitalisation uniforme sur l'année de 20 M\$ d'actifs amortis sur 5 ans²⁵². OC remet également en question le budget réclamé de 24 M\$ pour ce programme²⁵³.

[522] Selon le ROEÉ, les IEÉ ne représentent que 0,26% des ventes totales prévues d'électricité. L'intervenant souligne que la Politique énergétique 2030 vise une économie moyenne de 15 % au cours des 15 prochaines années et en conclut que l'effort du Distributeur est environ quatre fois trop faible²⁵⁴. Le ROEÉ recommande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il aligne ses objectifs d'économies d'énergie sur la Politique énergétique 2030.

[523] SÉ présente des recommandations dans le même sens que celles du ROEÉ²⁵⁵.

[524] L'UC émet plusieurs commentaires sur l'utilisation des coûts évités et leur utilité ainsi que des recommandations à l'égard de la biénergie et du programme « GDP Affaires », qui sont traités à la section 8.2 de la présente décision²⁵⁶.

²⁵⁰ Pièce [C-AHQ-ARQ-0011](#), p. 4, §19.

²⁵¹ Pièce [C-AHQ-ARQ-0007](#), p. 45 à 47.

²⁵² Pièce [C-FCEI-0009](#), p. 10.

²⁵³ Pièce [C-OC-0006](#), p. 11 à 13.

²⁵⁴ Pièce [C-ROEÉ-0011](#), p. 10 à 15.

²⁵⁵ Pièce [C-SE-0009](#), p. 7 à 15.

²⁵⁶ Pièce [C-UC-0009](#), p. 4 à 9.

Opinion de la Régie

[525] Dans le présent dossier tarifaire, la Régie examine les IEE présentées par le Distributeur et autorise les budgets qui lui sont demandés en fonction de leur rentabilité. Dans le cadre de cet examen, elle tient compte du contexte dans lequel s'inscrivent ces interventions. Ce contexte est caractérisé par des coûts évités à la baisse, des surplus d'hydroélectricité et un portefeuille d'interventions ayant globalement un TNT négatif. Par ailleurs, elle note que les surplus d'énergie proviennent d'une source non émettrice de GES. Ces constats sont pris en compte par la Régie.

[526] Par ailleurs, la Régie considère qu'il est prématuré d'établir des orientations pour le Distributeur, lesquelles pourraient avoir un impact tarifaire à la hausse, tant qu'elle n'aura pas statué sur le plan directeur de TEQ.

[527] La Régie constate que la présentation du budget en GDP exclut toutes les sommes versées à titre de compensation financière, le Distributeur les considérant comme un approvisionnement. Les coûts de la biénergie et du tarif DT ne font pas non plus partie du portrait des interventions en GDP puisqu'il s'agit de tarifs. Par ailleurs, le Distributeur établit à 60 MW l'impact en puissance de ses IEE, mais ne précise pas comment il a établi cette valeur, ni comment il en tient compte dans les analyses économiques.

[528] En ce qui a trait aux tableaux budgétaires, la Régie demande au Distributeur de présenter désormais les valeurs détaillées en M\$, avec une décimale, afin de faciliter l'analyse des budgets et la conciliation des totaux avec les valeurs ventilées.

[529] La Régie a examiné l'offre de programmes d'économies d'énergie destinés aux ménages à faible revenu, ainsi que ceux destinés aux marchés Affaires, commercial, institutionnel et industriel. Elle s'en déclare satisfaite. **Elle en approuve les budgets ainsi que ceux destinés à l'innovation technologique et commerciale, pour un total de 57 M\$ dont 9 M\$ en charges et 48 M\$ en investissements.**

[530] La Régie note toutefois que le Distributeur ne calcule plus, depuis 2012, l'évolution des économies tendancielle dans le suivi de ses programmes, ce que le Distributeur explique comme suit :

« [...] l'information concernant l'efficacité énergétique tendancielle, en effet, on ne la dépose plus depuis qu'on a changé nos modèles de prévisions. À l'époque on

avait des modèles de prévisions qu'on prévoyait sans efficacité énergétique, puis on venait, suite à ça, retrancher à la marge qu'est-ce qui était efficacité énergétique, autant le tendanciel que les programmes qui étaient associés.

Depuis notre modification de modèle au niveau de la prévision, en deux mille douze (2012) ... bien, en tout cas, dans le cadre du dernier plan qu'on avait annoncé, nos modèles, c'est des modèles qui sont à usages finaux, et qu'on prévoit, directement par secteur de consommation, la consommation nette de l'efficacité énergétique. Et à cause de cette nouvelle modélisation là, on n'a plus besoin de suivre et de comprendre si l'efficacité énergétique provient tendancielle ou par programme, ça fait qu'on n'est plus en mesure de fournir cette information-là »²⁵⁷.

[nous soulignons]

[531] Le Distributeur indique également qu'aujourd'hui, le déploiement des programmes d'efficacité énergétique est effectué par sa division Clientèle, dans l'objectif de les rapprocher le plus possible des clients. Selon le Distributeur, c'est cette division qui connaît les clients, qui les rencontre et qui est capable de concevoir les programmes de la façon la plus appropriée pour répondre à leurs besoins²⁵⁸.

[532] **La Régie note que les modifications importantes qui ont été apportées à la conception, au déploiement, et au suivi des programmes font en sorte que le Distributeur ne calcule plus l'évaluation des économies tendancielle. La Régie demande au Distributeur de lui présenter, dès le rapport annuel 2017, sa nouvelle méthodologie de suivi interne des programmes. La Régie souhaite revoir dans le prochain dossier tarifaire les paramètres en vertu desquels les programmes d'efficacité énergétique sont établis, notamment les gains unitaires ou les situations de référence qui doivent tenir compte des économies tendancielle.**

13.2 ENJEUX SPÉCIFIQUES DE CERTAINS PROGRAMMES

13.2.1 RÉSEAUX AUTONOMES

[533] En ce qui a trait aux RA, la Régie avait noté, dans le cadre de l'examen du Plan d'approvisionnement 2017-2026, que les programmes de sensibilisation à la pointe ont des impacts « qualitatifs » « *dont l'effet sur la demande en puissance à la pointe est non*

²⁵⁷ Pièce [A-0051](#), p. 220.

²⁵⁸ Pièce [A-0051](#), p. 247 et 248.

défini »²⁵⁹. La Régie est d'avis qu'une gestion rigoureuse des budgets consacrés à l'efficacité énergétique doit se baser sur le principe que ce qui ne peut pas se mesurer avec des hypothèses vérifiables, ne peut être ni contrôlé, ni évalué, ni amélioré. Elle encourage donc le Distributeur à mieux cibler ses interventions.

[534] Tenant compte de la rentabilité des interventions en efficacité énergétique dans les réseaux autonomes, mais aussi des nouvelles données concernant l'impact des équipements mécaniques dans les résidences²⁶⁰, la Régie accorde l'intégralité du budget demandé de 9 M\$. Elle demande au Distributeur de se conformer aux exigences suivantes :

- **qu'un audit énergétique soit rapidement effectué sur place, pour chacun des 14 villages du Nunavik et que ses résultats soient présentés lors du prochain dossier tarifaire;**
- **que cet audit énergétique inclut, notamment, un potentiel d'efficacité énergétique des équipements mécaniques des bâtiments, des usages thermiques de l'électricité (chauffage d'appoint) et un potentiel de récupération de chaleur de la production d'électricité;**
- **que l'audit identifie des mesures d'efficacité énergétique et de GDP et les quantifie avec des objectifs précis ainsi qu'un plan de déploiement et de suivi des impacts.**

13.2.2 PROGRAMMES DE GESTION DE LA PUISSANCE

[535] Le Distributeur envisage toujours de mettre en œuvre un programme de Charges interruptibles résidentielle. Il évalue différentes solutions qui lui permettraient d'obtenir le soutien des parties prenantes, tels que l'Institut national de la santé publique du Québec et la Régie du bâtiment, pour la mise en œuvre d'une intervention avec les chauffe-eau.

[536] Par ailleurs, selon les résultats du projet pilote de charges de chauffage central interruptibles, le Distributeur pourrait lancer un programme à cet effet dans le courant de l'année 2018.

²⁵⁹ Dossier R-3986-2016, pièce [B-0063](#), p. 7.

²⁶⁰ Pièce [A-0060](#), p. 165 et 166.

[537] En réponse à la Régie, le Distributeur indique :

« Le seul programme de gestion de la demande en puissance présentement en exploitation est le programme GDP Affaires. Les charges interruptibles résidentielles de chauffage sont soit à l'étape de projet de démonstration (chauffage à plinthes), à l'état de projet pilote complété (biénergie interruptible et mesures comportementales avec chauffage d'appoint non électrique), ou encore, de projet pilote en développement (chauffage central interruptible). Quant au programme de chauffe-eau interruptibles, les discussions se poursuivent avec les parties prenantes »²⁶¹.

[538] La Régie note, tout comme la FCEI et OC, que le Distributeur n'a toujours pas les appuis demandés de la part de l'Institut national de la santé publique du Québec.

[539] Considérant l'incertitude et l'absence de précisions sur l'utilisation du budget de 24 M\$ réclamé pour les Charges interruptibles résidentielles, la Régie refuse ce budget (impact de 3,1 M\$ sur le revenu requis).

[540] Compte tenu de sa décision concernant le programme « GDP Affaires » dont elle traite à la section 8.2 de la présente décision, la Régie demande au Distributeur de réviser à la baisse le budget alloué à ce programme, notamment son volet « Commercialisation »²⁶².

[541] La Régie encourage toutefois le Distributeur à poursuivre sa veille technologique et la conception de projets pilotes dans ce domaine. C'est la raison pour laquelle **elle accorde l'intégralité du budget demandé pour l'innovation technologique et commerciale.**

[542] Par ailleurs, la Régie accorde un budget de 7 M\$, sur les 8 M\$ demandés, pour les Activités communes. La réduction de 1 M\$ est en lien avec la réduction des IEE pour le marché résidentiel hors MFR.

²⁶¹ Pièce [B-0127](#), p. 76.

²⁶² Pièce [B-127](#), p. 76, R-27.1.

13.2.3 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE - MARCHÉ RÉSIDENTIEL HORS MFR

[543] La Régie note qu'aucun intervenant représentant les consommateurs résidentiels ne se prononce sur les interventions d'économies d'énergie dans ce marché, à part les mesures visant les MFR.

[544] Dans sa décision D-2017-022, la Régie prenait acte du virage des IEE vers les activités de promotion et de sensibilisation menant à des changements de comportement durables, plutôt que vers l'utilisation de programmes de subventions²⁶³.

[545] La Régie reconnaît que le Distributeur n'est pas obligé de verser des subventions afin de se créditer des économies d'énergie. Cela étant dit, elle s'attend néanmoins à une démonstration rigoureuse de l'impact des campagnes de promotion et de sensibilisation dans l'évaluation d'influence sur le marché.

[546] La Régie observe l'évolution suivante des coûts et des impacts des programmes du marché Résidentiel (excluant l'offre aux MFR)²⁶⁴ :

- 2016 : 7 M\$ pour 199 GWh/an ajoutés ou 3,52 ¢/kWh annuel ajoutés;
- 2017 : 11 M\$ pour 133 GWh/an ajoutés ou 8,27 ¢/kWh annuel ajoutés;
- 2018 : 10 M\$ pour 148 GWh/an ajoutés ou 6,75 ¢/kWh annuel ajoutés.

[547] L'abandon des programmes d'aides financières visant l'implantation de mesures d'efficacité énergétique est accompagné d'une certaine baisse des économies annuelles ajoutées, mais pas d'une baisse des budgets. Bien au contraire, il y a hausse significative du budget consacré au marché Résidentiel hors MFR. Il y a donc une hausse encore plus importante du coût unitaire des économies d'énergie. Cette hausse est préoccupante si la durée de vie des économies découlant des interventions en promotion et de sensibilisation n'est pas supérieure à celle des mesures auparavant implantées.

[548] Considérant la hausse du budget consacré au marché Résidentiel, associée à une baisse des économies d'énergie ajoutées, la Régie accorde une attention particulière au caractère durable des économies générées par les activités de promotion et de

²⁶³ Décision [D-2017-022](#), p. 142, par. 523.

²⁶⁴ D'après la pièce [B-0121](#), p. 6 et 8, tableaux R-17.3-B et R-17.3-C.

sensibilisation ainsi qu'au processus de suivi et de vérification permettant d'en évaluer l'impact en GWh annuels ajoutés.

[549] La Régie examine l'influence du Distributeur dans la transformation du marché de l'éclairage, ce qu'elle avait commencé à faire dans le cadre du Rapport annuel 2016. Elle s'est notamment interrogée sur les conclusions du Distributeur qui juge son influence considérable à la suite de cette évaluation²⁶⁵, alors que de nombreux autres facteurs d'influence interviennent dans les technologies d'éclairage, que ce soit à l'échelle provinciale, nationale, mais surtout mondiale et qu'aucun balisage avec les autres marchés ne vient confirmer les conclusions du Distributeur²⁶⁶.

[550] Par ailleurs, les réponses du Distributeur, en audience, sur les économies générées n'ont pas convaincu la Régie. En effet, la Régie a examiné avec attention les prétentions du Distributeur quant aux économies d'énergie générées par les activités de promotion et de sensibilisation, particulièrement celle à l'effet que le regroupement de ces activités agissaient comme un effet de levier²⁶⁷. Interrogé à quantifier cet effet ou à savoir s'il avait été mesuré, le Distributeur ne peut y répondre précisément²⁶⁸. L'effet de levier invoqué par le Distributeur n'est pas démontré à l'aide d'études ou d'analyses²⁶⁹.

[551] Enfin, elle juge étonnante la position du Distributeur à l'effet qu'il puisse évaluer son influence sur la transformation du marché de l'efficacité énergétique alors qu'il n'est plus en mesure de fournir l'influence de la tendance du marché sur l'évolution de l'efficacité énergétique²⁷⁰.

[552] Par ailleurs, dans le contexte où les interventions du Distributeur en efficacité énergétique sont appelées à faire partie d'un ensemble qui devra être coordonné avec le plan directeur de TEQ, la Régie s'interroge sur la pertinence de continuer d'investir dans de telles évaluations séparément et uniquement du point de vue du Distributeur.

²⁶⁵ Rapport annuel 2016, pièce [HOD-12, doc.1](#), p. 30.

²⁶⁶ Pièce [B-0115](#), p. 31 à 34.

²⁶⁷ Dans le présent dossier, le Distributeur précise que « le regroupement de plusieurs activités de sensibilisation au sein d'une intervention structurée explique la croissance de l'impact énergétique des activités de sensibilisation. Le regroupement agit comme un levier en multipliant les informations auxquelles le client a accès, et ce, présentées de manière plus accessible et conviviale », pièce [B-0127](#), p. 85.

²⁶⁸ Pièce [A-0061](#), p. 29 et suivantes.

²⁶⁹ Pièce [B-0115](#).

²⁷⁰ Pièce [A-0051](#), p. 219 et 220.

[553] Le portrait d'ensemble des programmes de promotion du Distributeur n'a pas rassuré la Régie quant à de possibles problèmes de chevauchement entre eux, mais aussi avec ceux d'autres organismes des gouvernements fédéral, provincial ou d'entreprises privées qui peuvent conduire à une surévaluation des impacts énergétiques réels, si l'impact de chaque programme est évalué séparément et qu'ils sont additionnés.

[554] Le Distributeur annonce qu'il effectue actuellement une évaluation de son influence sur la transformation du marché des portes et fenêtres.

[555] La Régie s'attend à ce que cette évaluation justifie le fait que le Distributeur intervienne dans ce marché, avec son propre budget, compte tenu du fait que plusieurs autres organisations interviennent sur ce même marché, incluant les deux paliers de gouvernement avec leurs propres budgets²⁷¹.

[556] Ainsi, la Régie a posé plusieurs questions pour tenter de comprendre les objectifs précis, les différences et les chevauchements possibles entre les nombreux programmes de promotion et de sensibilisation du Distributeur mentionnés dans la preuve. Les réponses reçues ont dressé un portrait de moins en moins clair de la situation. La Régie a par exemple appris que le programme Sensibilisation intégrée comprenait plusieurs anciens programmes mais aussi « *le modèle d'affaires présentement à l'essai avec certains détaillants* »²⁷². Par ailleurs, interrogé sur les objectifs visés par un programme visant spécifiquement la promotion des thermopompes de piscines, le Distributeur indique:

*« Le Distributeur vise à rejoindre le plus grand nombre de clients possédant une piscine ou en considérant l'achat, et ce, afin de les inciter à choisir des produits efficaces et à adopter des gestes éconergétiques dans la gestion et l'utilisation de leur piscine »*²⁷³.

²⁷¹ Notons qu'à la pièce B-0169, le Distributeur précise qu'il ne s'attribue aucune économie d'énergie pour ce programme.

²⁷² Pièce [B-0127](#), p. 85.

²⁷³ Pièce [B-0127](#), p. 89.

[557] La Régie demeure perplexe quant à la possibilité d'estimer l'impact d'un tel programme de promotion, et donc sa rentabilité, puis d'en suivre les résultats et de les évaluer alors qu'à sa conception même aucun objectif quantitatif clair et précis ne semble avoir été établi. La Régie s'interroge aussi sur le fait qu'un montant de 260 k\$ (50 % de 516 900 \$) ait été investi dans un projet pilote de démonstration sans aucune étude préalable d'opportunité d'affaires²⁷⁴.

[558] La Régie souhaite que le plan directeur attendu de TEQ permette de clarifier ces questions.

[559] Pour les motifs exposés plus haut, la Régie réduit le budget réclamé pour les interventions en efficacité énergétique dans le marché Résidentiel hors MFR de 4 M\$ au niveau des investissements et de 4 M\$ au niveau des charges.

13.3 BUDGET GLOBAL EN IEÉ APPROUVÉ EN 2018

[560] Pour l'ensemble des motifs mentionnés à la présente section, la Régie autorise un budget global pour l'ensemble des IEÉ de 60 M\$ en investissements et de 17 M\$ en charges, pour un montant total de 77 M\$, détaillé au tableau suivant.

²⁷⁴ Pièce [B-0127](#), p. 90.

TABLEAU 42
BUDGETS 2018 AUTORISÉS PAR LA RÉGIE
EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET EN GDP

	Investissement M\$ Autorisé	Charges M\$ Autorisé	Budget total M\$ Autorisé
Effacité énergétique			
- Marché résidentiel hors MFR	1	1	3
- Offre MFR	7	0	8
- Marché commercial et institutionnel	24	1	24
- Marché industriel	16	1	17
Réseaux autonomes	8	1	9
Innovations technologiques et commerciales	1	7	8
Activités communes	2	6	8
Gestion de la demande de puissance			
- Marché résidentiel	1	1	2
- Marché commercial, institutionnel et industriel	1	0	1
TOTAUX	60	17	77

Note générale : Les totaux et sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison de l'arrondissement.

14 REVENUS REQUIS

[561] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente les revenus requis au montant de 11 933,5 M\$ pour l'année témoin 2018. Conformément à la décision D-2014-034, ce montant est subséquemment ajusté à 11 949,1 M\$, afin de tenir compte de la mise à jour du 5 décembre 2017 du coût de la dette pour un montant de 15,6 M\$ (voir la section 10.5) pour l'année témoin 2018.

[562] Le tableau suivant présente le détail des revenus requis pour les années 2016 à 2018.

TABLEAU 43
REVENUS REQUIS 2018

<i>(en M\$)</i>	<i>2016</i> <i>Année historique</i>	<i>2017</i> <i>(D-2017-022) ¹</i>	<i>2017</i> <i>Année de base</i>	<i>2018</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2018</i> <i>vs 2017 (D-2017-022)</i>	
Achats d'électricité	6 216,9	5 811,7	5 960,8	6 058,7	247,0	4,3 %
Service de transport	2 750,9	2 863,9	2 863,9	2 965,3	101,4	3,5 %
Distribution						
Charges brutes directes	968,3	902,9	907,4	1 158,4	255,5	28,3 %
Charges de services partagés	550,8	534,4	545,6	597,9	63,5	11,9 %
Coûts capitalisés	(334,7)	(301,3)	(324,3)	(372,4)	(71,1)	23,6 %
Charges d'exploitation	1 184,4	1 136,0	1 128,7	1 383,9	247,9	21,8 %
Achats de combustible	69,5	86,5	86,5	94,8	8,3	9,6 %
Amortissement et déclassement	641,2	905,8	918,4	755,4	(150,4)	(16,6 %)
Comptes d'écarts et de reports	(8,6)	0,0	0,0	(3,5)	(3,5)	
Taxes	81,9	114,5	114,5	96,5	(18,0)	(15,7 %)
Autres charges	784,0	1 106,8	1 119,4	943,2	(163,6)	(14,8 %)
Autres composantes du coût des ASF			1,2	(203,8)	(203,8)	
Frais corporatifs	29,9	31,8	30,0	36,1	4,3	13,5 %
Rendement de la base de tarification	708,8	741,5	698,5	765,7	24,2	3,3 %
Total Distribution	2 707,1	3 016,1	2 977,8	2 925,1	(91,0)	(3,0 %)
Total	11 674,9	11 691,7	11 802,5	11 949,1	257,4	2,2 %

Sources : Pièces [B-0020](#), p. 6 à 8, et [B-0146](#), p. 5 et 7.

Note 1 : La décision [D-2017-022](#) (p. 121, par. 449, et p. 126, par. 467) inclut la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation de 30,0 M\$ et de la charge d'amortissement de 15,0 M\$, ainsi que les ajustements organisationnels suivants :

- Masse salariale de -0,4 M\$ (pièce [B-0026](#), p. 5);
- Autres charges directes de -1,7 M\$ (pièce [B-0027](#), p. 5);
- Charges de services partagés de 1,7 M\$ (pièce [B-0028](#), p. 6);
- Coûts capitalisés de -0,9 M\$ (pièce [B-0030](#), p. 5);
- Autres revenus de 1,3 M\$ (pièce [B-0042](#), p. 3).

ASF : Avantages sociaux futurs.

[563] Les revenus requis demandés par le Distributeur pour l'année témoin 2018 sont en hausse de 257,4 M\$ (2,2 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2017.

[564] Excluant l'impact de 57,7 M\$ relié aux modifications à l'ASC 715 (voir la section 4.1), les revenus requis seraient en hausse de 315,1 M\$ (2,7 %) en 2018 par rapport au montant autorisé en 2017.

[565] Cette hausse s'explique principalement par une augmentation de 242,2 M\$ des achats d'électricité, de 149,3 M\$ des coûts du service de transport et de 36,4 M\$ des activités de distribution. Cette augmentation est compensée par une diminution de 112,8 M\$ relative à la charge d'amortissement des soldes du compte de nivellement pour les aléas climatiques²⁷⁵.

[566] Tenant compte des modifications apportées aux revenus requis dans la présente décision, la Régie autorise le Distributeur à récupérer des revenus requis estimés à 11 822,1 M\$ pour l'année témoin 2018, comme présenté au tableau suivant.

²⁷⁵ Pièces [B-0162](#), p. 3, tableau E-15 (241,8 M\$), et [B-0146](#), p. 5 et 7 (15,6 M\$).

TABLEAU 44
ESTIMATION DES REVENUS REQUIS AUTORISÉS EN 2018

<i>(en M\$)</i>	<i>Demandés</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Reconnus</i>
Achats d'électricité			
Compte de <i>pass-on</i> 2017 (voir les sections 4.5 et 8.3)		(10,8)	
Retrait des achats d'électricité - Programme Conversion à l'électricité (voir la section 8.3) ¹		(18,3)	
Programme GDP-Affaires (voir les sections 8.2 et 8.3)		(2,4)	
Ajustement des contrats spéciaux (voir la section 8.3)		3,3	
Total		(28,2)	
Service de transport (voir la section 9)			(32,5)
Charges d'exploitation (voir la section 10.1.3)			(42,5)
<i>Dont le retrait du compte d'écarts et des charges d'exploitation - Programme Conversion à l'électricité (-0,5 M\$) ¹</i>			
Autres charges			
Achats de combustible (voir la section 10.2.1)		(12,3)	
Amortissement (voir la section 10.2.2)		(10,0)	
Retrait de l'amortissement -Programme Conversion à l'électricité (voir la section 10.2.2) ¹		(1,0)	
Retrait du compte d'écarts -Programme Conversion à l'électricité (voir la section 10.2.3) ¹		3,5	
Total		(19,8)	
Rendement de la base de tarification (voir la section 10.5)			(4,0)
<i>Dont le retrait du rendement de la base de tarification - Programme Conversion à l'électricité (-0,9 M\$) ¹</i>			
Revenus requis	11 949,1	(127,0)	11 822,1

Note 1 : Retrait des revenus requis 2018 totalisant -17,2 M\$, à la suite de la décision [D-2017-119](#) rejetant le Programme de conversion (voir la section 4.6).

[567] La Régie demande au Distributeur de mettre à jour les données relatives aux revenus requis 2018, en tenant compte de la présente décision. Elle lui demande donc de déposer le détail du calcul des revenus requis 2018 ainsi ajustés, au plus tard le 15 mars 2018 à 12 h.

15 REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ ET RABAIS SUR VENTES – MÉNAGES À FAIBLE REVENU

15.1 REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ

[568] Les revenus autres que ceux provenant des ventes d'électricité réduisent les revenus requis du Distributeur. Ces autres revenus passent de 164,6 M\$ pour l'année autorisée 2017 à 146,0 M\$ pour l'année témoin 2018, soit une baisse de 18,6 M\$ (-11,3 %). Cette baisse provient essentiellement de la facturation externe, laquelle passe de 81,4 M\$ en 2017 à 62,7 M\$ en 2018, une baisse de 18,7 M\$ (-23,0 %).

[569] Le tableau suivant présente le détail des revenus autres que les ventes d'électricité pour les années 2016 à 2018.

TABLEAU 45
REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ

<i>(en M\$)</i>	<i>2016</i> <i>Année historique</i>	<i>2017</i> <i>(D-2017-022)</i> <i>ajustée¹</i>	<i>2017</i> <i>Année de base</i>	<i>2018</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2018</i> <i>vs 2017 (D-2017-022)</i>	
Facturation externe émise	87,1	81,4	73,9	62,7	(18,7)	(23,0 %)
Facturation interne émise	79,9	83,0	81,1	83,0	0,0	0,0%
Crédits d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	0,2	0,2	0,3	0,3	0,1	50,0%
Total	167,2	164,6	155,3	146,0	(18,6)	(11,3 %)

Source : Pièce [B-0042](#), p. 3.

Note 1 : La décision D-2017-022 inclut un ajustement organisationnel de -1,3 M\$.

Facturation externe émise

[570] Les revenus de la facturation externe passent d'un montant autorisé de 81,4 M\$ en 2017 à 62,7 M\$ pour l'année témoin 2018, une baisse de 18,7 M\$ (-23,0 %). Cette baisse provient en bonne partie d'une diminution des revenus de frais d'administration, qui passent de 48,4 M\$ en 2017 à 37,3 M\$ en 2018, une baisse de 11,1 M\$ (-22,9 %).

[571] La baisse des frais d'administration provient principalement de la diminution du niveau d'inventaire des comptes à recevoir actifs sur lesquels ils sont calculés. Cette

diminution est attribuable aux températures douces des hivers 2015-2016 et 2016-2017 ainsi qu'à la gestion active, par le Distributeur, des comptes à recevoir²⁷⁶.

[572] À propos de l'impact des hivers doux sur la prévision des revenus de frais d'administration, la FCEI estime qu'un ajustement climatique doit être appliqué à la prévision. Considérant que le passage d'un historique de deux hivers froids à un historique de deux hivers doux a eu un impact total de 12 M\$ sur les frais d'administration, elle évalue à 3 M\$ l'impact du passage d'un hiver doux à un hiver normal. La FCEI recommande donc à la Régie de rehausser les revenus en frais d'administration de 3 M\$ pour les porter à 40,3 M\$²⁷⁷.

[573] Interrogé par la Régie à ce sujet, le Distributeur explique que la prévision des revenus des frais d'administration pour l'année témoin est établie selon la prévision de l'année de base, laquelle s'appuie sur l'évolution des comptes à recevoir de l'année historique. Cette prévision est par la suite ajustée de la variation de la prévision des ventes de l'année témoin par rapport à l'année de base. Puisque la prévision des ventes de l'année témoin 2018 est établie selon la normale climatique, la prévision des frais d'administration pour 2018 en tient donc compte.

[574] Le Distributeur indique que l'impact de la hausse des ventes de l'année témoin 2018 par rapport à l'année de base 2017 sur les frais d'administration 2018 est de 0,7 M\$. Il précise que cet élément n'a pas été mentionné en réponse aux questions 19.1 à 19.6 de la DDR de la FCEI à la pièce B-0087, puisque seuls les éléments d'explication ayant un impact significatif ont été précisés²⁷⁸.

[575] La Régie comprend de l'intervention de la FCEI qu'à la suite du retour à la normale après deux hivers doux, les frais d'administration devraient augmenter d'environ 3,0 M\$ plutôt que de 0,7 M\$ tel qu'indiqué par le Distributeur. D'après l'analyse de l'intervenante, historiquement, les frais d'administration ont réagi plus fortement que les ventes aux variations de la rigueur des hivers.

²⁷⁶ Pièce [B-0042](#), p. 3 et 4.

²⁷⁷ Pièce [C-FCEI-0009](#), p. 12

²⁷⁸ Pièce [B-0127](#), p. 38 et 39.

[576] Par ailleurs, le Distributeur explique que le changement apporté au 1^{er} avril 2017 à l'application des frais d'administration²⁷⁹ a eu un impact à la baisse sur les frais d'administration. Il évalue cet impact à 3,0 M\$ entre le montant reconnu de 2017 et celui de l'année témoin 2018²⁸⁰.

[577] La Régie retient l'analyse de la FCEI au sujet d'un impact total de 3,0 M\$ dû à un retour à la normale après deux hivers doux et considère, comme l'intervenante, que le Distributeur doit appliquer un ajustement climatique à sa prévision des revenus de frais d'administration. **Le Distributeur ayant déjà appliqué, à ce titre, un ajustement de 0,7 M\$ à sa prévision, la Régie lui demande de faire un ajustement supplémentaire de 2,3 M\$.**

[578] **En conséquence, la Régie approuve pour l'année témoin 2018 un budget total de 39,6 M\$ pour les revenus de frais d'administration.**

[579] Finalement, les modifications proposées par le Distributeur aux frais généraux, dans le cadre de sa demande relative à la modification des *Conditions de service d'électricité* et des frais afférents d'Hydro-Québec, expliquent les changements entre les montants de l'année témoin 2018 et les montants autorisés en 2017 des rubriques suivantes, pour un total de -7,6 M\$:

- Frais de gestion et d'ouverture de dossier (-3,5 M\$);
- Frais de mise sous tension (0,8 M\$);
- Frais d'interruption de service (-2,7 M\$);
- Divers (-2,2 M\$), y compris les frais mensuels de relève facturés au client nécessitant un déplacement pour effectuer la relève d'un compteur.

[580] **La Régie approuve un budget de 65,0 M\$ pour la Facturation externe pour l'année témoin 2018, comprenant le budget de 39,6 M\$ pour les frais d'administration, tel qu'indiqué plus haut.**

[581] **En conclusion, la Régie approuve un budget de 148,3 M\$ pour les revenus autres que les ventes d'électricité pour l'année 2018.**

²⁷⁹ Dossier R-3933-2015, décision [D-2016-033](#), p. 204, par. 783.

²⁸⁰ Pièce [B-0087](#), p. 58.

15.2 RABAIS SUR VENTES - MÉNAGES À FAIBLE REVENU

[582] Le Rabais sur ventes, correspondant au soutien à la consommation courante qui découle de l'entente personnalisée volet B pour les MFR, est présenté en réduction des ventes d'électricité depuis le dossier tarifaire 2016-2017²⁸¹. Le tableau suivant présente les rabais sur vente pour les années 2016 à 2018.

TABLEAU 46
RABAIS SUR VENTES – MÉNAGES À FAIBLE REVENU

<i>(en M\$)</i>	<i>2016</i> <i>Année historique</i>	<i>2017</i> <i>(D-2017-022)</i>	<i>2017</i> <i>Année de base</i>	<i>2018</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2018</i> <i>vs 2017 (D-2017-022)</i>	
Rabais sur ventes - MFR	(12,3)	(14,0)	(12,7)	(18,3)	(4,3)	30,7%

Source : Pièce [B-0042](#), p. 5.

[583] Le Rabais sur ventes MFR prévu pour l'année témoin 2018 s'élève à 18,3 M\$ pour l'année témoin 2018, en hausse de 4,3 M\$ (30,7 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2017.

[584] Selon le Distributeur, la hausse du Rabais sur ventes pour l'année témoin 2018 s'explique par la mise en place de l'effacement graduel de la dette à partir de l'été 2018, ainsi que par l'offre d'entente de paiement plus généreuse pour la clientèle à très faible revenu. Il mentionne que l'intégration de ces deux mesures en 2018 explique une hausse de 4,8 M\$ du Rabais sur ventes MFR, entre le montant demandé en 2017 et celui de l'année témoin 2018. Cette hausse de 4,8 M\$ est attribuable aux éléments suivants :

- le chevauchement des deux méthodes de radiation pendant la période de transition (3,6 M\$);
- les radiations supplémentaires générées par les ententes de paiement non respectées (1,2 M\$)²⁸².

²⁸¹ Dossier R-3933-2015, décision [D-2016-033](#), p. 126, par. 470.

²⁸² Pièce [B-0080](#), p. 60 et 61.

[585] **La Régie approuve le budget de 18,3 M\$ demandé par le Distributeur au titre des Rabais sur ventes pour les ménages à faible revenu pour l'année témoin 2018.**

16 RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE

[586] Le Distributeur soumet la répartition de son coût de service par catégories de consommateurs, ainsi qu'une version révisée²⁸³ par la suite. Il n'apporte aucune modification aux méthodes applicables pour l'année témoin projetée 2018²⁸⁴.

[587] **La Régie prend acte de la répartition du coût de service déposée à la pièce B-0103 par le Distributeur.**

17 TARIFS D'ÉLECTRICITÉ 2018-2019

17.1 **OPTIONS D'AJUSTEMENT TARIFAIRE TENANT COMPTE DE LA VARIATION DES COÛTS**

[588] Le Distributeur propose, pour l'année 2018-2019, une hausse uniforme des tarifs de 1,1 % pour tous les clients, à l'exception des clients industriels de grande puissance, pour lesquels l'ajustement est de 0,8 %, étant donné qu'ils ne sont pas visés par l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale.

[589] En réponse à la DDR n° 6 de la Régie, le Distributeur affirme que l'application d'ajustements tarifaires différenciés reflétant la variation des coûts pourrait entraîner une évolution instable des tarifs.

[590] De plus, le Distributeur soutient qu'une telle approche irait à l'encontre des efforts de rééquilibrage des tarifs généraux en faveur du tarif M et de la volonté de maintenir des tarifs industriels concurrentiels. Cette approche serait également contraire au principe de la

²⁸³ Pièces [B-0045](#) et [B-0103](#).

²⁸⁴ Pièce [B-0002](#), p. 4.

stabilité et de la prévisibilité des tarifs, ainsi qu'à l'interprétation de la Régie du Décret 1164-2007 à l'effet de ne pas procéder à une modification différenciée des tarifs de façon brusque et déséquilibrée²⁸⁵.

[591] Enfin, le Distributeur souligne :

« Dans un dossier tarifaire, les intervenants ont l'occasion de se prononcer sur les ajustements différenciés par catégories de consommateurs en fonction du résultat émanant de l'exercice de répartition des coûts. On peut constater au fil des dossiers tarifaires que leur position a évolué en fonction des années, selon que ces ajustements différenciés étaient, ou non, à leur avantage »²⁸⁶.

[592] Selon l'ACEFQ, la proposition du Distributeur représente une façon raccourcie et incomplète de tenir compte des coûts propres à chacune des catégories de consommateurs et ne constitue pas une approche équitable d'ajustement tarifaire pour 2018-2019.

[593] L'intervenante présente différents scénarios, dont celui d'un gel des tarifs domestiques, mais conclut qu'il ne serait pas raisonnable d'ajuster les tarifs des différentes catégories de consommateurs en fonction strictement de la variation de leurs coûts, ni de geler le tarif d'une catégorie de consommateurs en augmentant de façon importante le tarif d'une autre catégorie²⁸⁷.

[594] L'ACEFQ propose plutôt des ajustements différenciés maintenant un écart relativement faible entre les différentes hausses, afin d'assurer une évolution stable des tarifs. Cela se traduit par une hausse de 0,9 % aux tarifs domestiques, 1,2 % au tarif L et de 1,3 % aux tarifs généraux.

[595] L'AQCIE-CIFQ appuie la position du Distributeur en faveur d'une hausse tarifaire uniforme. Il se dit préoccupé par les résultats produits par les méthodes de répartition des coûts, soulignant que le mécanisme de répartition des coûts a été établi dans un contexte différent du contexte actuel.

²⁸⁵ Pièce [B-0127](#), p. 53 à 54.

²⁸⁶ Pièce [B-0127](#), p. 52.

²⁸⁷ Pièce [C-ACEFQ-0007](#), p. 22.

[596] L'intervenant soulève que les modifications apportées à la méthode de répartition du coût des approvisionnements et du coût du service de transport ont eu pour effet d'augmenter la portion des coûts alloués aux clients du tarif L. De plus, il considère que l'effacement à la pointe des clients adhérant à l'option d'électricité interruptible devrait être pris en compte dans la répartition du coût de transport alloué au tarif L²⁸⁸.

[597] En argumentation, l'AQCIE-CIFQ rappelle que dans le cadre de la décision D-2016-033, après avoir examiné l'opportunité de procéder à des hausses tarifaires différenciées, la Régie avait opté pour une hausse uniforme. Selon l'intervenant, la situation des grandes entreprises qui prévalait en 2016 prévaut encore aujourd'hui²⁸⁹.

[598] L'AQCIE-CIFQ souligne que certains intervenants représentant la clientèle domestique reviennent toutefois à la charge cette année, l'impact des coûts de service étant revenu à ce qu'il avait été en 2016.

« En deux mille dix-huit (2018), les domestiques obtiendraient une diminution de zéro virgule quatre (0,4) pendant que les industriels augmenteraient de cinq virgule huit (5,8), mais en deux mille dix-sept (2017), entre les deux, c'est le domestique qui aurait augmenté de trois point sept (3.7) puis l'industriel qui aurait été réduit de cinq virgule six (5,6) »²⁹⁰.

[599] Aussi, l'intervenant recommande le maintien de la pratique établie depuis plusieurs années consistant à décréter des hausses tarifaires uniformes, rappelant que sa position est cohérente avec celle qu'il avait au dernier dossier tarifaire, alors que des ajustements différenciés auraient mené à une diminution du tarif L²⁹¹.

[600] L'UC recommande de procéder à des ajustements tarifaires différenciés selon la variation des coûts. Selon elle, la proposition du Distributeur va à l'encontre du principe de la causalité des coûts et à l'encontre du principe d'interfinancement dont bénéficie la clientèle domestique²⁹².

²⁸⁸ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0021](#), p. 9 et 10.

²⁸⁹ Pièce [A-0068](#), p. 225.

²⁹⁰ Pièce [A-0068](#), p. 226.

²⁹¹ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0021](#), p. 8.

²⁹² Pièce [C-UC-0009](#), p. 20.

[601] L'UC note qu'elle avait fait la même recommandation dans le dossier R-3933-2015. La Régie ne l'avait pas retenue, notamment en raison de la détérioration de l'avantage concurrentiel du tarif L depuis 2013, considérant le déclin notable des volumes d'électricité vendus au tarif L et le contexte économique²⁹³.

[602] L'UC rappelle que, dans son récent avis A-2017-01²⁹⁴ (l'Avis), la Régie concluait plutôt que le tarif L demeure toujours parmi les plus bas de la fourchette par rapport aux tarifs industriels offerts sur les marchés nord-américains et internationaux. Ainsi, les craintes exprimées par la Régie dans sa décision D-2016-033 ne semblent plus d'actualité.

[603] Si la Régie devait retenir la proposition de hausse soumise par le Distributeur, l'indice d'interfinancement en faveur des clients domestiques continuerait de se dégrader et passerait à 85,4 %. L'UC soumet que l'interfinancement en faveur de la clientèle domestique doit être non seulement maintenu, mais ramené à la balise initiale de 80 %.

[604] En conséquence, l'UC recommande à la Régie de procéder à des ajustements tarifaires différenciés selon la variabilité des coûts, justifiant une hausse de 5,8 % au tarif L et une réduction de 0,4 % aux tarifs domestiques²⁹⁵.

Opinion de la Régie

[605] Le Distributeur propose une hausse uniforme des tarifs, appuyée par l'AQCIE-CIFQ.

[606] L'ACEFQ et l'UC recommandent plutôt des ajustements différenciés, reflétant partiellement ou entièrement la variation des coûts.

[607] La Régie procède à un examen minutieux des méthodes et du résultat de la répartition du coût de service présentés par le Distributeur.

[608] Selon ce dernier, les méthodes et les facteurs de répartition utilisés sont toujours adéquats et il n'y a pas d'éléments nouveaux qui justifient une révision.

²⁹³ Pièce [C-UC-0018](#), p. 6.

²⁹⁴ Dossier R-3972-2016, Avis [A-2017-01](#).

²⁹⁵ Pièce [C-UC-0018](#), p. 8 et 9.

[609] Pour sa part, l'AQCIE-CIFQ se dit préoccupé par les résultats produits par les méthodes de répartition des coûts, soulignant qu'elles ont été établies dans un contexte différent du contexte actuel. L'intervenant note, entre autres, une diminution de près de 50 % de la portion de la consommation d'énergie au tarif L entre 2003 et 2018²⁹⁶.

[610] Par ailleurs, interrogé par la Régie quant à la forte variabilité des facteurs de répartition relatifs à la pointe coïncidente annuelle, comme on peut le constater au tableau 47, le Distributeur rappelle que les profils de consommation, desquels découle la puissance coïncidente, sont des données horaires qui affichent une variabilité importante découlant des usages présents à la pointe. À propos du tarif L, il ajoute :

« À titre illustratif, pour l'heure de la pointe coïncidente lors d'un jour de semaine (du lundi au vendredi), la puissance de la clientèle à ce tarif varie, de 2014 à 2018, entre 2 650 MW (valeur minimale) et 4 230 MW (valeur maximale) »²⁹⁷.

TABLEAU 47
POINTES COÏNCIDENTES ANNUELLES SERVANT AU CALCUL DES FACTEURS DE RÉPARTITION

	2017	2018	variation
Tarif L	2 961	3 299	11,4%
Tarifs D & DM	20 060	20 696	3,2%
Tarif DP	803	256	-68,1%
Tarif DT	393	297	-24,4%

Source : Pièce [B-0103](#), tableau 11, et dossier R-3980-2016, pièce [B-0203](#), tableau 11.

[611] La Régie retient également des réponses du Distributeur que les profils de consommation découlent d'un échantillon limité de 22 clients au tarif DP, d'une centaine de clients au tarif DT et que le Distributeur envisage d'augmenter certains échantillons en utilisant les données des compteurs communicants.

[612] La Régie constate qu'une part significative de la hausse des coûts attribuée au tarif L ainsi qu'une part significative de la faible hausse du coût de service attribuée aux tarifs

²⁹⁶ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0016](#), p. 33 et 34.

²⁹⁷ Pièce [B-0080](#), p. 131.

domestiques découlent directement de ces fortes variations des pointes coïncidentes observées.

[613] Considérant la variabilité importante de certaines caractéristiques de consommation d'une année à l'autre, particulièrement la puissance à la pointe coïncidente annuelle comme on le constate aux tarifs L, DP et DT au présent dossier, la Régie juge qu'il n'est pas souhaitable que le principe de causalité des coûts se traduise par des ajustements tarifaires basés uniquement sur la variation annuelle des coûts.

[614] Dans sa décision D-2016-033, la Régie optait pour une hausse uniforme des tarifs en invoquant, entre autres, les motifs suivants :

« [832] Compte tenu du contexte propre à chaque dossier tarifaire présenté par le Distributeur, la Régie est appelée à arbitrer entre différentes dispositions de la Loi et divers principes, tels le signal de prix et la stabilité tarifaire. À la lumière de l'article 49, alinéa 6, de la Loi, stipulant que la Régie doit, lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif, tenir compte des coûts de service et des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs, elle doit également tenir compte des impacts tarifaires pour chaque catégorie de consommateurs ainsi que des conséquences propres à chacun des scénarios de hausses tarifaires.

[833] Considérant la détérioration de l'avantage concurrentiel du tarif L depuis 2013 par opposition à l'amélioration pour les tarifs domestiques, petite et moyenne puissance et considérant le déclin notable des volumes d'électricité vendus au tarif L, lequel est accentué par le passage de certains clients aux contrats spéciaux, la Régie estime que le contexte économique actuel ne favorise pas l'application de hausses tarifaires différenciées. Ces éléments de contexte constituent autant de facteurs de risque, non seulement pour la catégorie de consommateurs Grands industriels au tarif L mais également pour le Distributeur et la clientèle domestique, puisque cette dernière perd une source d'interfinancement lorsque les ventes au tarif L diminuent »²⁹⁸.

[615] Dans le cadre de l'Avis, la Régie s'est exprimée ainsi au sujet de la compétitivité du tarif destiné aux grands clients industriels :

²⁹⁸ Décision [D-2016-033](#), p. 219.

« Nonobstant ce léger effritement, le tarif L affiche une croissance modérée et une plus grande prévisibilité d'une année à l'autre, soit deux caractéristiques des plus importantes pour le développement et l'expansion des différents secteurs industriels »²⁹⁹. [nous soulignons]

« Bien que le tarif L soit généralement compétitif par rapport au tarif équivalent dans d'autres juridictions, la Régie note toutefois que l'écart historique observé entre celui-ci et les autres tarifs industriels à l'étude s'est rétréci entre les années 2002 et 2015, notamment avec ceux offerts dans certains États américains »³⁰⁰.

[616] Ainsi, bien que relativisée, la détérioration du contexte compétitif du tarif L a été reconnue dans l'Avis et l'importance d'une croissance modérée et d'une plus grande prévisibilité a été particulièrement soulignée par la Régie. Des ajustements tarifaires différenciés, au présent dossier, iraient clairement à l'encontre de ces deux caractéristiques importantes.

[617] Considérant que le déclin des volumes d'électricité vendus au tarif L, constaté dans la décision D-2016-033, s'accélère avec une baisse prévue de 9,6 % entre 2016 et 2018, passant de 28 388 GWh à 25 657 GWh, la Régie ne croit pas que le contexte économique actuel favorise davantage qu'en 2016 l'application d'ajustements tarifaires différenciés qui entraînerait une hausse de l'ordre de 5,8 % au tarif L en 2018.

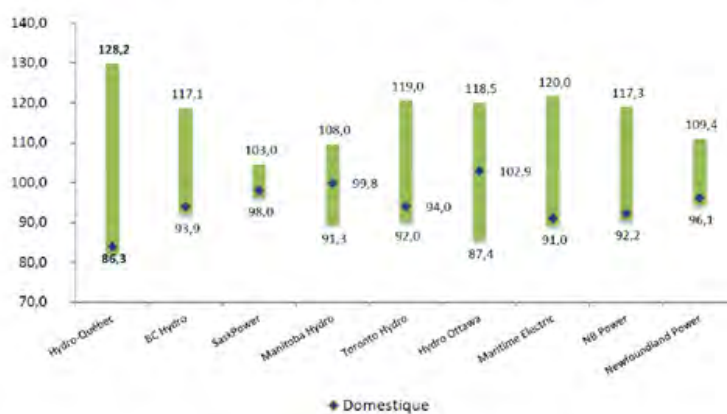
²⁹⁹ Avis [A-2017-01](#), p. 17.

³⁰⁰ Avis [A-2017-01](#), p. 62.

[618] Pour ce qui est de l'interfinancement, la Régie rappelle certains constats de l'Avis :

« [...] parmi les juridictions canadiennes étudiées, la Régie constate, d'une part, que l'interfinancement n'est pas toujours en faveur des tarifs résidentiels et, d'autre part, que l'écart entre les catégories de consommateurs n'est pas aussi élevé qu'il l'est au Québec. Ces constats sont présentés au graphique 3.

GRAPHIQUE 3
ÉCHELLES D'INDICES D'INTERFINANCEMENT DE DISTRIBUTEURS D'ÉLECTRICITÉ
CANADIENS AU 1^{ER} AVRIL 2016



Source : Hydro-Québec, « Rapport », pièce C-HQD-004, 20 décembre 2016, p. 17.

Au 1^{er} avril 2016, on note qu'au Québec, les indices d'interfinancement oscillaient entre 86,3 et 128,2 [note de bas de page omise], alors qu'en Saskatchewan, par exemple, ils variaient entre 98 et 103. La Régie constate que l'indice d'interfinancement le plus faible est observé chez Hydro-Québec (86,3) et que c'est également au Québec où la fourchette des indices est la plus étendue, soit un écart de 41,9 points entre les valeurs minimale et maximale. L'écart moyen observé dans les autres juridictions canadiennes est deux fois moins grand, soit de 21,3 points »³⁰¹.

[619] La Régie constate qu'avec la hausse uniforme des tarifs proposée par le Distributeur, l'indice d'interfinancement selon la preuve au dossier, serait à 85,4 aux tarifs domestiques³⁰².

³⁰¹ Avis [A-2017-01](#), p. 51 et 52.

³⁰² Pièce [B-0103](#), p. 15.

[620] Ainsi, il peut être affirmé qu'une hausse uniforme des tarifs maintient globalement l'interfinancement. La Régie recherche un équilibre entre les diverses dispositions de la Loi et réitère qu'elle vise à s'assurer, par le biais des tarifs, du maintien de deux grands principes tarifaires reconnus, soit l'équité entre les catégories de consommateurs et la vérité des coûts.

[621] Considérant l'importance des variations annuelles observées de certaines caractéristiques de consommation et de l'impact que ces fluctuations peuvent avoir sur la répartition des coûts de service entre catégories de consommateurs, il n'est pas souhaitable, pour des raisons de stabilité tarifaire, que ces variations annuelles soient systématiquement reflétées dans les tarifs.

[622] Considérant que les ajustements différenciés entraîneraient, au présent dossier, des impacts brusques sur les tarifs, qu'ils iraient à l'encontre du maintien de tarifs industriels concurrentiels ainsi que de la prévisibilité et de la stabilité des prix, une hausse uniforme répond davantage à l'intérêt public.

[623] La Régie accepte donc la proposition d'une hausse uniforme des tarifs pour tous les clients, à l'exception des clients industriels de grande puissance qui sont exemptés de l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale.

17.2 STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS DOMESTIQUES

[624] Dans sa décision D-2017-022, la Régie s'est prononcée sur plusieurs propositions du Distributeur concernant la stratégie relative aux tarifs domestiques, marquant le début d'une implantation graduelle des orientations approuvées. Entre autres, la Régie :

- s'est prononcée en faveur du maintien d'une redevance d'abonnement à son niveau actuel aux tarifs D, DM et DT;
- a accepté de hausser, à terme, le seuil de la première tranche d'énergie à 40 kWh/jour pour les tarifs D et DM;
- a maintenu, pour les tarifs D et DM, le concept de hausse différenciée des prix des tranches d'énergie;
- a reporté sa décision quant à l'implantation d'un montant minimal de la facture, mais considère cette implantation comme une orientation souhaitable à poursuivre;

- a accepté la proposition du Distributeur d'introduire le nouveau tarif DP au 1^{er} avril 2017 pour les abonnements domestiques facturés pour la puissance, en réservant toutefois sa décision quant à deux éléments de la structure cible, soit le seuil de facturation de la puissance et le seuil de la première tranche d'énergie.

[625] Les tarifs domestiques sont constitués des tarifs D, DM, DN, DT et DP. Pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2016, le Distributeur comptait environ 3,70 millions de clients abonnés aux tarifs domestiques³⁰³.

Tarifs D et DM

[626] Le tarif D sert de base aux autres tarifs domestiques. Il s'applique à un abonnement au titre duquel l'électricité est utilisée à des fins d'habitation, ou livrée à une exploitation agricole. Le tarif DM s'applique aux immeubles d'habitation où le mesurage est collectif.

[627] Au présent dossier, le Distributeur suggère de poursuivre l'implantation graduelle de la stratégie touchant les tarifs domestiques, en proposant de maintenir la redevance au niveau actuel de 40,64 ¢ par jour aux tarifs D et DM et de hausser le seuil de la première tranche de 33 à 36 kWh-jour au 1^{er} avril 2018.

[628] Ces deux propositions sont conformes à la décision D-2017-022³⁰⁴, et outre l'ACEFQ qui propose une hausse à 37 kWh-jour, elles n'ont pas suscité d'opposition de la part d'intervenants.

[629] La Régie accepte la proposition de maintenir, pour les tarifs D et DM, la redevance au niveau actuel de 0,4064 \$ par jour et de porter le seuil de la première tranche d'énergie à 36 kWh-jour au 1^{er} avril 2018.

[630] Le Distributeur propose l'introduction d'un montant mensuel minimal de la facture de 15,18 \$ en 2018 pour l'alimentation en monophasé et 18,27 \$ en triphasé. Il vise une cible de 20 \$ par mois en 2020 pour l'alimentation en monophasé et 60 \$ par mois en 2024 pour l'alimentation en triphasé.

³⁰³ Pièce [B-0047](#), p. 80.

³⁰⁴ [Page 167](#), par. 633 et 638.

[631] Le Distributeur estime que le montant mensuel minimal de la facture devrait générer des revenus additionnels de 2,6 M\$ la première année et de 16 M\$ à la structure cible³⁰⁵. En l'absence de facture minimale, ces sommes seraient récupérées par les autres composantes du tarif.

[632] L'ACEFQ recommande d'accepter la proposition du Distributeur d'implanter graduellement un montant mensuel minimal de la facture³⁰⁶.

[633] L'OC maintient également son appui à l'introduction d'une facture minimale, pour des raisons d'équité entre clients :

« Dans une optique où la redevance d'abonnement couvrirait environ 55 % des coûts d'abonnement en 2015 [note de bas de page omise], OC favorise l'introduction de la facture minimale plutôt que l'augmentation de la redevance d'abonnement, ce qui encore une fois est à l'avantage des MFR »³⁰⁷.

[634] L'UPA demande de considérer la consommation du client sur une base annuelle, plutôt que mensuelle, afin de déterminer s'il serait soumis à une éventuelle facture minimale. Elle souhaite également que le Distributeur comptabilise et agrège la consommation de l'ensemble des abonnements, pour un client donné, afin de déterminer s'il dépasse le seuil établi pour la facture minimale, proportionnellement à son nombre de compteurs.

[635] Le Distributeur souligne dans sa réplique que *« la facturation ou le recouvrement de nos coûts fixes a toujours été fait sur les périodes de consommation, que ce soit la redevance, la prime de puissance, et on ne verrait pas pourquoi la facture minimale, il en serait différent »³⁰⁸.*

³⁰⁵ Pièce [B-0115](#), p. 59.

³⁰⁶ Pièce [C-ACEFQ-0007](#), p. 32.

³⁰⁷ Pièce [C-OC-0006](#), p. 16.

³⁰⁸ Pièce [A-0072](#), p. 41.

[636] La Régie rappelle deux des motifs invoqués par le Distributeur dans la décision D-2016-033 concernant l'introduction d'une facture minimale. La facture minimale visait d'abord à :

« [...] récupérer davantage de coûts fixes auprès des très petits consommateurs ou de ceux qui ne consomment pas régulièrement, par exemple, les propriétaires de résidences secondaires et les autoproducteurs, tout en épargnant les petits consommateurs qui consomment suffisamment pour ne pas être affectés par la facture minimale »³⁰⁹. [notes de bas de page omises]

[637] L'introduction de la facture minimale constitue également la réponse du Distributeur au phénomène grandissant de l'autoproduction en Amérique du Nord, comme en témoignent les régulateurs d'une trentaine d'États américains ayant déjà introduit le recours à une facture minimale. Bien qu'encore marginales, l'autoproduction et la production distribuée sont également appelées à se développer au Québec.

[638] En audience, le Distributeur précise que le concept de facture minimale permet de récupérer davantage de coûts fixes auprès de la clientèle et que le coût d'abonnement constitue une balise³¹⁰.

[639] Le Distributeur propose que le montant minimal de la facture soit calculé sur une base mensuelle pour des raisons de simplicité et de cohérence avec les autres composantes des tarifs, soit les redevances, les tranches d'énergie et les primes de puissance. La facture minimale toucherait ainsi, au moins une fois par année, quelque 438 817 abonnements³¹¹.

[640] Avant tout, il faut souligner que la Régie est convaincue du bien-fondé du principe de l'instauration de la facture minimale aux fins de récupérer un minimum de coûts fixes auprès des clients.

[641] Par ailleurs, la Régie considère que l'agrégation de la consommation de l'ensemble des abonnements d'un client, tel que demandé par l'UPA, va à l'encontre des meilleures pratiques tarifaires, risquant de générer d'importants problèmes d'application et d'être sujette à interprétation et contestation.

³⁰⁹ Décision [D-2016-033](#), p. 244.

³¹⁰ Pièce [A-0060](#), p. 118.

³¹¹ Pièce [B-0080](#), p. 145.

[642] Cependant, aux fins de l'application du montant minimal de la facture, il faut considérer, pour des motifs d'équité, la consommation annuelle plutôt que mensuelle ou bimestrielle, selon le cycle de facturation. En effet, il serait injuste de requérir d'un client consommant suffisamment sur une base annuelle pour couvrir ses frais d'abonnement et un minimum de coûts fixes, qu'il acquitte plus de coûts fixes en raison d'une facture minimale calculée par période de facturation.

[643] Il faut reconnaître que la conception et la calibration de tarif font inévitablement des gagnants et des perdants. L'exercice de tarification consiste à trouver un équilibre entre plusieurs grands principes, parfois contradictoires. Ainsi s'opposent souvent les principes liés au reflet des coûts et bénéfices et ceux liés au pragmatisme, à la simplicité, la facilité de paiement, de perception et de compréhension.

[644] La Régie doit rechercher un point d'équilibre raisonnable entre le poids d'une certaine iniquité par rapport aux avantages de la simplicité de compréhension et d'application.

[645] Pour l'alimentation en monophasé, la proposition du Distributeur au 1^{er} avril 2018 représenterait une hausse maximale de 2,99 \$ par mois, soit la différence entre le montant mensuel minimal de la facture de 15,18 \$ et le montant de la redevance de 12,19 \$ par mois pour un client qui ne consomme aucune énergie au cours de la période. À la structure cible, la hausse maximale serait de 7,81 \$ par mois, en l'absence de toute consommation.

[646] La Régie note que les 16 M\$ supplémentaires que devrait générer l'introduction d'une facture minimale à la structure cible représentent une hausse moyenne de 36,46 \$ par année par abonnement touché³¹². Considérant que les sommes en jeu ne sont pas significatives en ce qui a trait à l'alimentation en monophasé et qu'il s'agit d'une mesure qui est susceptible de s'appliquer à plus de trois millions de clients, l'argument de simplicité invoqué par le Distributeur paraît raisonnable.

[647] En ce qui a trait à l'aspect pragmatique, la Régie reconnaît également que toutes les composantes actuelles des tarifs, soit les redevances, les tranches d'énergie, les primes de puissance et le montant mensuel minimal de la facture aux tarifs G, M, G-9 et GD, sont calculés sur une base mensuelle/bimestrielle. L'argument de cohérence invoqué par le Distributeur paraît donc raisonnable. La Régie est d'accord avec le Distributeur pour que le montant minimal de la facture soit initialement facturé sur une base mensuelle.

³¹² 16 M\$ / 438 817 abonnements = 36,46 \$ par abonnement.

[648] Toutefois, la Régie demeure préoccupée, tout comme l'UPA, par l'inéquité que pourrait avoir la facturation minimale par période de consommation sur certains consommateurs saisonniers qui seraient assujettis au montant mensuel minimum de la facture bien que leur consommation annuelle couvre entièrement les frais fixes liés à leur abonnement.

[649] Afin de concilier ces préoccupations, la Régie a examiné la possibilité d'établir un seuil de consommation annuelle pour une période d'application, par exemple 30 000 kWh au tarif D du 1^{er} avril au 31 mars de l'année suivante. La facture minimale serait appliquée et facturée par période de consommation. Toutefois, à la fin de la période d'application, si la consommation de l'abonné excède le seuil, le Distributeur devrait créditer au consommateur l'équivalent du montant mensuel minimum de la facture moins la redevance et l'énergie consommée pour chaque période. Cette solution de l'établissement d'un seuil annuel avec un crédit à la fin d'une année d'application offre, selon la Régie, plusieurs avantages. Ainsi, le seuil de consommation d'énergie permet, d'une part, de s'assurer que les coûts fixes sont bel et bien récupérés et, d'autre part, de ne pas surfacturer les coûts fixes à des clients dont la consommation d'énergie est importante mais irrégulière. Aussi, la facturation mensuelle répond aux vœux de simplicité et de cohérence du Distributeur. Enfin, le crédit applicable à la fin de la période d'application permet d'éviter des problèmes de recouvrement que la proposition d'une facturation annuelle aurait pu faire surgir.

[650] Cette solution soulève cependant certaines difficultés d'application telles que l'établissement de seuils ou de modalités différents selon les tarifs, comme l'absence de redevance au tarif DP, ou encore, l'impact de l'application d'un montant unique selon le type d'alimentation. C'est pourquoi, avant de demander l'implantation d'une telle solution, la Régie croit approprié qu'un examen plus approfondi soit effectué par le Distributeur.

[651] Conséquemment, la Régie refuse la proposition du Distributeur d'introduire un montant mensuel minimal de facture, tel que présenté au présent dossier, et lui demande de revenir lors du prochain dossier tarifaire avec une proposition qui lui permette de concilier l'ensemble de ces préoccupations.

[652] Par ailleurs, le Distributeur propose d'appliquer une hausse uniforme des prix des tranches d'énergie aux tarifs D et DM.

[653] Dans sa preuve, le Distributeur rappelle que :

« La fixation du prix de la 2^e tranche d'énergie constitue un élément fondamental dans la structure tarifaire. Elle vise à informer les consommateurs du coût d'un kWh additionnel de manière à les inciter à faire les meilleurs choix énergétiques. Un bon signal de prix est essentiel à l'efficacité économique et énergétique »³¹³.

[654] Plus spécifiquement, le prix de la deuxième tranche d'énergie vise à refléter le coût évité du chauffage des locaux, soit le coût associé à une charge de chauffage à la marge. Toutefois, la crainte de la production distribuée, particulièrement celle à partir de l'énergie solaire, et du stockage d'énergie à faible coût amène le Distributeur à remettre en question la valeur d'un kWh effacé à la marge.

« En effet, si la disparition d'une charge de chauffage permet d'éviter les coûts d'énergie, de puissance et de réseaux (transport et distribution), l'autoproduction d'un kWh par un client ne permet d'éviter au Distributeur que son coût variable de production. Il en résulte inévitablement que le prix de la 2^e tranche d'énergie du tarif D surestime alors le crédit accordé à ce kWh évité »³¹⁴.

[655] Le Distributeur propose d'utiliser le coût évité Fourniture-Transport du chauffage des locaux au lieu d'utiliser le coût évité total de long terme du chauffage des locaux comme cible pour fixer le prix de la deuxième tranche d'énergie. Comme le prix de la deuxième tranche est déjà supérieur au coût évité Fourniture-Transport du chauffage des locaux, estimé à 8,99 ¢/kWh en 2027, contre un coût évité total de long terme du chauffage des locaux estimé à 11,79 ¢/kWh³¹⁵, le Distributeur propose d'appliquer une hausse uniforme des prix d'énergie.

[656] L'ACEFQ s'objecte à la proposition du Distributeur, considérant qu'il y a beaucoup d'incertitudes entourant la pénétration à grande échelle de la production distribuée au Québec. De plus, elle soutient qu'une hausse différenciée 1,5 fois plus importante en deuxième tranche d'énergie, telle que décidée par la Régie l'an dernier, favorise les petits

³¹³ Pièce [B-0047](#), p. 16.

³¹⁴ Pièce [B-0047](#), p. 17.

³¹⁵ Pièce [B-0019](#), p. 11.

consommateurs et la majorité des MFR, tout en modérant le rythme de croissance du prix de la deuxième tranche³¹⁶.

[657] Bien que l'autoproduction est un phénomène qui est appelé à grandir et qui soulève des enjeux importants, OC n'est pas convaincue de la nécessité de retenir ce critère pour la détermination du prix de la deuxième tranche qui affecte l'ensemble de la clientèle³¹⁷. OC recommande l'adoption d'une hausse différenciée des prix de l'énergie.

[658] OC recommande également d'appliquer une hausse deux fois plus grande sur le prix de la deuxième tranche que de la première. Alternativement, elle recommande d'appliquer une hausse de 60 % en deuxième tranche et de 40 % en première tranche.

[659] Le RNCREQ s'oppose également à la recommandation du Distributeur de modifier la cible pour fixer le prix de la deuxième tranche d'énergie en raison de l'essor de la production distribuée et de l'autoproduction.

[660] Selon le RNCREQ,

« [s]i le Distributeur se trouvait dans un contexte de décroissance de sa charge résidentielle, notamment une décroissance causée par l'autoproduction, une telle logique pourrait être applicable. Cependant, la prévision de la demande la plus récente du Distributeur fait état d'une progression des ventes dans le secteur résidentiel, avec une croissance prévue de 65,4 TWh/an en 2016 à 68,9 TWh/an en 2026 [note de bas de page omise].

Or, tant que la charge résidentielle augmente, la pression sur les équipements existants de distribution et de transport (charge locale) augmente également. Dans ce contexte, la diminution de la vente d'un kWh, soit-elle le résultat d'un programme d'efficacité énergétique ou de l'ajout d'un panneau solaire, aura le même effet : reporter l'ajout de nouveaux actifs de transport et de distribution. Le coût évité applicable à cette diminution doit donc nécessairement intégrer ces deux éléments »³¹⁸.

³¹⁶ Pièce [C-ACEFO-0007](#), p. 41.

³¹⁷ Pièce [C-OC-0006](#), p. 17.

³¹⁸ Pièce [C-RNCREQ-0013](#), p. 2.

[661] L'UPA, pour sa part, appuie la position de hausse uniforme du prix des tranches d'énergie proposée par le Distributeur.

[662] La Régie comprend l'argument du Distributeur à l'effet que l'autoproduction d'un kWh par un client ne lui permet que d'éviter son coût variable de production. En conséquence, le prix de la deuxième tranche d'énergie du tarif D pourrait surestimer le crédit accordé à ce kWh évité. Le manque à gagner associé à ce kWh devrait alors être récupéré auprès des autres consommateurs.

[663] Cependant, dans sa décision D-2017-105, la Régie a déjà demandé au Distributeur de présenter sa proposition de modification des dispositions relatives à l'option de mesurage net en réseau intégré, dans un dossier portant spécifiquement sur les modifications à y apporter.

[664] Par ailleurs, selon les réponses du Distributeur aux DDR, l'autoproduction et la production d'électricité au moyen de panneaux solaires sont encore marginales au Québec. Ces modes de production d'électricité renouvelable ne sont pas fondés sur des considérations économiques. En conséquence, le Distributeur ne peut se prononcer sur l'importance relative de l'électricité injectée pour la prochaine décennie³¹⁹.

[665] La Régie comprend les inquiétudes du Distributeur quant aux impacts à plus long terme de l'autoproduction et du stockage d'énergie sur ses ventes futures. Cependant, les dispositions de l'option de mesurage net sont sujettes à être révisées dans un prochain dossier et cette révision aura un impact sur l'essor de cette filière au Québec.

[666] Il apparaît donc prématuré, selon la Régie, de modifier la cible de coût évité de long terme pour le chauffage en excluant les coûts de transport – charge locale et de distribution (2,80 ¢/kWh). Comme le fait remarquer le RNCREQ, la pression à la marge sur les équipements existants de distribution et de transport est maintenue, puisque la demande du secteur domestique est toujours en croissance et devrait encore croître à l'horizon de 2026, selon le dernier plan d'approvisionnement du Distributeur.

[667] En argumentation, le Distributeur invoque également la position concurrentielle de l'électricité dans le marché de la chauffe, par rapport au mazout et au gaz naturel.

³¹⁹ Pièce [B-0083](#), p. 35.

[668] La Régie note que cette affirmation n'est pas supportée par la preuve du Distributeur au présent dossier. La preuve déposée par l'ACEFQ³²⁰ démontre plutôt que la position concurrentielle de l'électricité s'est améliorée au cours de la dernière année.

[669] Pour l'ensemble de ces raisons, la Régie ne retient pas la proposition du Distributeur d'une hausse uniforme des tranches d'énergie et ordonne une hausse différenciée moins accentuée, en continuité avec la décision D-2017-022, soit 60 % en deuxième tranche et 40 % en première tranche d'énergie.

[670] **La Régie autorise les ajustements suivants pour le tarif D au 1^{er} avril 2018 :**

- **gel de la redevance de 0,4064 \$/jour;**
- **hausse du seuil de la première tranche d'énergie de 33 à 36 kWh/ jour;**
- **hausse différenciée des prix d'énergie, mais à un rythme moindre, soit une hausse 1,5 fois plus importante du prix de la deuxième tranche qu'en première tranche.**

Prime de puissance au tarif DM et DT

[671] Le Distributeur propose, pour les tarifs DM, DT et DP, de hausser la prime de puissance d'été de 0,81 \$/kW en 2018 et en 2019 afin que la prime de puissance d'été rejoigne celle d'hiver en passant de 4,59 \$ à 6,21 \$.

[672] En réponse à la DDR n° 6 de la Régie, le Distributeur soutient que l'appariement des primes de puissance d'été et d'hiver est toujours souhaitable. Il permet d'harmoniser les modalités relatives à la facturation de la puissance pour l'ensemble des clients du Distributeur et permet d'envoyer un signal de prix qui favorise l'étalement de leur consommation en tout temps.

[673] La Régie accepte la position du Distributeur de poursuivre la hausse de la prime d'été au tarif DM et DT, considérant qu'elle ne s'applique que sur la puissance au-delà de 50 kW, tout comme cela se fait au tarif G. Elle réserve toutefois sa décision quant à la hausse de la prime d'été au tarif DP en attendant une décision définitive concernant la structure cible au tarif DP.

³²⁰ [LaPresse+](#) (édition du 15 octobre 2017).

[674] **La Régie autorise les ajustements suivants pour le tarif DM au 1^{er} avril 2018 :**

- **gel de la redevance de 0,4064 \$/jour;**
- **hausse du seuil de la première tranche d'énergie de 33 à 36 kWh/ jour;**
- **hausse différenciée des prix d'énergie, mais à un rythme moindre, soit une hausse 1,5 fois plus importante du prix de la deuxième tranche qu'en première tranche;**
- **hausse de 0,81 \$/kW de la prime de puissance d'été.**

Tarif DT

[675] Dans l'optique de ralentir l'effritement du parc biénergie résidentielle, le Distributeur propose de poursuivre la stratégie mise en place lors du dernier dossier tarifaire et de reconduire la bonification de l'économie réalisée au tarif DT en réduisant le prix d'énergie de 2,5 % au 1^{er} avril 2018. Il propose de récupérer, auprès des autres clients domestiques, le manque à gagner de 3,3 M\$ résultant de cette proposition.

[676] Cette proposition découle du constat que la hausse du seuil de la première tranche d'énergie du tarif D, qui vise à couvrir une partie du chauffage électrique, a pour conséquence de réduire, par ricochet, l'économie réalisée au tarif DT puisqu'elle réduit le coût moyen du chauffage électrique.

[677] L'ACEFQ recommande que le manque à gagner soit récupéré auprès de l'ensemble de la clientèle puisque, bien que la catégorie domestique, en raison notamment du chauffage électrique, est la cause principale des coûts d'approvisionnement et de transport associés à la puissance, les autres catégories de consommateurs contribuent également aux besoins en puissance coïncidente à la pointe³²¹.

[678] L'UC recommande de rejeter la proposition du Distributeur de réduire le prix de l'énergie en l'absence d'une analyse probante sur l'efficacité d'une telle mesure. Advenant son approbation, l'UC recommande de faire supporter le manque à gagner par l'ensemble de la clientèle, comme c'est le cas pour les coûts des autres interventions en gestion de la demande³²².

³²¹ Pièce [C-ACEFQ-0007](#), p. 45.

³²² Pièce [C-UC-0009](#), p. 16.

[679] La Régie considère que le parc biénergie constitue un outil important pour gérer les besoins de puissance à la pointe du Distributeur et qui doit être préservé. Afin d'aider à contrer l'érosion de la clientèle au tarif DT, et pour compenser l'effet de la hausse du seuil de la première tranche au tarif D, la Régie accueille favorablement la proposition de bonification proposée par le Distributeur.

[680] La Régie rejette la proposition de l'ACEFQ et l'UC de récupérer auprès de l'ensemble de la clientèle le manque à gagner en lien avec la bonification des économies au tarif DT. Cette bonification supplémentaire découle largement de la hausse du seuil de la première tranche d'énergie du tarif D. Il s'agit ici d'effectuer une réallocation des coûts entre les divers tarifs domestiques.

[681] La Régie accepte la proposition du Distributeur de bonification des économies réalisées au tarif DT et lui demande de récupérer le manque à gagner auprès des autres clients domestiques.

[682] La Régie autorise également les ajustements suivants pour le tarif DT au 1^{er} avril 2018 :

- **gel de la redevance de 0,4064 \$/jour;**
- **baisse uniforme des prix d'énergie de 2,5 %;**
- **hausse de 0,81 \$/kW de la prime de puissance d'été.**

Tarif DN

[683] Au tarif DN, qui s'applique depuis le 1^{er} avril 2017 aux clients domestiques des RA situés au nord du 53^e parallèle, le Distributeur propose initialement de maintenir le seuil de la première tranche d'énergie à 30 kWh/jour, conformément aux décisions antérieures de la Régie³²³.

[684] Le prix de la première tranche est fixé au niveau du prix de la première tranche au tarif D. Le prix de la deuxième tranche continue d'augmenter de 8 % par année en sus de la hausse tarifaire moyenne, jusqu'à l'atteinte du coût évité en RA au nord du 53^e parallèle.

³²³ Décisions [D-2016-033](#), p. 241, par. 922 et 983 à 985, et [D-2017-022](#), p. 182, par 706 à 709.

Le Distributeur propose de faire évoluer la facturation de la puissance et le montant minimal de la facture au même rythme que ceux du tarif DM.

[685] L'ARK soutient que l'augmentation progressive du seuil de la première tranche d'énergie de 30 à 40 kWh/jour, tel qu'appliqué au tarif D et DM, devrait également être mise en œuvre au nord du 53^e parallèle. Une telle mesure atténuerait en partie l'impact de l'augmentation du tarif de deuxième tranche au tarif DN.

[686] Dans sa preuve, l'ARK soutient que le rapport final du Distributeur, intitulé *Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik*, daté du mois de mai 2015 et ayant notamment servi à justifier l'augmentation du prix de l'énergie en deuxième tranche, contient certaines lacunes.

[687] En effet, le principal constat de ce rapport est que la consommation de certains ménages en deuxième tranche serait typiquement liée à la présence d'appareils de chauffage électrique d'appoint dans les maisons ou dans les remises.

[688] Or, l'ARK considère que l'étude commandée par le Distributeur n'est pas suffisamment approfondie pour déterminer avec précision les causes de la surconsommation en deuxième tranche d'énergie.

[689] L'ARK déplore également que :

« La Régie a également encouragé le Distributeur à poursuivre sa collaboration avec les organismes gérant les factures de 95 % de la clientèle résidentielle à orienter leurs interventions afin de décourager l'usage du chauffage électrique d'appoint. Elle a aussi demandé au Distributeur d'encourager les mesures et l'usage des équipements électriques les plus performants qui peuvent être proposés sur le marché, compte tenu des coûts évités élevés de la fourniture d'électricité et d'utiliser ou d'élargir le programme d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes (« PUEÉRA ») aux systèmes de chauffage des remises. Or, en date d'aujourd'hui, hormis quelques programmes en efficacité énergétique qui n'ont pas de réels impacts sur les résidents du Nunavik, aucun autre programme supplémentaire de sensibilisation global et adapté pour la région du Nunavik n'a été mis en place par le Distributeur. Par ailleurs, le PUEÉRA n'a pas été élargi aux systèmes de chauffage des remises et le Distributeur n'envisage pas de bonifier

ce programme pour l'instant, le tout tel qu'il appert des réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 1 de l'ARK [notes de bas de page omises] »³²⁴.

[690] Selon la preuve de l'ARK, la consommation des chambres mécaniques comptant divers équipements comme des fournaies au mazout, des chauffe-eau, des pompes à eau et des systèmes de ventilation, n'a pas été adéquatement prise en considération.

[691] Selon les évaluations de l'analyste externe de l'ARK, basées sur les données d'Hydro-Sherbrooke concernant la consommation moyenne de divers appareils électriques³²⁵, une chambre mécanique typique pour une famille pourrait consommer 17,9 kWh/jour. Le témoin affirme qu'il est fort probable que les données soient plus élevées au Nunavik, en raison du surpeuplement des logements et du climat plus rigoureux au Nunavik qu'à Sherbrooke³²⁶.

[692] Des facteurs socioculturels, la présence de plus d'un congélateur par ménage et le surpeuplement des logements entraînent un usage plus intensif de chaque appareil. La faible luminosité durant l'hiver pourrait également expliquer une consommation plus grande, même en l'absence de chauffage électrique d'appoint.

[693] En audience, le Distributeur reconnaît que les informations fournies par l'ARK méritent un examen additionnel de sa part :

« En fait, on ne nie pas l'étude de deux mille quinze (2015). Ce qu'on a discuté avec eux et ce qu'on a évalué comme nouvelles informations, c'était ce dont je vous parlais tout à l'heure, donc qu'il pourrait y avoir de l'équipement associé au chauffage au mazout qui fonctionne à l'électricité. Donc, on facturerait un prix de la deuxième tranche de quarante sous (40 ¢) à des usages qui ne sont pas évitables. Donc, c'est cette piste-là qu'on disait qu'on était prêt à regarder. Donc, ça ne veut pas dire que ça remet tout en question l'étude de deux mille quinze (2015). C'est vraiment une information additionnelle qui se rajoute puis qui nous fait penser qu'effectivement il y a peut-être... c'est une hypothèse qui semble fondée là et donc qu'on aimerait fouiller un petit peu plus pour voir effectivement s'il y a... si effectivement c'est le cas.

[...]

³²⁴ Pièce [C-ARK-0013](#), p. 8.

³²⁵ Pièce [C-ARK-0021](#).

³²⁶ Pièce [A-0061](#), p. 144 et 145.

Bien, en fait, ce qu'on envisageait, c'est effectivement peut-être aller évaluer avec du mesurage qu'est-ce qui... donc d'évaluer sur le terrain qu'est-ce qui en est. Donc, c'est quelque chose qu'on est disposé à faire »³²⁷.

[nous soulignons]

[694] En argumentation, le Distributeur appuie la position de l'ARK à l'effet qu'une augmentation du seuil de la première tranche du tarif DN au niveau du tarif D serait souhaitable et équitable. De plus, il confirme qu'il est « *disposé à poursuivre ses discussions avec l'ARK afin d'avoir un portrait plus juste des causes expliquant la consommation en 2^e tranche* »³²⁸.

[695] La Régie juge qu'il est important d'avoir un portrait plus précis de la consommation d'énergie au nord du 53^e parallèle et d'approfondir l'analyse des causes possibles de surconsommation en deuxième tranche d'énergie, puisque ces récentes décisions portant sur le tarif DN reposent largement sur les conclusions de l'étude de 2015 présentée par le Distributeur.

[696] Par ailleurs, la Régie constate que, selon la réponse à l'engagement n° 21 fournie par le Distributeur, le pourcentage d'énergie consommée en première tranche avec un seuil de 30 kWh/jour se situe déjà à 89 %, et qu'avec un seuil de 40 kWh/jour, ce ratio augmenterait à 95 %³²⁹.

[697] À la section 13.2.1, la Régie demande au Distributeur d'effectuer des audits énergétiques pour les 14 villages du Nunavik. Simultanément, le Distributeur devrait faire une étude afin de préciser les causes de la consommation en deuxième tranche d'énergie au tarif DN. Ces études devraient viser à mesurer la consommation des chambres mécaniques des unités multilogements et résidences unifamiliales. Ces études pourront être faites en collaboration avec les organismes en place comme l'ARK afin de produire une analyse particulière de leur profil de consommation.

³²⁷ Pièce [A-0060](#), p. 165 et 166.

³²⁸ Pièce [B-0172](#), p. 31.

³²⁹ Pièce [B-0164](#), p. 3.

[698] **Entretemps, la Régie suspend la hausse prévue du prix de la deuxième tranche de 8 % en sus de la hausse tarifaire moyenne et maintient le seuil de la première tranche d'énergie à 30 kWh/jour. Elle fixe le prix de la première tranche d'énergie au niveau du prix de la première tranche au tarif D.**

[699] **La Régie accepte la proposition du Distributeur de faire évoluer la facturation de la puissance au même rythme que celle du tarif DM.**

Tarif DP

[700] Au tarif DP, qui s'applique aux clients dont la puissance maximale appelée (PMA) est d'au moins 50 kW au cours des 12 derniers mois, le Distributeur propose, pour le 1^{er} avril 2018 :

- d'éliminer la redevance de 6,09 \$ par mois;
- d'appliquer une hausse uniforme des prix d'énergie;
- de porter le montant minimal de la facture de 12,18 \$ à 15,18 \$ pour l'alimentation en monophasé et de maintenir celui de l'alimentation en triphasé à 18,27 \$ par mois;
- de hausser le seuil de la première tranche de 1200 à 1500 kWh/mois;
- de poursuivre la hausse de la prime de puissance d'été de 0,81 \$/kW.

[701] La proposition d'éliminer la redevance au tarif DP, puisqu'il s'agit d'une composante non significative pour les grands consommateurs facturés en puissance, est en continuité avec la décision D-2017-022. Au besoin, le montant mensuel minimal de la facture vient jouer le même rôle chez les clients qui consomment de façon irrégulière.

[702] **La Régie accepte la proposition du Distributeur d'éliminer la redevance au 1^{er} avril 2018 au tarif DP.**

[703] Compte tenu de l'accentuation du signal de prix de puissance, le Distributeur propose d'appliquer une hausse uniforme des prix d'énergie, conservant ainsi le caractère progressif du tarif. Cette proposition est également en continuité avec la décision D-2017-022.

[704] La Régie accepte la proposition du Distributeur d'appliquer, au tarif DP, une hausse uniforme du prix des tranches d'énergie au 1^{er} avril 2018.

[705] Le Distributeur propose de porter le montant minimal de la facture de 12,18 \$ à 15,18 \$ pour l'alimentation en monophasé et de maintenir celui de l'alimentation en triphasé à 18,27 \$/mois afin de faire évoluer le montant mensuel minimal de la facture au même rythme que celui des autres tarifs domestiques.

[706] Pour les motifs énoncés précédemment, la Régie refuse la proposition du Distributeur relative au montant mensuel minimal de la facture, telle que présentée au présent dossier, et maintient le montant mensuel minimum de la facture à 12,18 \$ pour l'alimentation en monophasé et à 18,27 \$/mois pour l'alimentation en triphasé au tarif DP.

[707] Le Distributeur propose, dans sa preuve, de hausser le seuil de la première tranche d'énergie de 1 200 à 1 500 kWh/mois. Cette hausse s'inscrit dans une évolution graduelle vers un niveau plus significatif pour la clientèle du tarif DP qui consomme, en moyenne, environ 195 000 kWh/année.

[708] Cette augmentation du seuil de la première tranche étant financée grâce à la hausse de la prime de puissance d'été de 0,81 \$/kW, le Distributeur suggère en audience qu'advenant une suspension de la hausse de la prime de puissance d'été, il serait préférable de ne pas accroître le seuil de la première tranche³³⁰.

[709] Le Distributeur réitère toutefois qu'il serait souhaitable de poursuivre la hausse de la prime de puissance d'été afin de l'arrimer avec la prime d'hiver. En réponse à la DDR n° 6 de la Régie, le Distributeur réaffirme que l'appariement des primes de puissance d'été et d'hiver permet d'harmoniser les modalités relatives à la facturation de la puissance avec celles qui s'appliquent aux tarifs généraux.

« Le Distributeur réitère l'importance de donner aux clients qui sont en mesure de comprendre et gérer leur puissance, un signal de prix cohérent qui favorise l'étalement de leur consommation en tout temps, c'est-à-dire l'amélioration de leur facteur d'utilisation, et ce, peu importe leur tarif. La poursuite de l'appariement de

³³⁰ Pièce [A-0060](#), p. 192.

la prime de puissance d'été à celle d'hiver aux tarifs domestiques fait partie de cette stratégie.

D'autre part, le Distributeur tient à rappeler que ses tarifs revêtent déjà un caractère saisonnier. C'est par le mécanisme de fixation automatique de la puissance à facturer minimale que le Distributeur envoie le signal aux clients que le coût de la puissance appelée en hiver est plus élevé que celui de la puissance appelée en été. [...] Il n'est donc pas nécessaire d'avoir des primes de puissance saisonnières pour refléter le fait que les coûts de puissance sont plus importants en hiver »³³¹.

[nous soulignons]

[710] Pour sa part, l'UPA demande de maintenir une distinction entre la prime de puissance en hiver et en été et de geler cette dernière à son niveau actuel³³². Le RNCREQ remet également en question l'application d'une prime de puissance uniforme toute l'année.

[711] La Régie est d'accord avec le Distributeur quant à l'importance de donner un signal de prix qui favorise l'étalement de la consommation et l'amélioration du facteur d'utilisation (FU). Ceci nécessite un signal de prix suffisant tout au long de l'année, contrairement à ce qui existait avant la décision D-2008-024 alors qu'il n'y avait qu'une prime de puissance d'hiver.

[712] Cette facturation annuelle doit envoyer un signal de prix suffisant chaque mois. Toutefois, la Régie n'est pas convaincue que ce signal doit nécessairement être constant, soit mensuellement ou même entre la saison d'hiver et d'été. Même avec l'écart actuel entre la prime d'hiver de 6,21 \$ et celle d'été à 4,59 \$, considérant le changement proposé du seuil de facturation dès le premier kilowatt au tarif DP, une telle prime d'été enverrait tout de même un signal de prix fortement incitatif.

[713] La Régie reconnaît également, comme le Distributeur le signale, que la tarification de la puissance revêt déjà un caractère saisonnier avec la puissance à facturer minimale (PFM). Le maintien d'un différentiel entre les primes de puissance d'été et d'hiver viendrait donc accentuer ce caractère saisonnier.

³³¹ Pièce [B-0127](#), p. 62.

³³² Pièce [C-UPA-0010](#), p. 16.

[714] En ce qui a trait à la causalité des coûts dans les réseaux de transport et de distribution, le RNCREQ constate que la puissance maximale (en janvier) excède celles de février et décembre par plus de 3 000 MW et qu'elle excède celles des autres mois par 5 000 MW à 13 000 MW.

« [...] l'ajout d'une charge pendant le printemps, l'été et l'automne ne causent peu ou pas de coût sur les réseaux de transport et distribution [note de bas de page omise]. Il en découle que l'ajout d'un kW de charge à un autre moment qu'en janvier n'occasionne pas de pression sur les réseaux de transport et distribution. Ce constat suggère que le signal de prix que crée la facturation de l'appel en puissance pendant ces mois ne reflète pas la causalité des coûts.

L'ajout d'une charge pendant la pointe annuelle, par contre, crée des coûts importants »³³³.

[715] Ceci pourrait justifier une différenciation saisonnière plus marquée que celle prévue par le mécanisme de fixation automatique de la PFM dans le cadre du tarif DP où l'on considère facturer la puissance dès le premier kilowatt.

[716] La Régie note, par ailleurs, que la proposition de TRI présentée par le Distributeur au présent dossier repose essentiellement sur la prémisse qu'un client absent à la pointe n'entraîne pas les mêmes coûts pour le Distributeur : *« Ce tarif n'affectera donc d'aucune façon les besoins en puissance ni n'occasionnera de coûts sur le réseau »³³⁴.*

[717] La Régie considère que le gel de la prime de puissance d'été, ou sa fixation à un niveau inférieur à celle d'hiver qui resterait à déterminer, pourrait faire partie des éléments à étudier dans le cadre d'une proposition alternative de structure cible au tarif DP.

[718] La Régie rappelle qu'une différenciation saisonnière des tarifs de puissance constituait l'une des pistes de solution proposées par l'expert de la Régie dans son rapport portant sur les structures et options tarifaires – volet électricité, dans le dossier de l'Avis³³⁵.

³³³ Pièce [C-RNCREQ-0013](#), p. 6.

³³⁴ Pièce [B-0172](#), p. 30.

³³⁵ Dossier R-3972-2016, pièce [A-0008](#), p. 30.

[719] La Régie note également qu'au tarif G-9, tarif satellite du tarif M pour les clients à faible FU, la prime de puissance se situe à 4,20 \$, soit un niveau inférieur à celui de la prime d'été aux tarifs domestiques.

[720] En attendant une décision définitive concernant la structure cible au tarif DP, et afin de laisser toutes les options ouvertes, la Régie suspend l'harmonisation des primes de puissance d'hiver et d'été. Elle maintient au niveau actuel de 4,59 \$ la prime d'été, considérant qu'un abaissement du seuil de facturation est envisagé.

[721] En conséquence, la Régie accueille la suggestion du Distributeur en audience et maintient le seuil de la première tranche d'énergie à 1200 kWh/mois au 1^{er} avril 2018.

Structure cible au tarif DP

[722] Le Distributeur propose une structure cible au tarif DP. Il propose d'abaisser le seuil de facturation de la puissance de 50 kW à 1 kW. Pour compenser, il propose de hausser le seuil de la première tranche à 12 600 kWh/mois.

[723] Ces modifications constituent une réallocation des revenus des composantes redevance et énergie vers la composante puissance, accroissant la portion des revenus récupérés par la composante puissance de 8 % à 28 %.

« Dans la mesure où le tarif DP s'adresse à des clients de taille plus importante, davantage en mesure de gérer leur appel de puissance, il importe de les inciter à le faire avec un bon signal de prix. La facturation de la puissance favorise une meilleure gestion de la puissance et permet aux clients de rentabiliser des investissements en technologie de gestion de la charge, tout en assurant un meilleur appariement des tarifs avec les coûts fixes »³³⁶.

[724] Les clients ayant une consommation supérieure à 100 000 kWh/année sont généralement avantagés par cette structure cible, alors que ceux ayant une consommation moindre subissent généralement des impacts tarifaires à la hausse. En réponse au GRAME, le Distributeur précise que ce n'est pas ce que vise la proposition mais qu'il s'agit plutôt d'une résultante de la structure proposée.

³³⁶ Pièce [B-0047](#), p. 23.

[725] Les clients consommant moins de 100 000 kWh/année ont des appels de puissance plus faibles et bénéficient largement des 50 premiers kW sans frais. Selon le Distributeur, cette situation occasionne un transfert de coûts vers les autres clients du tarif DP, créant une iniquité qu'il importe de corriger.

[726] L'ACEFQ s'inquiète que des clients au tarif D puissent payer plus cher pour leur chauffage que les gros clients au tarif DP. Elle recommande de ne pas accepter le seuil de 12 600 kWh/mois, ni la hausse uniforme du prix des tranches d'énergie et suggère à la Régie de reporter sa décision quant à la facturation de la puissance à la structure cible³³⁷.

[727] Le GRAME est d'avis que le Distributeur devrait démontrer qu'il n'y a pas d'iniquité entre les tarifs D et DP. Il constate que les clients avec un fort FU, qu'importe leur appel de puissance, sont avantagés même avec une facturation dès le premier kilowatt appelé et verraient leur facture diminuer.

[728] Le GRAME note que les clients les plus fortement touchés sont caractérisés par de faibles appels de puissance ou un faible FU, ou les deux. Selon l'intervenant, ces clients n'auront pas avantage à instaurer de la technologie de gestion de puissance, considérant leur faible appel de puissance.

[729] Le GRAME est d'avis que l'objectif du tarif DP d'inciter à une meilleure gestion de la puissance en tout temps n'est pas rencontré par la structure proposée du tarif³³⁸.

[730] Le RNCREQ s'interroge quant à l'importance donnée au fait que les clients gèrent leurs appels de puissance en tout temps, considérant que l'ajout d'une charge au printemps, à l'été ou à l'automne ne cause pas ou peu de coût sur le réseau de transport et distribution. Il suggère que le signal de prix que crée la facturation de l'appel en puissance pendant ces mois ne reflète pas la causalité des coûts³³⁹.

[731] L'UPA fait remarquer l'asymétrie entre les clients avantagés et les clients désavantagés par la structure cible proposée pour le tarif DP. Les clients pour qui la structure cible est avantageuse ont une faible baisse de facture. Les clients qui subiront une hausse de facture feront face à une très forte hausse. Ainsi, selon l'UPA, 29 % des clients

³³⁷ Pièce [C-ACEFQ-0007](#), p. 50 à 52.

³³⁸ Pièce [C-GRAME-0011](#), p. 5 à 7.

³³⁹ Pièce [C-RNCREQ-0020](#), p. 6.

agricoles subiraient une hausse de leur facture de 20,6 % à 300 %. L'optimisation tarifaire, par le passage à d'autres tarifs, conduirait à des hausses de tarif de 15 % à 115 %, ce qui demeure substantiel³⁴⁰.

[732] L'UPA affirme que l'achat et l'installation d'équipements supplémentaires pour gérer la puissance, tel que suggéré par le Distributeur, ne seraient pas nécessairement rentables pour les clients consommant moins de 100 000 kWh/an. L'intervenante suggère le gel de la prime d'été à 4,59 \$/kW, ce qui représenterait une mesure d'atténuation pour tous les abonnements de moins de 100 000 kWh par an.

[733] L'UPA demande que la décision à l'égard de la structure cible au tarif DP soit reportée et que le Distributeur envisage des scénarios alternatifs au sujet du seuil minimal de facturation³⁴¹.

Opinion de la Régie

[734] À la demande de la Régie, le Distributeur présente une analyse plus détaillée des impacts associés aux orientations proposées pour le tarif DP, notamment pour les clients consommant moins de 100 000 kWh/année. Plusieurs exemples d'abonnements subissant un impact sont fournis et font l'objet d'un examen supplémentaire.

[735] Tout en reconnaissant que les exemples d'abonnements fournis ne sont pas représentatifs de l'ensemble de la clientèle au tarif DP, la Régie constate que, parmi ceux où les clients consomment plus de 90 000 kWh/an et ont des PMA maximales entre 51 et 58 kW, tous opteraient pour le tarif DP au lieu du tarif D afin de bénéficier d'une réduction tarifaire³⁴².

[736] Le Distributeur reconnaît une certaine discontinuité et soutient que « *le principe de continuité entre les tarifs a son importance mais que ce sont principalement les principes du meilleur reflet des coûts de service, d'équité et d'amélioration du signal de prix qui l'ont guidé dans sa proposition de structure cible au tarif D* »³⁴³.

³⁴⁰ Pièce [C-UPA-0022](#), p. 12 et 13

³⁴¹ Pièce [C-UPA-0010](#), p. 16.

³⁴² Pièce [B-0127](#), p. 57 à 59.

³⁴³ Pièce [B-0127](#), p. 59 et 60.

[737] La Régie rappelle que dans sa décision D-2016-033, lorsqu'elle a accepté le principe de créer le tarif DP, elle exprimait l'importance qu'elle accordait à la continuité et à la progressivité des tarifs domestiques :

« [997] Sur la base de la preuve déposée au présent dossier, la Régie est d'avis qu'il n'est pas justifié d'abaisser la contribution des revenus aux coûts des grands consommateurs facturés en puissance, tel que le suggère le Distributeur.

[998] Malgré ces réserves, la Régie reconnaît que les clients de plus de 50 kW ont des profils de consommation différents de la moyenne des autres clients aux tarifs domestiques, puisqu'ils ont un facteur d'utilisation (FU) plus élevé, un ratio hiver-été moins prononcé et qu'ils sont déjà facturés différemment avec l'ajout d'une prime pour la puissance à facturer. La création d'un tarif distinct pourrait permettre de mieux calibrer les hausses futures par composante pour ces clients et ainsi limiter les effets indus de la hausse plus rapide du prix de la 2^e tranche d'énergie.

[999] Par conséquent, la Régie accepte la proposition du Distributeur de créer un tarif D2 pour les grands consommateurs facturés en puissance. Elle réaffirme toutefois l'importance de la progressivité des tarifs domestiques et du signal de prix, particulièrement chez les grands consommateurs aux tarifs domestiques »³⁴⁴.

[nous soulignons]

[738] La Régie s'interroge également sur la priorisation du principe de mieux refléter les coûts, considérant les très fortes fluctuations des résultats de l'exercice de répartition des coûts, relatifs au tarif DP, tel qu'observé au présent dossier³⁴⁵.

[739] Cet exercice de répartition des coûts au tarif DP est basé sur un échantillon limité de 22 clients, dont un seul avait une consommation inférieure à 100 000 kWh/an, alors qu'ils représentent 26 % des clients au tarif DP. De plus, aucun de ces 22 clients ne représentait la clientèle agricole qui, pourtant, compose 43 % de la clientèle au tarif DP.

[740] Tout en reconnaissant que les stratégies tarifaires doivent évoluer et s'ajuster au contexte énergétique, la Régie juge qu'il est souhaitable que la structure cible tienne

³⁴⁴ Décision [D-2016-033](#), p. 256.

³⁴⁵ Pièces [B-0080](#), p. 134, et [B-0127](#), p. 49.

davantage compte du principe de continuité tarifaire et de progressivité des tarifs. Cette continuité tarifaire entre les tarifs D et DP pourrait être significativement améliorée si le seuil de la première tranche était fixé à un niveau plus bas.

[741] En audience, le Distributeur s'est dit ouvert à la tenue d'une rencontre technique avec les parties intéressées afin de déterminer la structure cible, d'évaluer d'autres propositions alternatives et d'en examiner les impacts.

[742] La Régie rejette la proposition de structure cible du tarif DP présentée par le Distributeur et lui demande de tenir une rencontre technique avec les personnes intéressées afin de déterminer une nouvelle structure cible.

[743] La Régie ne remet pas en question l'objectif du tarif DP de mettre plus de poids sur la composante « Prime de puissance » afin d'inciter les clients à mieux gérer leurs appels de puissance. Cependant cette nouvelle structure cible devrait tenir compte davantage du principe de continuité tarifaire. Elle devrait également mieux refléter la progressivité des tarifs domestiques, en atténuant les impacts favorables chez les clients consommant plus de 100 000 kWh/an et défavorables chez les clients consommant moins de 100 000 kWh/ an.

[744] La Régie demande au Distributeur de présenter des scénarios de propositions alternatives, en décrivant les avantages et inconvénients de chacun, et en présentant, pour chacune de ces propositions alternatives, une mise à jour du portrait détaillé des impacts sur la clientèle touchée par strate de consommation avec des exemples d'abonnements affectés, tel que présenté dans sa preuve principale au présent dossier.

[745] La Régie demande au Distributeur de présenter, entre autres, une proposition de structure cible qui maintienne la différenciation saisonnière actuelle entre la prime de puissance d'été et d'hiver, accompagnée d'une réduction du seuil de la première tranche d'énergie par rapport à la proposition présentée au présent dossier.

17.3 STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS GÉNÉRAUX ET INDUSTRIEL

[746] Le tarif de petite puissance (G), celui de moyenne puissance (M) et celui de grande puissance (LG) composent les tarifs généraux. Le tarif L est celui applicable à la grande industrie.

[747] Le tarif G, de type dégressif, s'applique à l'abonnement de petite puissance dont la PFM est inférieure à 65 kW.

[748] Le tarif général M, également de type dégressif, s'applique à l'abonnement de moyenne puissance dont la PMA est d'au moins 50 kW au cours d'une période de consommation comprise dans les 12 périodes mensuelles consécutives prenant fin au terme de la période de consommation visée.

[749] Le tarif LG, qui ne comporte qu'une seule tranche de prix pour l'énergie consommée, s'applique à l'abonnement de grande puissance dont la PFM est de 5 000 kW ou plus, à l'exclusion de tout abonnement lié principalement à une activité industrielle, pour lequel le tarif L s'applique.

[750] Le Distributeur propose de reconduire la stratégie de rééquilibrage des tarifs généraux afin d'alléger la pression sur les petites et moyennes entreprises (PME) au tarif M. Ce rééquilibrage se limite toutefois aux revenus additionnels associés à l'introduction de la PFM au tarif LG, soit environ 0,8 M\$. Ainsi limité, l'ajustement devient à peine perceptible³⁴⁶ au fil du temps.

[751] En réponse à une question de la Régie, le Distributeur se dit en mesure de déposer au prochain dossier tarifaire une proposition afin de poursuivre le rééquilibrage des tarifs généraux de façon plus marquée.

[752] La Régie demande au Distributeur de déposer, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, une proposition afin de poursuivre le rééquilibrage des tarifs généraux de façon plus accentuée.

[753] Quant à la stratégie relative aux tarifs généraux et industriel, le Distributeur propose, contrairement aux dernières années, une hausse uniforme des composantes « Énergie » et « Puissance ». Cette stratégie applique moins de poids sur la composante « Énergie » afin de mieux refléter le contexte de surplus et le faible coût variable de l'énergie. Le Distributeur poursuit, par ailleurs, l'élimination de la dégressivité des prix de l'énergie au tarif G.

³⁴⁶ Pièce [B-0115](#), p. 80 et 81.

[754] Ainsi, l'application de la hausse tarifaire aux tarifs généraux et industriel se décline de la façon suivante :

- gel de la redevance au tarif G;
- hausse uniforme des primes de puissance et des prix de l'énergie;
- hausse des crédits d'alimentation correspondant à la hausse moyenne des primes de puissance des tarifs généraux et industriel;
- hausse plus importante du prix de la deuxième tranche d'énergie au tarif G;
- hausse du prix de l'énergie des deux tranches du tarif M du même ordre de grandeur, afin de préserver la dégressivité des prix.

[755] **La Régie approuve les ajustements aux tarifs généraux et industriel que propose le Distributeur et lui demande d'appliquer la hausse de tarif découlant de la présente décision.**

17.4 RÉVISION DES DISPOSITIONS RELATIVES À L'OPTION DE MESURAGE NET EN RÉSEAUX AUTONOMES

[756] Le Distributeur propose une modification de la section 3 du chapitre 7 des tarifs applicables aux RA³⁴⁷ qu'il introduit comme suit :

« En réseaux autonomes (Option III), le montant accordé au client est calibré sur le coût évité du combustible, soit 17 ¢/kWh pour les réseaux alimentés à partir de centrales fonctionnant au mazout lourd, 33 ¢/kWh pour les réseaux alimentés à partir de centrales fonctionnant au diesel léger et 47 ¢/kWh pour les réseaux alimentés à partir de centrales au diesel arctique.

Pour ces nouvelles options, la banque de surplus en kWh serait remplacée par une banque de surplus en dollars qui comptabiliserait les kWh injectés multipliés par la juste valeur économique. La facture du client ne pourrait toutefois être inférieure au montant minimal applicable à son tarif, comme c'est le cas pour l'option actuelle.

³⁴⁷ Pièce [B-0049](#), p. 161 à 165.

Le Distributeur propose de maintenir l'option de mesurage net actuellement en vigueur (Option I) pour les autoproducteurs qui en bénéficient au 31 mars 2018, et ce, pour une période de 10 ans »³⁴⁸.

[757] Parmi les modalités d'adhésion, il est prévu que le client soumette une demande écrite. Le Distributeur peut refuser le raccordement demandé ou l'adhésion à l'option de mesurage net. D'autres sources de production que le photovoltaïque, comme l'éolien ou l'hydraulique sont également admissibles. Par ailleurs, le Distributeur introduit de nouvelles modalités de facturation, qui prévoient des crédits dans une banque de surplus mais aucun remboursement monétaire.

[758] Le Distributeur explique les raisons pour lesquelles il ne veut pas créditer la valeur de l'énergie produite au-delà de la valeur de la consommation nette facturée, moins le montant minimal à payer :

« Le Distributeur rappelle que sa proposition relative au mesurage net en réseau autonome ne vise qu'à accorder à l'électricité injectée dans le réseau d'Hydro-Québec une valeur économique reflétant davantage le coût évité du combustible alimentant les centrales de production. La proposition du Distributeur ne vise pas à aborder la question des approvisionnements en réseaux autonomes.

Il y a en effet lieu d'éviter d'analyser le mesurage net en réseau autonome sous l'angle de l'approvisionnement en électricité.

[...]

Chaque réseau autonome possède en effet une limite de production décentralisée totale à respecter afin de conserver la stabilité du réseau. La limite de production décentralisée correspond à une faible proportion de la puissance installée du groupe ou des groupes minimalement en exploitation à la centrale. Si cette limite devait être dépassée, il existe un risque de perdre l'alimentation complète du réseau et donc perte de l'alimentation des clients »³⁴⁹.

[759] Le RNCREQ, comme le ROÉE, sont d'avis que la conversion de la banque de kWh en une banque de dollars limite la capacité de chacun des systèmes d'autoproduction qui

³⁴⁸ Pièce [B-0047](#), p. 48.

³⁴⁹ Pièce [B-0172](#), p. 31 et 32.

peuvent être installés, la taille des systèmes diminuant à mesure qu'augmente la valeur accordée à l'énergie produite³⁵⁰.

[760] Selon le RNCREQ, rien dans la preuve du Distributeur ne permet de conclure que le remplacement de la banque de kWh par une banque de dollars, permettant un retour sur l'investissement plus rapide, aura réellement pour effet d'inciter un plus grand nombre de clients à installer des panneaux solaires, alors que le niveau de pénétration du mesurage net en RA demeure très faible, soit une dizaine de clients pour l'ensemble des RA³⁵¹. Même si le prix des composants solaires a chuté, en particulier celui des panneaux eux-mêmes, les coûts de transport de matériel et de la main d'œuvre pour effectuer des installations en communautés éloignées demeurent évidemment importants. Par ailleurs, la proposition du Distributeur tendrait vers une multitude de petits systèmes, une situation jugée indésirable par le Distributeur lui-même³⁵².

[761] Selon le RNCREQ, la proposition du Distributeur augmenterait également le coût unitaire moyen de l'énergie solaire, compte tenu des économies d'échelle qui s'appliquent à des systèmes plus grands, en particulier en raison des coûts de transport et d'installations en communautés éloignées.

[762] Par ailleurs, le RNCREQ reconnaît qu'il existe sans doute un seuil au-delà duquel l'ajout de ressources solaires dans un réseau thermique compliquerait les opérations et augmenterait possiblement les coûts. Le RNCREQ rappelle, à ce sujet, que l'article 2.51 des *Tarifs d'électricité* en vigueur (les Tarifs) permet déjà au Distributeur d'accepter ou de refuser toute demande en vertu du programme de mesurage net.

[763] Le RNCREQ est d'avis que l'article 74.1 de la Loi ne fait pas obstacle à un remboursement de l'énergie injectée au-delà de la valeur de la facture annuelle. Selon l'intervenant, tant que la production demeure limitée par la consommation du client, la justification du projet à titre d'autoproduction demeure applicable et il n'y a pas de « *vente de surplus d'électricité* ».

³⁵⁰ Pièces [C-RNCREQ-0025](#), p. 6, [C-RNCREQ-0024](#), diapositive 7, [C-ROEÉ-0013](#), p. 16 et 17, [A-0066](#), p. 167, ligne 7 à p. 174, ligne 8.

³⁵¹ Pièce [A-0057](#), p. 62, lignes 19 à 25.

³⁵² Pièce [A-0051](#), p. 196, ligne 21, à p.197, ligne 6.

[764] Le ROEE est généralement favorable au tarif proposé par le Distributeur³⁵³, mais voit plusieurs conséquences négatives aux limites des modalités de remboursement. Ainsi, il est d'avis que plus le tarif d'injection offert sera élevé, plus le dimensionnement des systèmes d'autoproduction diminuera. Cela limitera le nombre de panneaux solaires par client en RA, décourageant les économies d'énergie chez les autoproducteurs, et compliquera l'implantation de panneaux photovoltaïques par des fournisseurs en RA, les limitant à de petites installations moins performantes.

[765] La Régie rappelle que le tarif de mesurage net applicable en réseau intégré est déjà offert depuis plusieurs années dans les RA. En vertu de ce tarif, l'énergie autoproduite, lorsqu'elle excède la consommation directe de l'autoproducteur, peut être injectée sur le réseau. Cette énergie injectée est alors inscrite dans une banque de surplus énergétique. L'autoproducteur peut utiliser cette énergie accumulée dans la banque pour ses propres besoins pendant la période de consommation de 24 mois inscrite au tarif. Si des crédits demeurent après cette période, la banque est ramenée à zéro au début de la période de consommation suivante.

[766] Ainsi, l'autoproduction est caractérisée par une production d'énergie renouvelable qui ne dépasse pas les besoins de consommation d'un abonnement sur la période d'application de 24 mois prévue aux Tarifs. Par ailleurs, le principe sous-jacent à l'option de mesurage net est d'offrir un service d'équilibrage en autorisant à un autoproducteur d'injecter sa production nette en tout temps sur le réseau afin qu'il puisse récupérer l'énergie accumulée pour sa consommation ultérieure.

[767] Ainsi, lorsqu'il injecte sur le réseau les surplus produits par son système soumis aux aléas de la ressource renouvelable, l'autoproducteur n'offre pas au Distributeur de garantie de puissance ou de fourniture d'énergie et ce dernier est obligé d'absorber cette énergie, à tout instant. En retour, quand le consommateur veut avoir accès à l'électricité du réseau pour ses propres besoins, le Distributeur a l'obligation de lui en fournir, même s'il est en période de pointe.

[768] Selon la Régie, le constat de cette réalité du mode de fonctionnement du mesurage net, démontre clairement que l'injection d'énergie ne peut pas être considérée comme un approvisionnement pour le Distributeur puisqu'il ne peut pas compter sur cette ressource lorsqu'il en a besoin.

³⁵³ Pièce [C-ROEE-0027](#), p. 7 et 8.

[769] La Régie constate que l'offre tarifaire du Distributeur donne une valeur plus élevée à l'énergie injectée qu'à celle de l'énergie livrée en regard des coûts évités :

« 7.17 Banque de surplus

Pour chaque période de consommation, la valeur de l'électricité injectée par l'autoproduiteur dans le réseau d'Hydro-Québec est créditée dans une banque de surplus.

Cette valeur correspond au nombre de kilowattheures injectés multiplié par : [...] »³⁵⁴.

[770] Cette offre tarifaire peut créer, sur une seule période de consommation, un crédit monétaire à l'abonné. Il y a donc une gestion des crédits monétaires à faire.

[771] Par ailleurs, un autoproduiteur a besoin du réseau pour équilibrer ses surplus temporaires d'énergie et pour compter sur un approvisionnement fiable lorsqu'il a besoin d'électricité. Selon la Régie, cet autoproduiteur doit donc, à chaque période, payer la redevance. La banque de surplus monétaire ne peut être utilisée pour payer la redevance.

[772] Comme l'option de mesurage net vise des petites installations résidentielles de quelques kW seulement et qu'elle a, jusqu'à présent, touché très peu d'abonnés, la Régie considère que l'offre tarifaire du Distributeur peut-être testée sur une période de démarrage sans mettre en danger la stabilité des réseaux, d'autant plus que le Distributeur se réserve le droit de refuser toute demande d'adhésion à cette option³⁵⁵. Pendant cette période, le Distributeur pourra tester la réponse du marché à cette nouvelle offre tarifaire et poursuivre les analyses de ses systèmes et de leur impact sur la stabilité des réseaux.

[773] Advenant le besoin ultérieur de réviser l'offre de mesurage net, l'investissement des premiers participants pourrait être protégé par un droit acquis au maintien du tarif et de ses conditions sur une période donnée.

³⁵⁴ Pièce [B-0049](#), p. 163.

³⁵⁵ Pièce [B-0049](#), p. 162.

[774] La Régie a décidé, par sa décision D-2017-105, de reporter l'examen de la proposition du Distributeur pour la Section 6 – Option de mesurage net pour autoproducteur – Option I et la Section 7 – Mesurage net pour autoproducteur – Option II au Chapitre 2 des Tarifs³⁵⁶.

[775] La Régie note que le Distributeur a exclu Schefferville à l'article 2.58 prévu à la Section 7 – Mesurage net pour autoproducteur – Option II de l'admissibilité au mesurage net pour autoproducteur Option III.

[776] La Régie constate que le Distributeur n'a pas exclu le réseau de Lac-Robertson de l'option de Mesurage net pour autoproducteur – Option III. Cependant, puisque le réseau du Lac Robertson est alimenté à partir d'énergie hydroélectrique, il n'a pas à bénéficier de conditions différentes liées à la production d'électricité de source thermique. **En conséquence, la Régie ordonne au Distributeur de modifier l'article 7.12 de la Section 3 du chapitre 7 des Tarifs afin d'exclure les réseaux de Schefferville et de Lac-Robertson.**

[777] Considérant ce qui précède, la Régie accepte les propositions tarifaires du Distributeur pour le mesurage net en réseau autonome tel que présenté à la Section 3 – Mesurage net pour autoproducteur – Option III, sous réserve des décisions concernant le réseau de Schefferville et Lac-Robertson et de la facture minimale applicable.

[778] Enfin, la Régie demande au Distributeur de présenter un suivi de la réponse de la clientèle résidentielle des réseaux autonomes à cette nouvelle offre tarifaire de mesurage net et de présenter, le cas échéant, certains aménagements si la preuve démontre que ces systèmes, en devenant plus nombreux, mettent en danger la fiabilité de ces réseaux.

[779] La Régie juge important de souligner que l'offre tarifaire du Distributeur porte uniquement sur l'énergie injectée sur le réseau et valorise ainsi à un taux plus élevé l'énergie produite par l'autoproducteur en excès de ses propres besoins de consommation. En ce qui concerne l'énergie solaire en RA, cela peut signifier que le Distributeur accorde sa plus forte valeur à l'énergie injectée lorsqu'il y a abondance de ressource renouvelable et où il y a une plus faible demande, c'est-à-dire possiblement aux moments où les besoins

³⁵⁶ Pièce [B-0049](#).

du réseau sont les plus faibles et où l'injection d'électricité pourrait mettre en danger la stabilité du réseau.

[780] Par ailleurs, en RA, la valeur donnée par le Distributeur à l'électricité injectée dans le réseau d'Hydro-Québec reflète le coût évité du combustible alimentant les centrales de production³⁵⁷. La Régie est d'avis qu'à partir du moment où de l'électricité renouvelable est produite et utilisée sur le réseau, elle évite les coûts du combustible alimentant la centrale électrique du Distributeur, indépendamment du fait qu'elle soit injectée sur le réseau par l'autoproduiteur ou consommée directement par lui. En effet, si l'autoproduiteur ne produisait pas l'électricité qu'il consomme sur place, cette énergie devrait provenir de la centrale de production thermique.

[781] Or, dans la proposition du Distributeur, la valeur de l'électricité renouvelable directement consommée par l'autoproduiteur équivaut à celle de l'électricité livrée, c'est-à-dire à celle du tarif DN, puisque c'est le coût qu'il évite de payer. La Régie s'interroge sur le fait qu'en RA, le Distributeur alloue moins de valeur à l'énergie renouvelable directement consommée par l'autoproduiteur alors qu'il en accorde plus pour l'énergie injectée, c'est-à-dire quand la ressource renouvelable excède les besoins et qu'il est obligé de l'accepter sur son réseau.

[782] De l'avis de la Régie, il pourrait être envisagé d'accorder en RA une valeur plus grande à l'électricité directement consommée par l'autoproduiteur et de diminuer, voire éliminer, la valeur accordée à l'énergie injectée sur le réseau. Cette méthode pourrait avoir l'avantage d'inciter les autoproduiteurs à optimiser la conception de leur système d'autoproduction pour leur consommation directe et limiter l'injection d'électricité sur le réseau.

[783] Considérant que l'énergie renouvelable autoproduite évite les coûts de production au Distributeur et diminue les émissions de GES liées au combustible des centrales de production, indépendamment du fait qu'elle soit consommée sur place ou injectée sur le réseau, la Régie invite le Distributeur à réfléchir à la possibilité de valoriser au taux de l'Option III l'énergie renouvelable produite et utilisée directement par l'autoproduiteur et à ne pas encourager l'injection d'énergie sur le réseau à des périodes où elle pourrait mettre en danger sa stabilité.

³⁵⁷ Pièce [B-0172](#), p. 31.

[784] La Régie juge que cette possibilité ne peut s'appliquer qu'aux RA avec leurs caractéristiques de coût évités et leurs contraintes de stabilité différentes du réseau intégré.

[785] **La Régie demande au Distributeur d'étudier cette possibilité, ses avantages opérationnels et ses difficultés d'implantation et de lui présenter les résultats de cette étude dans un prochain dossier tarifaire à ce sujet.**

17.5 RÉVISION DU TARIF DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE

[786] Dans le cadre de l'Avis, la Régie indiquait « *qu'il y aurait lieu de reconsidérer les conditions d'admissibilité du TDÉ en matière de puissance ajoutée, afin de favoriser l'implantation d'un plus grand nombre de projets d'expansion d'activités industrielles* »³⁵⁸.

[787] À cette fin, le Distributeur propose, dans le cas d'une expansion d'installation existante, d'abaisser de 1 000 kW à 500 kW la puissance à ajouter, et de 20 % à 10 % le critère de puissance minimale à ajouter.

[788] Par ailleurs, le Distributeur apporte certaines modifications aux articles 6.41 à 6.44 de ses Tarifs afin d'harmoniser les définitions de période historique et de puissance historique, ainsi que préciser le contenu de l'entente entre Hydro-Québec et le client admissible.

[789] L'ACEFQ et l'AQCIE-CIFQ appuient la proposition du Distributeur.

[790] **La Régie approuve les modifications proposées par le Distributeur concernant le TDÉ.**

17.6 INTRODUCTION D'UN TARIF DE RELANCE INDUSTRIELLE

[791] Le Distributeur propose d'offrir un tarif encourageant la remise en exploitation de capacités de production inutilisées chez la clientèle industrielle de grande puissance, ainsi

³⁵⁸ Avis [A-2017-01](#), p. 68.

que la conversion à l'électricité de procédés industriels. Ces accroissements de charge provenant de cette clientèle généreront des revenus additionnels pour le Distributeur, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle.

[792] Comme pour l'option d'électricité additionnelle, le TRI serait offert sur une base non ferme et serait basé sur le coût évité de l'électricité du Distributeur, établi selon la formule décrite à l'article 6.32 des Tarifs et sujet à des périodes de restriction en hiver. Le prix applicable ne pourrait toutefois être inférieur au prix de l'énergie au tarif L, soit 3,30 ¢/kWh tel que proposé au 1^{er} avril 2018.

[793] Parmi les conditions d'admissibilité, l'article 6.56 des Tarifs prévoit que la charge additionnelle devra être d'au moins 500 kW. De plus, l'usine visée doit présenter un potentiel notable d'ajout net de nouvelles charges au Québec lequel ne doit pas résulter d'un transfert de production entre des entités ou des installations au Québec.

[794] En outre, le client assume tous les coûts additionnels, notamment ceux associés au renforcement du réseau pour son alimentation au TRI, et il devra s'engager pour un minimum de trois périodes de consommation au cours des 12 périodes mensuelles suivant son adhésion au tarif.

[795] En réponse à la DDR n° 6 de la Régie, le Distributeur explique que sa proposition vise essentiellement « *à accorder plus de souplesse tarifaire à la clientèle industrielle tout en contribuant, d'une part, à l'écoulement de surplus et, d'autre part, à l'amélioration de la compétitivité des grands clients industriels* »³⁵⁹.

[796] Il confirme que même dans le cadre d'une conversion à l'électricité de procédés industriels, les clients au TRI seront soumis à un service non ferme. Il précise qu'il demandera aux clients bénéficiant du TRI de restreindre leur consommation dès qu'il aura recours à des moyens de gestion ou qu'il constatera des problèmes de disponibilité du réseau.

[797] L'ACEFQ demande un suivi des coûts et des revenus du TRI dans le cadre des dossiers tarifaires afin de démontrer s'il est bénéfique à l'ensemble de la clientèle, comme le soutient le Distributeur.

³⁵⁹ Pièce [B-0127](#), p. 65.

[798] L'AQCIE-CIFQ appuie l'introduction du TRI et souligne en audience que des membres attendent avec grand espoir l'approbation du TRI dans son volet conversion de procédés industriels³⁶⁰.

[799] La FCEI se dit favorable au TRI, sur le principe. Elle est toutefois préoccupée par deux aspects de la proposition, soit la rentabilité du tarif et les catégories de clients admissibles.

[800] Pour ce qui est de la rentabilité du tarif, cette intervenante affirme qu'il est important que les rabais consentis ne le soient pas au détriment du reste de la clientèle. Puisque le tarif est offert sur une base non ferme, la FCEI déduit qu'il n'affecterait effectivement pas le besoin en puissance. Toutefois, bien qu'elle ait questionné le Distributeur sur ce point, elle estime ne pas en avoir obtenu la confirmation explicite.

[801] Concernant l'admissibilité, la FCEI ne voit pas pourquoi une installation complètement à l'arrêt, avec une consommation de 500 kW, devrait être privée de l'accès à cette énergie du simple fait qu'elle n'est pas juxtaposée à d'autres équipements consommant 5 MW ou plus. Par conséquent, la FCEI demande que l'admissibilité au TRI soit ouverte aux clients du tarif M³⁶¹.

[802] Lors de sa réplique, le Distributeur se dit ouvert à la possibilité d'offrir un TRI aux clients de grande taille au tarif M et d'en discuter avec la FCEI et l'AQCIE-CIFQ.

« Le tarif, le TRI, de relance industrielle pour ce qu'il est convenu d'appeler, au terme de l'audience, les gros M. [...] »

Alors, oui, le Distributeur est ouvert à regarder cette question-là. Autant en ce qui concerne le potentiel qu'on peut puiser que les modalités qui seraient applicables à tels types de... modalités tarifaires applicables à un TRI au tarif M »³⁶².

³⁶⁰ Pièce [A-0063](#), p. 29.

³⁶¹ Pièce [C-FCEI-0014](#), p. 9.

³⁶² Pièce [A-0072](#), p. 22.

Opinion de la Régie

[803] Comme elle le rappelait lors de l'adoption du TDÉ³⁶³, la Régie doit s'assurer que le TRI proposé permet au Distributeur de couvrir l'ensemble des frais de fourniture d'électricité, des frais découlant du tarif de transport et autres frais, tel que stipulé à l'article 52.1 de la Loi. Autrement dit, la Régie doit s'assurer de la rentabilité de l'offre tarifaire pour le Distributeur et de son équité envers les autres clients.

[804] La Régie note que cette offre tarifaire s'inscrit dans un contexte de surplus énergétique et que la disponibilité du tarif pourrait être revue en fonction de l'évolution du contexte économique et énergétique³⁶⁴.

[805] En réponse à la DDR n° 6 de la Régie, le Distributeur affirme qu'il « *demandera aux clients bénéficiant du TRI de restreindre leur consommation dès qu'il aura recours à des moyens de gestion ou qu'il constatera des problèmes de disponibilité du réseau* »³⁶⁵.

[806] En audience, il apporte quelques nuances :

*« Maintenant, d'un point de vue opérationnel, c'est sûr qu'on ne pourra pas... je ne peux pas me commettre à ne pas employer aucun moyen de gestion si ces clients-là ne sont pas interrompus »*³⁶⁶.

« Sur le principe, c'est un tarif qui est, donc, qui est non ferme, qui est, donc, nécessairement interruptible et oui, il pourrait coïncider avec les achats sur les marchés de court terme. Ça pourrait dépendre, je qualifie ma réponse simplement pour des questions de durée.

*Dans le fond, il peut y arriver qu'on a un achat de deux heures sur les marchés de court terme. Est-ce que ça justifie l'interruption du client? Pas nécessairement »*³⁶⁷.

« C'est sûr qu'à chaque jour, on évalue ces moyens-là puis il n'y a rien de fixe dans le fond. Ça fait que c'est une gestion des risques, c'est fait en fonction de notre historique d'approvisionnement. Puis, dans le fond, il pourrait y arriver des moyens

³⁶³ Décision [D-2015-018](#), p. 244.

³⁶⁴ Pièce [B-0047](#), p. 50.

³⁶⁵ Pièce [B-0127](#), p. 67.

³⁶⁶ Pièce [A-0051](#), p. 121.

³⁶⁷ Pièce [A-0060](#), p. 41.

ou des journées ou des heures où les achats de court terme, par exemple, sont à un coût qui est très faible ou plus faible ou nécessairement pas élevé où on préférerait peut-être conserver ces clients-là sans les arrêter puis garder les clients à consommer puis faire des achats de court terme à faible coût sur les marchés.

Il va arriver d'autres moyens ou d'autres temps ou d'autres situations que le réseau va être plus contraint puis, donc on va appeler, par exemple, l'électricité interruptible puis que ces clients-là, eux, bon, on va les restreindre en maintenance. C'est juste que tous ces moyens-là, dans le fond, s'additionnent, font partie de notre portefeuille puis ils peuvent être appelés en fonction de notre flexibilité puis en fonction des aléas et des délais, aussi, d'appel comme disait monsieur Zayat hier, un petit peu, là.

Q. [7] Donc, si je comprends bien votre réponse, c'est plus au cas le cas selon les circonstances puis les caractéristiques du moment.

R. Effectivement »³⁶⁸.

[807] La Régie comprend qu'en pratique, le Distributeur conserve une certaine discrétion et n'entend pas agir de façon automatique ou systématique en demandant, en premier et à tous les clients du TRI, de restreindre leur consommation dès que des moyens de gestion de puissance seront appliqués ou dès que des achats sur les marchés de court terme seront requis.

[808] Il est raisonnable de présumer que s'il y a impact sur les besoins et les coûts en puissance, il devrait être minime. La Régie juge qu'un suivi adéquat devrait permettre de s'en assurer et de confirmer la neutralité du TRI, tout en offrant l'occasion de revoir, éventuellement, la disponibilité du tarif en fonction de l'évolution du contexte économique et énergétique.

[809] **Considérant les surplus énergétiques prévus pour les 10 prochaines années, que le TRI serait offert sur une base non ferme et qu'il ne devrait pas affecter les besoins en puissance à la pointe du Distributeur, la Régie accepte l'introduction d'un tarif de relance industriel destiné aux grands consommateurs industriels n'utilisant pas à pleine capacité leurs installations de production et à ceux qui souhaitent convertir à l'électricité un procédé industriel.**

³⁶⁸ Pièce [A-0061](#), p. 20 et 21.

[810] Le Distributeur propose de produire un suivi à la Régie, dans le cadre de son rapport annuel, qui présenterait essentiellement les mêmes informations que celles fournies dans le cadre du suivi de l'option d'électricité additionnelle, soit le volume total mensuel offert (MWh), le prix moyen mensuel de l'électricité et le nombre de clients participants par type de demande.

[811] Selon la Régie, un tel suivi ne permettrait pas de juger de la neutralité du TRI. Un suivi des périodes de restriction, du nombre de clients et du nombre d'heures pendant lesquelles les clients au TRI ont effectivement restreint leur consommation au niveau historique apparaît essentiel pour juger de la neutralité du TRI, considérant que le Distributeur n'entend pas agir de façon automatique et systématique en demandant, en premier et à tous les clients du TRI, de couper leur consommation au TRI dès que des moyens de gestion de la puissance seront appliqués ou dès que des achats sur les marchés de court terme seront requis. Comme c'est le cas pour le TDÉ, le suivi du TRI devrait être présenté dans le cadre du dossier tarifaire.

[812] Ce suivi devra indiquer, entre autres, pour chacun des mois et au total, le nombre de clients par type de demande (remise en production ou conversion de procédés), le volume mensuel offert (en MWh) par type de demande, le prix moyen mensuel de l'électricité, la puissance maximale appelée par type de demande et, pour chaque période de restriction, le nombre de clients appelés et ayant restreint leur puissance à leur niveau historique, par type de demande, le nombre d'heures d'interruption et la puissance totale interrompue, par type de demande.

[813] La Régie encourage également le Distributeur à explorer avec la FCEI et l'AQCIE-CIFQ la possibilité d'offrir un TRI pour les plus grands clients au tarif M.

17.7 EXTENSION DE L'ADMISSIBILITÉ AU CRÉDIT POUR INTERRUPTION OU DIMINUTION DE LA FOURNITURE

[814] Le Distributeur propose d'étendre l'admissibilité au crédit pour interruption ou diminution de la fourniture, prévue à l'article 5.12 des Tarifs, aux conflits de travail et aux bris d'équipement dans le poste électrique du client. Selon lui, cette mesure permet un accroissement de la souplesse tarifaire pour les clients industriels afin d'améliorer leur compétitivité.

[815] Actuellement, afin de se prémunir contre un éventuel conflit de travail ou un bris d'équipement dans leur poste électrique, certains clients se privent de la flexibilité que leur procure le mécanisme de la puissance souscrite et préfèrent réserver la possibilité de la diminuer advenant de tels événements.

[816] Les événements visés surviennent en de rares occasions. À titre illustratif, au cours de la période de 2013 à 2016, le Distributeur a recensé cinq conflits de travail et deux bris d'équipement dans le poste électrique de clients industriels³⁶⁹. Des sept cas recensés, deux clients ont utilisé le mécanisme de puissance souscrite pour limiter les impacts financiers et les cinq autres n'ont pas été en mesure ou n'ont pas jugé nécessaire de réduire leur puissance souscrite pour atténuer l'impact de ces événements sur leur production.

[817] L'AQCIE-CIFQ est favorable à la proposition du Distributeur. Il considère qu'il s'agit d'une mesure facilement applicable pour rendre plus attrayante l'offre tarifaire auprès des grands consommateurs industriels d'électricité.

[818] L'intervenant appuie la demande du Distributeur pour cet ajout de flexibilité dans l'application du crédit pour interruption ou diminution de la fourniture, à la fois lors d'arrêt de production pour la maintenance des équipements et en cas de conflits de travail ou de bris mécanique.

[819] Selon lui, plusieurs clients industriels ont souligné que les contrats d'approvisionnement auxquels ils sont partie assimilent les conflits ouvriers, lesquels sont peu courants, à des événements de force majeure.

[820] La Régie note qu'une proposition semblable pour modifier les Tarifs avait été présentée dans un dossier tarifaire antérieur. Dans la décision D-2015-018³⁷⁰, la Régie notait les difficultés liées à la démarcation des responsabilités et du contrôle quant au déclenchement d'une grève ou d'un lock-out et n'a pas approuvé les modifications demandées à l'article 5.12 des Tarifs.

[821] La Régie note toujours les mêmes difficultés quant à la notion de contrôle en matière de grève et lock-out.

³⁶⁹ Pièce [B-0115](#), p. 75.

³⁷⁰ Décision [D-2015-018](#), p. 224.

[822] La Régie est donc d'avis qu'il n'est pas opportun d'inclure les conflits de travail dans l'article 5.12 des Tarifs. Elle approuve cependant l'ajout de bris d'équipement dans le poste électrique du client parmi les événements permettant l'obtention d'un crédit.

[823] **La Régie accepte le libellé suivant pour l'article 5.12 des Tarifs.**

5.12 Crédit pour interruption ou diminution de la fourniture

Le client peut obtenir un crédit sur le montant à payer pour la puissance si, pendant une période continue d'au moins 1 heure :

- a) l'électricité ne lui a pas été fournie parce qu'Hydro-Québec a interrompu l'alimentation, ou
- b) le client a été empêché d'utiliser l'électricité, totalement ou en partie, à la demande d'Hydro-Québec, ou
- c) le client a été empêché d'utiliser l'électricité, totalement ou en partie, en raison d'une guerre, d'une rébellion, d'une émeute, d'une épidémie grave, d'un incendie, d'un bris d'équipement dans son poste électrique ou de tout autre événement de force majeure, à l'exclusion des grèves ou des lock-out qui peuvent survenir au sein de son entreprise.

17.8 ADMISSIBILITÉ À L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE POUR L'ÉCLAIRAGE DE PHOTOSYNTÈSE

[824] Le Distributeur intègre dans ses propositions la piste de solution de la Régie, émise dans son Avis, d'abaisser de 400 kW à 300 kW le seuil d'admissibilité de l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse dès 2018.

[825] Cette mesure pourrait permettre à une vingtaine de serres additionnelles de bénéficier de l'option, dans la mesure où elles disposent d'éclairage de photosynthèse. En permettant une réduction de la facture associée à l'éclairage de photosynthèse à plus de producteurs en serre, cette mesure pourrait contribuer au développement de serres de moyenne taille et à la croissance des ventes d'électricité en favorisant, entre autres, la production tout au long de l'année.

[826] L'UPA appuie la proposition du Distributeur.

[827] **La Régie accepte la proposition du Distributeur d'abaisser de 400 kW à 300 kW le seuil d'admissibilité de l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse.**

17.9 ABROGATION DES TARIFS À FORFAITS T-1 ET T-2

[828] Les tarifs à forfait s'appliquent à l'abonnement pour usage général lorsque la consommation d'énergie n'est pas mesurée. Ces tarifs se déclinent en abonnements quotidien (T-1), hebdomadaire (T-2) et mensuel (T-3).

[829] Le Distributeur préconise le mesurage des charges raccordées au réseau de distribution afin de facturer la consommation réelle du client au tarif approprié. Toutefois, il est d'usage, dans l'industrie, de procéder par estimation de la consommation dans certaines situations pour des raisons de sécurité ou d'accessibilité, notamment.

[830] Comme il s'agit presque exclusivement d'usages permanents, c'est le tarif T-3 qui est actuellement appliqué.

[831] Afin de refléter la pratique actuelle de favoriser le mesurage dans les cas d'alimentation temporaire, le Distributeur propose d'abroger les tarifs à forfait T-1 et T-2. Dans l'éventualité où le mesurage ne serait pas installé pour un usage temporaire, l'abonnement serait alors admissible au tarif T-3.

[832] Dans un souci de simplicité et de compréhension des tarifs, le Distributeur propose également de renommer le tarif T-3 « tarif F », signifiant tarif à forfait.

[833] Le Distributeur confirme qu'il n'y a actuellement aucun client aux tarifs T-1 et T-2 et qu'un seul abonnement a été facturé au tarif T-1 au cours des cinq dernières années. Le client était une municipalité et l'abonnement visait une alimentation pour une journée de festivités en décembre. De plus, le Distributeur confirme que les implications financières associées à l'abrogation des tarifs T-1 et T-2 sont marginales, voire inexistantes³⁷¹.

³⁷¹ Pièce [B-0080](#), p. 151.

[834] Le Distributeur indique aussi que les municipalités sont titulaires de 7 000 abonnements T-3.

[835] L'UMQ confirme en audience être satisfaite des réponses du Distributeur concernant sa proposition.

[836] La Régie accepte la proposition du Distributeur d'abolir les tarifs T-1 et T-2 et de renommer le tarif T-3 « tarif F ».

17.10 AUTRES MODIFICATIONS

[837] Outre les changements indiqués aux sections précédentes, le Distributeur apporte des précisions à l'application des Tarifs. De plus, certaines modifications sont apportées afin d'harmoniser la formulation et la présentation des dispositions actuelles, ou de corriger la terminologie et la syntaxe. Les changements suivants sont également proposés :

- L'article 2.4 des Tarifs est modifié pour préciser les dispositions relatives au choix du tarif pour un client domestique et harmoniser la formulation avec l'article 10.1 qui s'applique aux tarifs généraux. Ce dernier est également modifié afin de permettre le choix d'un tarif de courte durée.
- L'article 3.2 des Tarifs relatif à la structure du tarif G est modifié afin de préciser que le montant mensuel minimal de la facture est de 12,33 \$ lorsque l'électricité livrée est monophasée.
- L'article 3.8 des Tarifs est modifié afin d'y inclure la procédure de transfert proactif mise en place au 1^{er} avril 2014 pour éviter qu'un client demeure au tarif G si un tarif de moyenne puissance s'avère plus avantageux.
- L'article 9.5 des Tarifs relatif à l'établissement de la consommation au service général d'éclairage public est modifié afin de préciser que le client doit fournir à Hydro-Québec tous les renseignements que celle-ci juge nécessaires aux fins de l'établissement de la puissance raccordée et de préciser les dispositions lorsqu'il apporte des modifications à ses circuits d'éclairage public.

[838] Tel qu'il est indiqué à la pièce HQD-20, document 2 du dossier R-3964-2016, le Distributeur propose d'intégrer le chapitre 12 des Tarifs portant sur les frais liés au service d'électricité dans le texte des nouvelles *Conditions de service d'électricité*. Ainsi, en

réponse à l'ordonnance de la Régie contenue à sa décision D-2017-118, le Distributeur déposera, pour approbation, au dossier R-3964-2016 une mise à jour des différents frais et prix proposés liés au service d'électricité.

[839] En conséquence, le Distributeur apporte les ajustements suivants à sa preuve, en retirant de l'examen du présent dossier les pièces suivantes :

- HQD-13, document 3, articles 12.3 à 12.9;
- HQD-14, document 4, chapitre 12 (pages 196 à 211);
- HQD-14, document 5, chapitre 12 (pages 189 à 204).

[840] **Pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie approuve toutes ces autres modifications proposées au texte des *Tarifs d'électricité*, telles que précisées à la pièce B-0049, sauf pour les modifications portant sur le mesurage net en réseau intégré, soit le Chapitre 2 des Tarifs, Section 6 – Mesurage pour autoproducteur – Option I, et Section 7 – Mesurage net pour autoproducteur – Option II, ainsi que les documents que le Distributeur a retiré de l'examen du dossier et précisés au paragraphe 839 de la décision.**

[841] **La Régie demande au Distributeur de modifier, dans ses versions française et anglaise, le texte des Tarifs d'électricité conformément à la présente décision.**

17.11 SUIVIS DES MESURES VISANT LES EXPLOITATIONS AGRICOLES

[842] Dans sa décision D-2013-174³⁷², la Régie approuvait la proposition du Distributeur d'étendre le tarif DT aux exploitations agricoles et d'offrir l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse. Elle lui demandait aussi de faire un suivi des adhésions et de leur impact. Ces mesures, qui faisaient partie d'une série d'initiatives du gouvernement du Québec dans le cadre de sa *Politique de souveraineté alimentaire*, visaient à appuyer le développement du secteur serricole en réduisant les coûts énergétiques des producteurs en serre et en améliorant leur compétitivité, tout en contribuant au développement durable.

³⁷² Décision [D-2013-174](#).

Tarif DT

[843] Le Distributeur indique que deux serres maraîchères, dont la capacité du ou des systèmes biénergie totalise environ 250 kW dans chacun des cas, ont souscrit au tarif DT en 2014. Il n'y a pas eu de nouveaux clients depuis.

[844] Pour la troisième année d'adhésion, le Distributeur constate une augmentation de la consommation d'électricité d'environ 45 %, une économie annuelle moyenne sur la facture d'électricité de près de 40 % par rapport au tarif D et un prix unitaire d'environ 40 % plus avantageux par rapport à un prix du mazout de 80 ¢/litre. Ces économies tiennent compte du fait que ces deux abonnements paient une prime de puissance au tarif DT. Par ailleurs, l'ajout de ces deux clients agricoles au parc biénergie existant n'affecte pas la rentabilité du tarif DT.

[845] La Régie prend acte du suivi relatif au tarif DT pour les exploitations agricoles et demande au Distributeur de le maintenir.

Électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse

[846] Le Distributeur indique qu'au 1^{er} juillet 2017, 14 abonnements sont facturés à l'option d'électricité additionnelle. De plus, une serre a récemment adhéré à l'option.

[847] Quinze abonnements ont été facturés à l'option en 2016, incluant un abonnement qui n'est désormais plus admissible à cette option. Pour 13 d'entre eux, il s'agit de serres maraîchères. Onze de ces abonnements avaient une consommation de base facturée au tarif M alors que pour quatre d'entre eux, cette consommation de base était facturée au tarif domestique.

[848] Le Distributeur observe une augmentation globale de la consommation de 45 GWh. Cette croissance est attribuable principalement à quatre serres, dont l'une a quadruplé sa consommation d'électricité. Les revenus globaux de 2016, comparés à ceux avant l'adhésion à l'option, montrent une croissance des ventes de l'ordre de 2 M\$. Toutefois, en tenant compte des quatre abonnements qui avaient une consommation historique importante et qui ont par la suite cessé leurs opérations entièrement, l'augmentation globale de la consommation et le manque à gagner attribuables à l'option sont de l'ordre de 7,8 GWh et 0,9 M\$ respectivement.

[849] Durant l'hiver 2016-2017, il n'y a eu qu'une seule période de restriction qui a totalisé cinq heures. Seule une consommation négligeable a été enregistrée pendant cette période.

[850] **La Régie prend acte du suivi de l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse et demande au Distributeur de le maintenir.**

17.12 SUIVI LIÉ AU TARIF DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE

[851] Le Distributeur dépose le suivi du TDÉ et un tableau de simulation de sa rentabilité. À ce jour, le Distributeur a conclu des ententes avec 15 clients. Six de ces clients, principalement des centres de données, bénéficient actuellement du TDÉ.

[852] La répartition par tarif des 15 clients acceptés au TDÉ au moment du dépôt de la demande tarifaire est la suivante : cinq projets au tarif M, six au tarif LG et quatre au tarif L. De ce nombre, 10 ententes visent des centres de données. Le potentiel estimé de ventes annuelles pour les 15 clients acceptés au TDÉ est de l'ordre de 1,5 TWh, pour un impact sur les besoins en puissance d'environ 200 MW³⁷³.

[853] Dans sa réponse à l'engagement 12 pris à l'audience, le Distributeur indique que sept des 10 centres de données au TDÉ sont impliqués dans la technologie « *blockchain* », dont trois sont en activité.

[854] Le Distributeur confirme en audience que le critère de 3,5 emplois par MW s'applique aux entreprises impliquées dans la technologie « *blockchain* », mais que lors du branchement sur le réseau, ces entreprises ont typiquement de faibles consommations, de cinq ou 10 MW. Puisque ces consommations augmentent progressivement, certains clients pourraient ne plus être admissibles³⁷⁴.

[855] **La Régie prend acte du suivi du TDÉ et demande au Distributeur de le maintenir au prochain dossier.**

³⁷³ Pièce [B-0115](#), p. 64.

³⁷⁴ Pièce [A-0049](#), p. 85.

[856] **Considérant que sept des 10 centres de données au TDÉ sont impliqués dans la technologie « blockchain » et considérant que le Distributeur fait face à de très nombreuses demandes de clients potentiels provenant de cette industrie, la Régie invite le Distributeur à s’assurer que chacun des projets soumis respecte les conditions d’admissibilité (art. 6.42 des Tarifs) en ce qui a trait à la forte valeur ajoutée à l’économie québécoise et qu’il en fasse rapport à la Régie lors du suivi du TDÉ.**

17.13 SUIVI LIÉ À LA RECHARGE DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES

[857] Conformément à la demande de la Régie, le Distributeur présente les statistiques de consommation, pour les mois d’avril et mai 2017, soit depuis la mise en place du tarif BR, portant sur 61 abonnements à ce tarif au 31 mai 2017. Au cours de ces deux premiers mois, près de 10 000 recharges ont été effectuées. Chacun de ces abonnements n’alimente, pour l’instant, qu’une seule borne de recharge rapide (400 V ou plus).

[858] **La Régie prend acte du suivi du tarif BR et demande au Distributeur de le maintenir au prochain dossier.**

[859] Le Distributeur présente également l’état des travaux permettant l’analyse des habitudes de recharge à domicile. Il utilisera l’information recueillie dans le cadre du programme « *Charge the North* », une initiative de FleetCarma financée par Ressources naturelles Canada. Les données seront recueillies par l’entremise d’un système de diagnostic embarqué, soit un dispositif installé à même la voiture. Le Distributeur documentera également l’usage de recharges par l’entremise des données recueillies à partir du tarif expérimental BR.

[860] **La Régie prend acte du suivi de l’état des travaux permettant l’analyse des habitudes de recharges à domicile et demande au Distributeur de le maintenir au prochain dossier.**

17.14 BILAN CONCERNANT L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE

[861] Dans sa décision D-2014-156³⁷⁵, la Régie demandait au Distributeur de produire, pour le dossier tarifaire 2018-2019, un bilan du recours à l'électricité interruptible. Elle demandait également de justifier le maintien des crédits et des modalités applicables aux options d'électricité interruptible offertes aux clients de grande et de moyenne puissance.

[862] Le Distributeur constate que la hausse des mégawatts effectifs, en 2014, reflète l'ajustement des crédits visant à accroître la valeur de l'option pour la clientèle visée et freiner la baisse des quantités de puissance interruptible offertes. Compte tenu de la contribution satisfaisante des participants, le Distributeur estime que les crédits et les modalités applicables aux options d'électricité interruptible sont adéquats et suffisants.

[863] **La Régie prend acte du bilan de l'option d'électricité interruptible.**

18 MESURES VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU

[864] Le Distributeur a poursuivi l'étude ou la mise en place de diverses mesures destinées à aider les MFR, comprenant notamment des initiatives annoncées dans la foulée du Décret 841-2014.

[865] Ces mesures comprennent, entre autres :

- deux mesures de bonification, pour les MFR, destinées à une éventuelle intégration aux ententes de paiement personnalisées de type A et B;
- la mise en place par le Distributeur, à l'interne, d'un Centre d'accompagnement pour les MFR;
- le financement des associations de consommateurs pour le travail qu'elles font auprès des MFR et dont bénéficie le Distributeur.

³⁷⁵ Décision [D-2014-156](#).

[866] Dans le présent dossier, le Distributeur fait le suivi de ces mesures et d'autres mesures destinées à aider les MFR.

18.1 ENTENTES DE PAIEMENT

[867] Le Distributeur a proposé, dans le cadre du dossier R-3905-2014, deux améliorations aux ententes de paiement, soit une entente plus généreuse pour les clients à très faible revenu et une entente relative à l'effacement graduel de la dette. Dans le dossier R-3980-2016, il a annoncé pour 2017 un projet pilote pour chacune de ces mesures.

[868] Dans le présent dossier, le Distributeur donne les résultats préliminaires de ces projets pilote.

Entente plus généreuse pour les clients à très faible revenu

[869] Le Distributeur souhaite offrir une entente plus généreuse pour les clients à très faible revenu, en introduisant la notion de taux d'effort sur le revenu afin de rehausser, s'il y a lieu, la subvention à la consommation qui leur est accordée. Cette mesure est destinée à être insérée dans l'entente personnalisée de type B.

[870] Le Distributeur a commencé le projet pilote au deuxième trimestre de 2017³⁷⁶. Les résultats préliminaires en date du 2 octobre 2017 sont similaires à ceux présentés dans la preuve initiale³⁷⁷. Le groupe test a payé 71 % des sommes attendues à ce jour, alors que le groupe témoin, avec une entente personnalisée B, en a payé 70 %³⁷⁸.

[871] Bien que ces résultats ne soient pas concluants, le Distributeur est d'avis que cette entente MFR pourrait permettre de réduire le taux d'effort des clients s'y qualifiant. Par conséquent, il est ouvert à sa mise en place et soutient que cette entente MFR plus généreuse pourrait être offerte à partir d'avril 2018.

³⁷⁶ Dossier R-3980-2016, pièces [B-0056](#), p. 6, et [B-0075](#), p. 54.

³⁷⁷ Pièce [B-0051](#), p. 5.

³⁷⁸ Pièce [B-0083](#), p. 64.

[872] L'ACEFQ³⁷⁹ et OC³⁸⁰ sont favorables à la mise en place de l'entente plus généreuse pour les clients à très faible revenu. OC propose que le Distributeur dépose les résultats finaux du projet pilote lors du prochain dossier tarifaire, afin d'apprécier si certains paramètres de l'entente doivent être raffinés.

[873] L'ARK et OC ont abordé la question des seuils utilisés par le Distributeur comme critère d'éligibilité des clients à faible revenu aux ententes de paiement offertes aux MFR. Il s'agit de seuils de faible revenu établis par Statistiques Canada³⁸¹.

[874] L'ARK soutient que les seuils utilisés ne sont pas appropriés pour le Nunavik, puisqu'ils sont représentatifs d'agglomérations de plus de 500 000 habitants à la grandeur du territoire du Québec. Or, l'ARK fait valoir que le coût de la vie est considérablement plus élevé au Nunavik, particulièrement en ce qui concerne les besoins de subsistance³⁸².

[875] Lors d'un contre-interrogatoire, le Distributeur a indiqué qu'il est disposé à discuter avec les parties prenantes du Nunavik pour tenter de déterminer si un seuil différent pour ces MFR serait plus approprié³⁸³.

[876] Pour sa part, l'UC réitère que la définition actuelle de MFR devrait faire l'objet d'un nouvel examen afin qu'elle soit plus englobante et qu'elle reflète le nouveau visage de la pauvreté, notamment en matière de précarité énergétique. L'intervenante considère que le Distributeur devrait participer à cette démarche³⁸⁴.

[877] La Régie prend acte de la décision du Distributeur de mettre en place l'entente plus généreuse pour les clients à très faible revenu au deuxième trimestre de 2018 et lui demande de lui en faire rapport lors du prochain dossier tarifaire.

[878] La Régie ne juge pas opportun de demander au Distributeur de déposer les résultats finaux du projet pilote lors du prochain dossier tarifaire, étant donné que le Distributeur est prêt à offrir la mesure dès avril 2018.

³⁷⁹ Pièce [C-ACEFQ-007](#), p. 109.

³⁸⁰ Pièce [C-OC-0006](#), p. 20 et 21.

³⁸¹ Voir www.hydroquebec.com.

³⁸² Pièce [C-ARK-0034](#), p. 4.

³⁸³ Pièce [A-0048](#), p. 66.

³⁸⁴ Pièce [C-UC-0018](#), p. 21.

Effacement graduel de la dette

[879] Le Distributeur précise que l'effacement graduel de la dette est une mesure prévoyant la radiation d'une portion des sommes dues par le client au fur et à mesure des versements effectués. Cet effacement graduel vise à encourager le client à se rendre au terme de son entente. Cette mesure est destinée à être insérée dans l'entente personnalisée du client, qu'elle soit de type A ou B.

[880] Dans le dernier dossier tarifaire, le Distributeur estime devoir réaliser un projet pilote avant d'implanter la mesure³⁸⁵. Il a indiqué que le projet pilote se poursuivrait pendant l'année 2017 et que son intention était de déployer la mesure au début de 2018.

[881] Dans le présent dossier, le Distributeur présente les résultats préliminaires du projet pilote. Les résultats au 2 octobre 2017 sont similaires à ceux présentés dans la preuve initiale³⁸⁶. Si les résultats finaux demeurent inchangés, le Distributeur juge que les coûts associés au projet ne seraient pas justifiés, considérant qu'il n'y aurait pas de hausse significative du taux d'encaissement de l'entente de paiement personnalisée³⁸⁷.

[882] L'ACEFQ et OC recommandent de reporter la décision quant à l'implantation du projet et de compléter le projet pilote, de façon à avoir une meilleure idée des avantages, inconvénients et impacts de la mesure³⁸⁸.

[883] La Régie demande au Distributeur de compléter son projet pilote et de lui en présenter un bilan lors du prochain dossier tarifaire.

Offre sur le site internet

[884] Dans sa décision D-2017-022³⁸⁹, la Régie a demandé au Distributeur d'évaluer la proposition de l'UC³⁹⁰ quant à la diffusion des critères pour se qualifier en tant que MFR, et d'en faire rapport lors du prochain dossier tarifaire.

³⁸⁵ Dossier R-3980-2016, pièce [B-0056](#), p. 6 et 7.

³⁸⁶ Pièce [B-0051](#), p. 6 et 7.

³⁸⁷ Pièce [B-0083](#), p. 68.

³⁸⁸ Pièces [C-ACEFQ-007](#), p. 112, et C-OC-0006, p. 11.

³⁸⁹ Dossier R-3980-2016, pièce [A-0063](#), p. 198, par. 784.

³⁹⁰ Dossier R-3980-2016, pièce [C-UC-0012](#), p. 6.

[885] Le Distributeur a répondu à la demande de la Régie en ajoutant les seuils d'admissibilité sur son site internet en juillet 2017³⁹¹.

[886] En audience, l'UC fait remarquer que le Distributeur a affiché les seuils relatifs aux ententes personnalisées, mais non ceux des ententes qui sont offertes aux MFR dont le revenu est trop élevé pour se qualifier pour les ententes personnalisées. Ce seuil est de 120 % du seuil de faible revenu de Statistiques Canada³⁹².

[887] L'UC demande que le Distributeur indique clairement sur son site internet le seuil d'admissibilité aux ententes de paiement MFR. Le Distributeur ne croit pas opportun de le faire, estimant que ce ne sont pas tous les clients qui vont consulter le site internet, et désirant se garder une certaine flexibilité³⁹³.

[888] **La Régie ne retient pas la demande de l'UC.** Elle considère que l'information diffusée sur le site Internet du Distributeur doit être considérée à titre indicatif, seulement.

18.2 INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[889] Le Distributeur présente dans sa demande un bref suivi de l'offre MFR en efficacité énergétique³⁹⁴.

[890] Tel qu'annoncé dans le dossier tarifaire de l'an dernier, le Distributeur a réalisé en 2017 un projet pilote en collaboration avec le BEIÉ (maintenant TEQ) afin d'évaluer le potentiel que représente l'intégration des mesures d'économie d'énergie complémentaires à l'offre Éconologis. Toutes les mesures proposées ont été mises en application où cela était possible et des conseils ont été prodigués aux participants. Selon le Distributeur, le projet s'est avéré concluant.

[891] Le Distributeur souligne qu'il poursuivra sa collaboration avec TEQ afin d'ajouter des mesures complémentaires à l'offre Éconologis et de définir les meilleurs moyens de rejoindre l'ensemble de cette clientèle.

³⁹¹ Pièce [B-0051](#), p. 9, et www.hydroquebec.com.

³⁹² Pièce [A-0066](#), p. 66 et 67.

³⁹³ Pièce [A-0048](#), p. 193.

³⁹⁴ Pièce [B-0041](#), p. 9.

[892] Le Distributeur souligne également que les différents volets du programme « Rénovations énergétiques MFR » se poursuivront en 2018. Ce programme a pour but de réduire la facture énergétique des logements sociaux et communautaires lors de projets de rénovation³⁹⁵.

[893] Pour l'année témoin 2018, le Distributeur demande un budget de 7,5 M\$ pour l'offre MFR en efficacité énergétique, dont 4,9 M\$ destinés au centre d'accompagnement pour les MFR (le Centre) et 2,6 M\$ pour le programme « Rénovations énergétiques MFR »³⁹⁶. Le Distributeur précise que le montant de 4,9 M\$ prévu pour le Centre comprend, entre autres, 3,5 M\$ pour les mesures complémentaires Éconologis. Pour l'année 2017, le montant total anticipé est de 7,2 M\$³⁹⁷. Ce budget fait partie du budget global destiné aux IEÉ du Distributeur³⁹⁸.

[894] OC craint un possible double comptage des charges relatives aux IEÉ destinées aux MFR. Son inquiétude provient du fait que TEQ gère actuellement le programme Éconologis, qui est financé par la quote-part payée par le Distributeur³⁹⁹.

[895] Le Distributeur confirme que le programme Éconologis est sous la responsabilité de TEQ et qu'il est financé par la quote-part qu'il lui verse. Le Distributeur entend proposer des programmes complémentaires à ceux de TEQ⁴⁰⁰ relatifs aux frigos, aux produits économiseurs d'eau, aux thermostats et à l'éclairage⁴⁰¹. Le Distributeur suggère que ces mesures additionnelles pourraient être définies en collaboration avec TEQ et livrées par elle⁴⁰² mais que les discussions à cet égard ne sont pas complétées⁴⁰³.

[896] La Régie prend acte des mesures en efficacité énergétique offertes aux MFR par le Distributeur. Elle encourage le Distributeur à poursuivre ses objectifs d'efficacité énergétique auprès de cette clientèle.

³⁹⁵ Pièce [A-0025](#), p. 27.

³⁹⁶ Pièce [A-0051](#), p. 135 et suivantes.

³⁹⁷ Pièce [B-0127](#), p. 45.

³⁹⁸ Pièces [B-0041](#), p. 23, et [A-0061](#), p. 44 à 47.

³⁹⁹ Pièce [A-0070](#), p. 42 et 43.

⁴⁰⁰ Pièce [A-0051](#), p. 142.

⁴⁰¹ Pièce [A-0051](#), p. 143 et 144.

⁴⁰² Pièce [A-0051](#), p. 146.

⁴⁰³ Pièce [A-0051](#), p. 140 et 141.

18.3 HARMONISATION DES SERVICES POUR LES MFR

Centre d'accompagnement pour les MFR

[897] Dans sa décision D-2017-022, la Régie demande au Distributeur de mettre en place, à l'interne, un centre d'accompagnement pour les MFR afin de coordonner l'ensemble de ses interventions vis-à-vis de cette clientèle⁴⁰⁴.

[898] Dans le présent dossier, le Distributeur dépose une proposition visant l'implantation du Centre. Cette proposition a fait l'objet de consultations auprès des associations de consommateurs en avril 2017.

[899] Le Distributeur présente un modèle prévoyant les fonctions suivantes pour le Centre :

- validation d'admissibilité aux programmes (preuves);
- conclusion d'ententes personnalisées;
- identification des cas de consommation élevée;
- guichet unique pour les associations de consommateurs et TEQ.

[900] Le Distributeur précise que l'ajout d'ETC en 2018 est requis pour la mise en œuvre du Centre afin de disposer des ressources requises pour déterminer l'admissibilité des clients aux programmes d'efficacité énergétique de TEQ et effectuer les transferts. Le Distributeur poursuit ses échanges avec TEQ afin d'assurer l'arrimage et l'interopérabilité de ce modèle avec les siens.

⁴⁰⁴ Dossier R-3980-2016, décision [D-2017-022](#), p. 201, par. 801.

[901] En réponse à une DDR d'OC, le Distributeur précise que le déploiement du Centre sera réalisé en deux phases : dès avril 2018, le Centre sera en mesure d'effectuer la validation de l'admissibilité des clients MFR et d'offrir les ententes de paiement personnalisées avec, notamment, l'introduction de la nouvelle entente plus généreuse et, à l'automne 2018, il débutera les transferts accompagnés des clients présentant une forte consommation vers TEQ⁴⁰⁵.

[902] La Régie prend acte de la proposition du Distributeur en vue de l'établissement du Centre d'accompagnement pour les MFR en 2018.

Financement des associations de consommateurs

[903] Dans le cadre du dossier R-3980-2016, le Distributeur s'est engagé à amorcer en 2017, sous forme de projet pilote, le financement des activités d'accompagnement budgétaire effectuées par les associations de consommateurs⁴⁰⁶.

[904] Le Distributeur informe la Régie qu'une enveloppe de 300 000 \$ a été distribuée en parts égales aux différentes associations, qu'elles soient affiliées ou non aux regroupements⁴⁰⁷.

[905] Les travaux du comité amènent le Distributeur à proposer un montant de financement de 600 000 \$ pour l'année témoin 2018 à ce chapitre. Ce montant additionnel sera indexé pour les années suivantes. Le Distributeur attend une proposition relative à la répartition du montant de la part des participants au comité représentant les associations de consommateurs.

[906] Le Distributeur précise que la compensation financière versée aux associations de consommateurs a été ajoutée aux Services externes⁴⁰⁸.

⁴⁰⁵ Pièce [B-0091](#), p. 48.

⁴⁰⁶ Dossier R-3980-2016, pièce [B-0166](#), p. 3.

⁴⁰⁷ Pièce [B-0051](#), p. 4.

⁴⁰⁸ Pièce [B-0051](#), p. 4.

[907] OC est satisfaite de constater que le Distributeur reconnaît la valeur de ses activités d'accompagnement budgétaire.

[908] **La Régie prend acte du fait que le Distributeur offre un financement aux associations de consommateurs afin de soutenir les efforts de ces dernières dans leurs activités d'accompagnement budgétaire des clients en difficulté de paiement.**

19 HAUSSE TARIFAIRE APPROUVÉE

[909] **Compte tenu de la présente décision, la Régie approuve, pour le Distributeur, les revenus requis de 11 822,1 M\$ et les revenus additionnels requis de 31,9 M\$ pour l'année témoin 2018. Il en résulte une hausse tarifaire estimée à 0,3 % pour l'ensemble des tarifs, à l'exception du tarif L, qui demeure inchangé.**

[910] Le tableau suivant illustre l'estimation de la hausse tarifaire pour l'année témoin 2018.

TABLEAU 48
ESTIMATION DE LA HAUSSE TARIFAIRE APPROUVÉE EN 2018

<i>(en M\$)</i>	<i>Demande initiale</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Demande révisée ¹</i>	<i>Ajustements de la Régie</i>	<i>Reconnu</i>
Revenus des ventes 2018 (sans hausse de tarif)	11 712,9		11 712,9	(29,5)	11 683,4
Rabais sur ventes - Ménages à faible revenu	(18,3)		(18,3)	0,0	(18,3)
Revenus autres que ventes d'électricité	146,0		146,0	2,3	148,3
Ajustement-Provision réglementaire 2017	(23,2)		(23,2)	0,0	(23,2)
Revenus totaux aux fins du calcul des revenus additionnels requis	11 817,4	0,0	11 817,4	(27,2)	11 790,2
Revenus requis					
Achats					
Achats d'électricité	6 058,7		6 058,7	(28,2)	6 030,5
Service de transport	2 965,3		2 965,3	(32,5)	2 932,8
Coûts de distribution et SALC					
Charges d'exploitation	1 383,9		1 383,9	(42,5)	1 341,4
Autres charges	943,2		943,2	(19,8)	923,4
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	(203,8)		(203,8)	0,0	(203,8)
Frais corporatifs	36,1		36,1	0,0	36,1
Rendement de la base de tarification	750,1	15,6	765,7	(4,0)	761,7
	11 933,5	15,6	11 949,1	(127,0)	11 822,1
Revenus additionnels requis 2018	116,1	15,6	131,7	(99,8)	31,9
Revenus des ventes avant hausse					
Excluant les contrats spéciaux	10 729,9		10 729,9	(29,5)	10 700,4
Excluant les contrats spéciaux et le tarif L	9 468,2		9 468,2	(29,5)	9 438,7
Hausse demandée					
Clientèle au tarif L	0,8 %		1,0 %		
Autres clientèles	1,1 %		1,3 %		
Hausse requise estimée					
Clientèle au tarif L					0,0 %
Autres clientèles					0,3 %
Provision réglementaire estimée					
<i>(à considérer dans l'année suivante)</i>					10

Sources : Pièces [B-0008](#), p. 5, et [B-0146](#), p. 5 et 7.

Note 1 : Le 5 décembre 2017, le Distributeur a procédé à la mise à jour du coût de la dette (décision [D-2014-034](#), p. 68, par. 273).

Note générale : L'indexation du coût de l'électricité patrimoniale pour l'année témoin 2018 est de 0,64 %, ce qui représente 29 M\$, comptant pour 0,3 % (29 M\$ divisé par 9 438,7 M\$) de la hausse tarifaire (pièce [B-0008](#), p. 6).

[911] Selon la Régie, la hausse tarifaire estimée fait en sorte que le client résidentiel chauffé tout-à-l'électricité et dont la consommation moyenne est de 18 056 kWh/an⁴⁰⁹, verra sa facture annuelle augmenter d'environ 6 \$.

⁴⁰⁹ Pièce [B-0047](#), p. 13, tableau 4.

[912] **La Régie demande au Distributeur de déposer, au plus tard le 15 mars 2018, à 12 h, les documents suivants :**

- **les revenus additionnels requis et la hausse tarifaire au 1^{er} avril 2018, selon le format du tableau 1 de la pièce B-0008⁴¹⁰;**
- **le calcul de la provision réglementaire 2018;**
- **une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues dans la présente décision, selon le format de la pièce B-0048;**
- **la répartition du coût de service par catégorie tarifaire tenant compte de la présente décision, telle que présentée à la pièce B-0045;**
- **les indices d'interfinancement tenant compte de la présente décision, tels que présentés au tableau 1 de la pièce B-0047, page 9;**
- **les modifications apportées au texte des *Tarifs d'électricité* pour tenir compte de la présente décision, selon le format des pièces B-0198⁴¹¹, B-0199 et B-0200 du dossier R-3980-2016;**
- **un nouveau texte, dans ses versions française et anglaise, des *Tarifs d'électricité*.**

[913] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la Demande du Distributeur;

APPROUVE la demande du Distributeur de verser, exceptionnellement, les soldes 2016 et 2017 du compte de nivellement pour aléas climatiques, totalisant un montant de 46,7 M\$ dans les revenus requis de 2018;

APPROUVE la demande du Distributeur de verser aux revenus requis 2018, le solde créditeur de 2,4 M\$ au 31 décembre 2017 du compte d'écarts relatif aux modifications à l'ASC 715;

⁴¹⁰ [Page 5](#).

⁴¹¹ Dossier R-3980-2016, pièce [B-0198](#), p. 19.

AUTORISE, jusqu'à concurrence d'un montant de 576,0 M\$, les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs de moins de 10 M\$ destinés à la distribution d'électricité et pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*⁴¹²;

AUTORISE un budget total de 77,0 M\$ pour les interventions en efficacité énergétique pour l'année témoin 2018;

DÉTERMINE un taux de rendement de 7,083 % de la base de tarification 2018 du Distributeur, incluant un taux de rendement des capitaux propres de 8,2 % et un coût moyen de la dette de 6,482 %;

AUTORISE l'utilisation d'un coût en capital prospectif de 5,445 %;

AUTORISE le Distributeur à mettre fin au suivi de la performance prévisionnelle de la prévision des ventes exigé par la décision D-2015-018 à l'occasion des dossiers tarifaires;

RÉSERVE sa décision finale quant à la base de tarification, la détermination des montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assurer la prestation de service, les revenus requis et les revenus additionnels requis pour l'année témoin 2018 ainsi que la fixation des tarifs applicables au 1^{er} avril 2018 et la modification du texte des *Tarifs d'électricité*, jusqu'à ce qu'elle reçoive du Distributeur, au plus tard le **15 mars 2018, à 12 h**, les informations requises par la présente décision;

ORDONNE au Distributeur de déposer, au plus tard le **15 mars 2018, à 12 h**, une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues dans la présente décision, dans le même format que celui de la pièce B-0048;

ORDONNE au Distributeur de mettre à jour le texte des *Tarifs d'électricité*, tel qu'indiqué dans la présente décision, et de déposer ce document, dans ses versions française et anglaise, pour approbation, au plus tard le **15 mars 2018, à 12 h**;

⁴¹² [RLRQ, c. R-6.01, r. 2.](#)

ORDONNE au Distributeur de se conformer à chacune des ordonnances, demandes, prescriptions et conditions énoncées dans la présente décision, dans les délais fixés.

Lise Duquette

Régisseur

Diane Jean

Régisseur

Bernard Houle

Régisseur

Représentants :

Administration régionale Kativik (ARK) représentée par M^e François Dandonneau et M^e Nicolas Dubé;

Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO) représentée par M^e Steve Cadrin;

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ) représentée par M^e Denis Falardeau;

Association hôtellerie Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ) représenté par M^e Steve Cadrin;

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ) représenté par M^e Guy Sarault;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI) représentée par M^e André Turmel;

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^e Geneviève Paquet;

Hydro-Québec représentée par M^e Éric Fraser et M^e Simon Turmel;

Option consommateurs (OC) représentée par M^e Éric David;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M^e Franklin S. Gertler;

Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Prunelle Thibault-Bédard;

Stratégies énergétiques (SÉ) représentée par M^e Dominique Neuman;

Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Hélène Sicard;

Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Catherine Rousseau;

Union des producteurs agricoles (UPA) représentée par M^e Marie-Andrée Hotte.

ANNEXE 1

Annexe 1 (3 pages)	
L.D.	_____
D.J.	_____
B. H.	_____

Dans la décision D-2017-043⁴¹³, la Régie demandait au Distributeur de mettre en place un indicateur de performance établissant un lien quantitatif entre les achats de court terme, en énergie et en puissance, et l'électricité patrimoniale inutilisée (EPI).

Dans le but de favoriser la discussion, la Régie propose, dans les paragraphes qui suivent, deux méthodes permettant de mesurer la performance de la gestion active du Distributeur, c'est-à-dire des achats de court terme en énergie et en puissance ainsi que de l'approvisionnement en électricité patrimoniale du Distributeur.

A. INDICATEUR PAR RAPPORT AU SCÉNARIO OPTIMAL

La première méthode a pour objectif de mesurer l'écart entre la quantité d'EPI observée, résultant de la gestion active du Distributeur, et la quantité théorique d'EPI qui résulterait d'une gestion optimale des achats de court terme, en contexte de connaissance parfaite de la demande, des achats optimaux de court terme à réaliser et du classement optimal des bâtonnets.

- 1) La première étape consiste à produire la quantité théorique annuelle $EPI-TOTAL_{OPT}$ correspondant à la totalité de l'électricité inutilisée en cours d'année, c'est-à-dire en considérant toutes les heures, incluant celles en surplus d'approvisionnement. L' $EPI-TOTAL_{OPT}$ est établie par une procédure d'optimisation *ex ante*, car la permutation des bâtonnets est possible jusqu'au 31 décembre et que toutes les données sont connues et observées. Cette valeur ne serait pas l'indicateur, mais une valeur requise pour son calcul.

Les variables de décision se rapportent uniquement aux achats de court terme théoriques, c'est à dire à ceux qui auraient minimisé l'EPI dans un contexte de connaissance parfaite du futur. Les contrats d'approvisionnement de long terme du Distributeur sont traités comme des paramètres fixes.

Cette procédure repose essentiellement sur le tri décroissant des demandes horaires nettes (demande *moins* contrats d'approvisionnement) et l'assignation dans l'ordre décroissant des bâtonnets. Les achats de court terme théoriques combler les déficits.

- 2) En deuxième étape, il faut déterminer, selon le mode de calcul usuel, l'EPI annuelle rattachée aux activités d'approvisionnement en électricité (achats de court terme et contrats d'approvisionnement de long terme). Cette quantité est notée $EPI-TOTAL_{OBS}$.

⁴¹³ Décision [D-2017-043](#), par. 422.

3) L'indicateur est la différence entre les deux valeurs produites ci-dessus.

Δ Électricité patrimoniale inutilisée
due aux achats de court terme négociés = $EPI-TOTAL_{OBS}$ moins $EPI-TOTAL_{OPT}$
par le Distributeur

Puisque l'EPI imputable aux contrats d'approvisionnement de long terme est prise en compte dans les étapes 1) et 2) de la méthode, l'indicateur n'a trait qu'aux quantités inutilisées relatives aux achats de court terme.

Avec cette méthode, les contraintes sur les marchés et les conditions réelles des approvisionnements sont ignorées.

L'objectif est la mise en place d'un indicateur de la mesure de l'écart de l'électricité patrimoniale inutilisée en lien avec les achats de court terme. C'est le suivi annuel de la performance du Distributeur, avec calcul identique d'une année à l'autre qui est visé et non la précision de $EPI-TOTAL_{OPT}$.

B. INDICATEUR SELON INDICE DE RÉFÉRENCE

Cet indicateur permet d'élaborer un indice de référence avec une procédure de simulation *ex ante* intégrant une stratégie passive de gestion. À l'instar du processus suggéré dans la méthode précédente, il s'agit de profiter de la connaissance des données à la toute fin de l'année afin de produire un scénario de gestion des achats à l'aide d'un ou plusieurs critères de gestion simples et rationnels.

Selon cette stratégie de référence, l'EPI résultant de la gestion active des achats de court terme du Distributeur ($EPI-TOTAL_{OBS}$) serait comparée à la stratégie de référence ($EPI-TOTAL_{REF}$). Conséquemment, une gestion adéquate des achats de court terme devrait se traduire par un EPI inférieur au scénario de référence ($EPI-TOTAL_{OBS} \leq EPI-TOTAL_{REF}$).

Bien que de nombreux critères peuvent servir de stratégie de référence, il pourrait être souhaitable de prioriser ceux qui expliquent les décisions du Distributeur, sans pour autant nécessiter le recours à des outils sophistiqués de calcul.

L'indicateur selon l'indice de référence pourrait être déterminé de la manière suivante :

- 1) Produire $EPI-TOTAL_{REF}$ selon une méthode de simulation *ex ante*. La valeur $EPI-TOTAL_{REF}$ ne serait pas l'indicateur mais une valeur servant à son calcul.
- 2) Déterminer, selon le mode de calcul usuel, l'EPI annuelle rattachée aux activités d'approvisionnement en électricité ($EPI-TOTAL_{OBS}$). Cette valeur serait la même que celle obtenue à l'étape 2) du premier indicateur proposé.
- 3) L'indicateur qui mesure l'EPI en lien avec les achats de court terme est la différence entre les deux valeurs calculées ci-dessus. Cette valeur est présumée positive car $EPI-TOTAL_{REF}$ est en quelque sorte le résultat d'une stratégie passive. La stratégie de gestion active du Distributeur devrait lui être supérieure.

Indicateur selon indice de référence	= $EPI-TOTAL_{REF}$ moins $EPI-TOTAL_{OBS}$
--------------------------------------	---

Puisque dans les étapes 1) et 2) du calcul, l'EPI en lien avec les contrats d'approvisionnement de long terme est prise en compte, l'indicateur ne concerne, de ce fait, que les quantités inutilisées relatives aux achats de court terme.

Pièce P-7

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2018-113

R-4041-2018

22 août 2018

PRÉSENTS :

Lise Duquette

François Émond

Esther Falardeau

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Ordonnance de sauvegarde

Demande relative au programme GDP Affaires

Intervenants :

Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO);

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ);

Association des stations de ski du Québec (ASSQ);

Association Hôtellerie Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ);

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ);

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI);

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ);

Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);

Stratégies énergétiques (SÉ);

Union des consommateurs (UC).

1. INTRODUCTION

[1] Le 22 mai 2018, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur), dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu de l'article 31 (5°) de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), une demande (la Demande) relative au programme GDP Affaires (le Programme).

[2] Le 5 juin 2018, la Régie rend sa décision D-2018-065² par laquelle elle donne des instructions préliminaires sur la procédure d'examen de la Demande. Elle demande aussi au Distributeur de compléter sa preuve, en fournissant les informations requises permettant l'évaluation de la rentabilité du Programme ainsi que l'appréciation de sa nature juridique, et fixe la tenue d'une rencontre préparatoire.

[3] Le 11 juin 2018, 10 intervenants au dossier R-4011-2017 annoncent leur intention de participer au présent dossier, soit l'ACEFO, l'ACEFQ, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, la FCEI, le GRAME, le RNCREQ, le ROEÉ, SÉ et l'UC.

[4] Les 6 et 11 juin 2018, l'ASSQ manifeste son intention de comparaître à titre d'intervenante au dossier.

[5] Le 12 juin 2018, la Régie tient une rencontre préparatoire au cours de laquelle l'ASSQ comparaît à titre d'intervenante. La Régie présente sa demande de complément de preuve, dépose une demande d'information supplémentaire³ et valide auprès des représentants du Distributeur leur compréhension de la demande de complément de preuve. Les participants font leurs représentations sur le traitement procédural du dossier et les éléments de preuve complémentaire qu'ils considèrent utiles.

[6] Le 15 juin 2018, le Distributeur dépose son complément de preuve.

¹ [RLRQ, c. R-6.01](#).

² Décision [D-2018-065](#).

³ Pièce [A-0004](#).

[7] Le 21 juin 2018, la Régie rend sa décision D-2018-076⁴ par laquelle elle traite des interventions, du déroulement du dossier et du calendrier, en plus de requérir du Distributeur un complément de preuve additionnel.

[8] Le 27 juin 2018, le Distributeur dépose un complément de preuve au dossier.

[9] Du 6 juin au 20 août 2018, plus d'une soixantaine d'observateurs qui sont, pour la plupart, des participants au Programme, déposent leurs commentaires à la Régie.

[10] Les 8 et 9 août 2018, la Régie tient une audience sur les contestations de certains intervenants aux réponses du Distributeur aux demandes de renseignements (DDR) ainsi que sur la possibilité qu'une ordonnance de sauvegarde puisse être émise dans le présent dossier.

[11] Le 10 août 2018, SÉ dépose une correspondance demandant à la Régie d'inviter le Distributeur à rectifier certaines informations contenues à la pièce B-0015⁵.

[12] La présente décision porte sur une ordonnance de sauvegarde en vertu de l'article 34 de la Loi.

2. ORDONNANCE DE SAUVEGARDE POUR L'HIVER 2018-2019

[13] Dans le présent dossier, le Distributeur souligne que les préoccupations énoncées par la Régie dans sa décision D-2018-025⁶ ont introduit une incertitude quant au bien-fondé des objectifs et à la récupération des sommes à venir du Programme. En conséquence, le Distributeur a choisi de suspendre les inscriptions pour l'hiver 2018-2019⁷.

⁴ Décision [D-2018-076](#).

⁵ Pièce [B-0015](#).

⁶ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#).

⁷ Pièce [B-0002](#), p. 3.

[14] Il signale que les inscriptions pour l'hiver 2018-2019 pourront être reprises lorsqu'il aura, ainsi que les clients visés, obtenu une reconnaissance, par la Régie, de la rentabilité du Programme, une telle reconnaissance étant de nature à en favoriser la pérennité.

[15] Le Distributeur mentionne qu'une fois la décision obtenue, un délai de plusieurs semaines est nécessaire pour assurer la participation des clients pour l'hiver 2018-2019. En conséquence, il informe la Régie qu'un traitement diligent du dossier revêt une importance capitale et souhaite que la décision de la Régie à l'égard du Programme soit rendue au plus tard au début du mois de septembre 2018⁸.

[16] Le Distributeur indique qu'il est illusoire de croire que le Programme soit suspendu pour quelques années et qu'il puisse revenir rapidement aux résultats observés à temps pour répondre aux besoins de pointe prévus d'ici 2022-2023. Selon lui, le succès du Programme repose sur une continuité de l'offre et sur un lien de confiance avec ses clients. L'incertitude quant à la poursuite du Programme risque d'engendrer une érosion du bassin de clients existants et aura un impact négatif sur l'adhésion de nouveaux clients⁹.

[17] Lors de la rencontre préparatoire, en réponse à la proposition de certains intervenants sur une possible décision intérimaire, le Distributeur identifie immédiatement que le principal enjeu lié à une telle décision provient de la gestion du risque. La Régie propose au Distributeur d'y réfléchir et de lui revenir sur ce sujet dans le cadre de sa preuve complémentaire. Le Distributeur n'a cependant pas donné suite à cette demande de la Régie¹⁰.

[18] Lors de l'audience du 8 août 2018¹¹, en réponse à une proposition de la Régie quant à l'émission d'une ordonnance de sauvegarde pour le Programme, le Distributeur souligne qu'il est tenu, d'un point de vue approvisionnement, de procéder aux achats nécessaires pour que les besoins en puissance escomptés à l'hiver 2018-2019 soient satisfaits au 1^{er} décembre 2018, afin de pouvoir assurer la fiabilité du réseau.

⁸ Pièce [B-0002](#), p. 3.

⁹ Pièce [B-0004](#), p. 12 et 13.

¹⁰ Pièce [A-0006](#), p. 154.

¹¹ Pièce [A-0015](#), p. 125 et suivantes.

[19] Or, en raison du processus d'appel d'offres de court terme sur les marchés de puissance, il est risqué d'attendre le mois de novembre pour procéder aux achats de puissance, s'ils excèdent significativement les 150 MW prévus. En effet, les achats du mois de novembre sont habituellement faits pour refléter les mises à jour de la prévision de la demande. C'est pourquoi, si le volume d'achat devait dépasser cette limite, le Distributeur devra procéder plus tôt, soit vers le mois de septembre ou octobre. C'est d'ailleurs le motif pour lequel il requiert des clients des différents programmes, comme celui de l'électricité interruptible, de confirmer leur participation tôt à l'automne.

[20] Le Distributeur souligne que son bilan de puissance pour l'hiver 2018-2019 prévoit déjà l'achat de 150 MW de puissance sur les marchés de court terme. Si, au début d'octobre 2018, la Régie ne permet pas la poursuite du Programme, à tout le moins pour l'hiver 2018-2019, il se verra contraint, à ce moment, de se procurer les 320 MW associés au Programme pour l'hiver 2018-2019 sur les marchés de court terme.

[21] Questionné sur l'option de plafonner le volume de puissance à celui de l'hiver 2017-2018, que ce soit le volume de 230 MW autorisé par la décision D-2018-025 ou le volume réel de 287 MW, le Distributeur souligne que lorsque la quantité de puissance est connue, cela lui permet de connaître le volume de puissance à acheter sur les marchés.

[22] Toutefois, selon le Distributeur, autoriser un volume moindre que 320 MW lui fait courir un risque commercial. D'une part, il craint pour la pérennité du Programme. D'autre part, il souligne un problème d'équité pour déterminer les participants éligibles au Programme, dans l'éventualité qu'une limite de 230 MW soit fixée pour l'hiver 2018-2019.

[23] Lors de la rencontre préparatoire du mois de juin, certains intervenants ont suggéré que la Régie rende une ordonnance de sauvegarde afin d'éviter la suspension du Programme pour l'hiver 2018-2019, en raison de délais liés à l'examen réglementaire¹².

¹² Pièce [A-0006](#). Voir notamment les p. 74, 87, 142, 144 et 149.

[24] Lors de l'audience du 8 août 2018, la plupart des intervenants se prononcent en faveur de l'émission d'une ordonnance reconduisant les modalités actuelles du Programme avec, toutefois, certaines limitations.

[25] Ainsi, l'ACEFO, l'AHQ-ARQ, l'ASSQ, la FCEI, le GRAME et le RNCREQ proposent que le Programme soit reconduit pour l'hiver 2018-2019, avec la reconnaissance des participants au Programme pour l'hiver 2017-2018, selon les modalités à 70 \$/kW, ce qui pourrait représenter un volume de puissance d'environ 287 MW. Cela permettrait aux participants qui ont investi des sommes pour participer au Programme de continuer de bénéficier de cet investissement.

[26] Selon ces intervenants, le fait d'approuver les modalités du Programme à 320 MW, tel que le demande le Distributeur, va plus loin qu'une ordonnance de sauvegarde des droits et consiste plutôt à faire approuver le Programme sur le fond dès maintenant.

[27] Le ROEÉ serait favorable à permettre les 320 MW prévus au dossier, avec de nouveaux clients, comme le suggère le Distributeur. Selon lui, il n'est pas nécessaire de se limiter aux 230 MW autorisés dans la décision D-2018-025. Toutefois, il souligne que le Distributeur, à titre d'entreprise commerciale, doit pouvoir assumer des risques financiers.

[28] SÉ abonde dans le sens du ROEÉ. Elle argumente que l'absence d'une telle ordonnance aurait pour effet de rejeter le Programme pour l'hiver 2018-2019. La Régie doit donc se demander si la balance des inconvénients et le préjudice sérieux militent en faveur de l'émission d'une telle ordonnance.

[29] L'intervenante estime que la balance des inconvénients penche en faveur du maintien du Programme pour l'hiver 2018-2019. Ainsi, le Programme est, de prime abord, rentable. Il y a un risque d'effritement de la clientèle, existante et potentielle, si le Programme devait être suspendu. Il y a un risque également pour les participants existants de ne pouvoir profiter des investissements qu'ils ont faits à cet égard. Au surplus, selon elle, une suspension du Programme irait à l'encontre de ce que le gouvernement du Québec souhaite dans sa Politique énergétique. Enfin, il pourrait y avoir un préjudice environnemental lié à la suspension du Programme puisque l'énergie acquise sur le marché de court terme pourrait provenir de sources plus polluantes que celles provenant du parc d'approvisionnement moyen du Distributeur.

[30] L'UC appuie également l'émission d'une ordonnance de sauvegarde. Elle ne croit pas qu'il y ait urgence en regard de l'achat de puissance au moyen du Programme puisque le Distributeur est en mesure de se procurer cette puissance sur les marchés de court terme. Toutefois, il lui semble légitime que les participants au Programme pour l'hiver 2017-2018 puissent participer au Programme au cours de l'hiver 2018-2019 en raison des investissements qu'ils ont pu faire à cet égard. L'UC note également qu'il y a un certain bénéfice social au Programme, puisque plusieurs participants sont des clients institutionnels, comme des commissions scolaires et des centres intégrés de santé et de services sociaux.

[31] L'UC estime aussi que l'ordonnance de sauvegarde pourrait être utilisée aux fins de faire une étude de marché, en fixant une aide financière entre le 20 \$/kW du coût évité de court terme et le 70 \$/kW actuel du Programme.

Opinion de la Régie

[32] La Régie a le pouvoir de rendre des décisions de sauvegarde en vertu de l'article 34 de la Loi.

[33] Dans l'exercice de sa discrétion et dans sa faculté de moduler selon les circonstances, la Régie doit assurer, notamment, un traitement équitable du Distributeur et la protection de ses clients, conformément à l'article 5 de la Loi.

[34] La Régie note la préoccupation du Distributeur et des intervenants à l'effet que l'incertitude quant à la poursuite du Programme risque d'engendrer une érosion du bassin de clients existants et d'avoir un impact négatif sur l'adhésion de nouveaux clients.

[35] Elle note également que la continuité de l'offre est un facteur critique et qu'un délai de plusieurs semaines est nécessaire pour assurer la participation des clients pour l'hiver 2018-2019.

[36] Elle constate que le Distributeur a choisi d'interrompre le Programme puisqu'il considère que son maintien, d'ici la fin de son examen par la Régie au présent dossier, entraîne un risque qu'il n'est pas disposé à assumer.

[37] Tout comme les participants au dossier, la Régie demeure favorable aux objectifs du Programme en tant qu'outil de gestion des besoins en puissance à la pointe du Distributeur.

[38] La Régie est d'avis que l'évaluation de la rentabilité du Programme ainsi que des paramètres devant intervenir dans cette évaluation est essentielle. Toutefois, il est probable que le délai nécessaire pour faire cet examen entraîne une publication de la décision finale au plus tôt au mois de novembre 2018. Or, ce délai constitue un obstacle dans la stratégie d'approvisionnement du Distributeur.

[39] La Régie tient compte du fait que le processus d'appel d'offres sur les marchés en puissance de court terme nécessite certains délais et qu'il peut être risqué d'attendre le mois de novembre pour procéder à des achats de puissance¹³. Ne connaissant pas la décision de la Régie, et comme le Programme prévoit 320 MW de puissance, la prudence dicte au Distributeur de procéder au mois de septembre ou d'octobre à l'achat de cette puissance sur les marchés de court terme. Toutefois, s'il procède à cet achat sur le marché de court terme, la poursuite du Programme devient inutile à l'hiver 2018-2019 en ce qu'il acquerrait alors une deuxième fois une quantité de puissance pour les mêmes besoins.

[40] Il s'agit d'un dilemme pour le Distributeur en ce qu'il doit jongler entre le risque lié aux approvisionnements qu'il doit sécuriser avant le 1^{er} décembre 2018 et le risque commercial que le bassin de participants au Programme s'effrite en raison de la suspension pour une saison.

[41] C'est pourquoi le Distributeur souhaite que la Régie rende une ordonnance de sauvegarde qui lui permettrait de connaître la quantité de puissance à acquérir sur les marchés de court terme en temps opportun ainsi que de poursuivre son Programme à l'hiver 2018-2019.

¹³ Pièce [A-0015](#), p. 126.

[42] Les intervenants sont du même avis, pour les motifs exprimés précédemment.

[43] La Régie partage l'opinion selon laquelle une telle ordonnance de sauvegarde est opportune dans les circonstances. Elle examine le Programme dans le présent dossier afin d'en déterminer la rentabilité et la nature juridique, dans la perspective d'une utilisation à long terme.

[44] Dans cette vision à long terme, la prolongation du Programme pour l'hiver 2018-2019, en attendant la décision finale, s'inscrit comme la solution appropriée et la meilleure conciliation des intérêts du Distributeur, des participants au Programme et des consommateurs en général. C'est pourquoi la Régie fait preuve de prudence et juge qu'il est opportun et dans l'intérêt public de rendre une ordonnance de sauvegarde en vertu de l'article 34 de la Loi.

[45] En ce qui a trait aux limites à apporter au Programme dans le cadre de l'ordonnance de sauvegarde, la Régie entrevoit trois limites possibles : les participants, le nombre de MW et le montant alloué.

[46] Sauf pour l'UC, tous les participants s'entendent pour maintenir l'appui financier d'un montant de 70 \$ par kW effacé. L'UC demande plutôt à la Régie d'établir un montant inférieur à 70 \$/kW afin de « tester le marché ».

[47] La Régie ne peut souscrire à la proposition de l'UC. D'une part, une ordonnance de sauvegarde ne peut servir d'outil de marketing afin de déterminer le prix d'un produit. D'autre part, un tel type d'ordonnance engendre des délais, ce qui n'offre pas de solution au dilemme entre le risque d'approvisionnement et le risque commercial.

[48] Le Distributeur, ROÉÉ et SÉ souhaitent la participation d'un plus grand nombre de participants au Programme.

[49] Les autres intervenants limiteraient l'ordonnance de sauvegarde aux participants ayant bénéficié du Programme au cours de l'hiver 2017-2018.

[50] La Régie est d'avis que l'ordonnance de sauvegarde doit être restreinte aux participants déclarés admissibles au Programme de l'hiver 2017-2018. D'une part, en raison du taux de 97 % de rétention des participants, le risque d'un effritement important du bassin global de participants est faible si la Régie permet aux participants de l'hiver 2017-2018 de participer de nouveau au cours de l'hiver 2018-2019. D'autre part, ce sont eux qui ont déjà fait des investissements dans le cadre du Programme. Par ailleurs, si la Régie autorisait de nouveaux participants pour l'hiver 2018-2019 et qu'elle devait par la suite ne pas autoriser le Programme selon les paramètres actuels, il est possible que certains de ces nouveaux participants ne récupèrent pas les investissements qui auraient été nécessaires pour participer au Programme. Dans l'attente de la confirmation du Programme et des paramètres qui s'appliqueront, la Régie juge qu'il est prudent de ne pas étendre l'offre de celui-ci au-delà de la clientèle y ayant participé à l'hiver 2017-2018. **En conséquence, la Régie ordonne au Distributeur de limiter la participation au programme GDP Affaires pour l'hiver 2018-2019 aux participants y ayant été déclarés admissibles à l'hiver 2017-2018.**

[51] Le Distributeur, ROÉÉ et SÉ souhaitent que la quantité de MW ne soit pas limitée et que le Distributeur puisse conserver sa prévision de contribution à 320 MW à l'hiver 2018-2019.

[52] À l'exception de l'UC, les autres intervenants limiteraient cette ordonnance de sauvegarde à la quantité de puissance estimée à 287 MW, soit l'équivalent de l'effacement de l'hiver 2017-2018.

[53] La Régie constate que les modalités du Programme, telles que formulées, ne permettent pas de limiter l'étendue de la participation de chaque client à sa puissance admissible rémunérée au cours de l'année 2017-2018.

[54] Selon l'article 2.2.1 du Guide du participant 2017-2018, les réductions de puissance, qui servent à déterminer la Puissance admissible, se calculent en fonction de la différence entre la puissance réelle pour un événement de GDP et la puissance de référence, cette dernière étant établie comme suit :

« La puissance de référence est établie à partir de la régression linéaire des puissances moyennes pendant les Périodes de pointe d'Hydro-Québec au cours de l'hiver 2017-2018, à l'exception des puissances moyennes des Événements de GDP. La régression linéaire est faite en fonction de la température moyenne enregistrée par la station météorologique la plus proche.

Il est à noter que, pour chaque compteur, une courbe distincte de la puissance de référence est établie pour les périodes de GDP d'avant-midi et d'après-midi »¹⁴.

[55] Ainsi, ce n'est qu'à la fin de l'hiver que le Distributeur, de même que les participants, connaissent la quantité de puissance réelle à laquelle les participants ont contribué et pour laquelle ils sont rémunérés.

[56] Par conséquent, il est difficile de prévoir avec exactitude le budget de l'appui financier lié au Programme. En effet, selon la formule de rémunération du Programme, à l'article 2.1 du Guide du participant, il est indiqué que :

« Le montant de l'Appui financier est calculé de la façon suivante : le montant unitaire (\$) multiplié par la Puissance admissible (kW). Le montant unitaire pour la période d'hiver 2017-2018 est fixé à 70 \$. La Puissance admissible est décrite à la section 2.2 »¹⁵.

[57] La Puissance admissible est décrite comme suit :

« 2.2 Puissance admissible (kW)

La Puissance admissible (kW) correspond à la moyenne de toutes les réductions de puissance de tous les Événements de GDP.

La Puissance admissible est calculée après la Période d'hiver pour chaque compteur. Dans le cas d'un Projet comportant plusieurs compteurs, la somme des Puissances admissibles de tous les compteurs devient la Puissance admissible du Projet »¹⁶. [nous soulignons]

[58] Au cours des dernières années, la Puissance admissible observée en fin d'année s'est avérée supérieure à la Puissance admissible projetée, ce qui a résulté en un appui financier supérieur au montant initialement prévu. Par exemple, pour l'hiver 2017-2018, l'appui financier aura été de 20,1 M\$ au lieu des 16 M\$ projetés et autorisés.

¹⁴ Pièce [B-0007](#), p. 31.

¹⁵ Pièce [B-0007](#), p. 30.

¹⁶ Pièce [B-0007](#), p. 30.

[59] Dans ces circonstances, le Distributeur pourrait se trouver, en quelque sorte, à payer deux fois pour le même besoin de puissance puisqu'il doit acheter, précédemment à la période d'hiver, plus de puissance sur les marchés de court terme pour sécuriser son bilan de puissance.

[60] Si les modalités du Programme ne sont pas modifiées, la fixation d'une limite en volume de puissance, que ce soit à 230 MW, 287 MW ou encore à 320 MW devient théorique puisqu'il n'y a aucune assurance que cette limite pourra être respectée en raison de la méthode de calcul de la réduction de puissance prévue au Guide du participant.

[61] Étant donné que le Programme, ainsi que ses paramètres, sont sujets à changements à la suite de l'examen effectué au présent dossier, la Régie estime qu'il n'est pas prudent de permettre aux participants, individuellement, d'étendre leur participation pour l'année 2018-2019 à un niveau allant au-delà de leur participation observée à l'année 2017-2018. Ainsi, la Régie limite l'appui financier pouvant être accordé à chacun des clients, pour l'année 2018-2019, au montant qui leur a été accordé au cours de l'année 2017-2018.

[62] **En conséquence, la Régie ordonne au Distributeur de modifier le Guide du participant pour l'hiver 2018-2019 afin de prévoir la limite suivante :**

Le montant de l'appui financier pour l'hiver 2018-2019 correspond au moindre des deux montants suivants :

a) Le montant de l'appui financier tel que présenté à l'article 2.1 du Guide du participant, à savoir :

« Le montant de l'Appui financier est calculé de la façon suivante : le montant unitaire (\$) multiplié par la Puissance admissible (kW). Le montant unitaire pour la période d'hiver 2018-2019 est fixé à 70 \$. La Puissance admissible est décrite à la section 2.2. »

ou,

b) Le montant de l'appui financier reçu par le participant pour sa participation au programme de l'hiver 2017-2018.

[63] **En conséquence, la Régie accorde au Distributeur, pour inclusion à son revenu requis pour l'année tarifaire 2019-2020, le montant maximal de 20,1 M\$ pour son programme GDP Affaires¹⁷.** Ce montant équivaut à 287 MW rémunéré à 70 \$/kW. Si la contribution des participants en volume de puissance fourni à l'hiver 2018-2019 devait être moindre que les 287 MW, créant un solde créditeur, ce solde devra être porté au compte d'écart créé antérieurement pour le Programme.

[64] Sans se prononcer de manière finale sur la nature juridique du Programme aux fins de l'année tarifaire 2019-2020, ce montant de 20,1 M\$ devra être inscrit, dans le cadre du mécanisme de réglementation incitative, comme un élément de coût traité en exclusion (Facteur Y) lié aux interventions en efficacité énergétique.

3. MISE À JOUR DES DONNÉES

[65] En raison de la présente ordonnance de sauvegarde, la Régie demande au Distributeur de mettre à jour les tableaux d'analyses économiques du Programme en fonction des modalités retenues dans la présente décision pour ce qui est de l'évaluation 2018-2019.

[66] Par ailleurs, le Distributeur a mentionné, lors de l'audience des 8 et 9 août 2018, que le niveau de 315 MW fourni dans le cadre de certaines de ses réponses à la DDR n° 1 de la Régie devait être corrigé pour 320 MW¹⁸. La Régie constate que ce niveau de 320 MW est celui fourni au tableau R-2.2-C pour l'année 2018-2019, alors que le niveau de 315 MW est celui fourni en réponse à sa question 2.1 et aux tableaux R-2.2-A et R-2.2-B de la pièce B-0015. Or, les niveaux de MW varient aussi entre ces différents tableaux pour les années ultérieures à 2018-2019. Par exemple, le Distributeur évalue, pour 2019-2020, les MW associés au programme GDP Affaires à 360 MW aux tableaux R-2.1, R-2.2-A et R-2.2-B, mais à 390 MW au tableau R-2.2-C. Ces différences peuvent être constatées jusqu'en 2025-2026¹⁹.

¹⁷ Ce montant ne traite pas de la disposition demandée du compte d'écarts – GDP Affaires au montant de 4,7 M\$, lequel est inclus dans le revenu requis 2019-2020 du Distributeur (voir dossier R-4057-2018, pièce [B-0024](#), p. 14).

¹⁸ Pièces [A-0015](#), p. 182 et 183, et [A-0018](#), p. 33.

¹⁹ Pièce [B-0015](#), p. 8 à 10.

[67] Ainsi, la Régie demande au Distributeur, dans sa mise à jour des analyses économiques, de corriger le niveau de MW associés au programme GDP Affaires ou d'expliquer les différences entre les données fournies aux tableaux R-2.1, R-2.2-A, R-2.2-B et R-2.2-C.

4. CALENDRIER

[68] Dans sa décision D-2018-076²⁰, la Régie prévoyait le dépôt des plaidoiries et de la réplique entre les 2 et 5 octobre 2018 et ne prévoyait pas d'audience.

[69] En raison de l'ordonnance de sauvegarde et des représentations faites par le ROÉÉ lors de l'audience du 9 août 2018, la Régie juge qu'il est opportun d'ajouter la tenue d'une audience dans le présent dossier. Elle convoque cette audience **du 1^{er} au 3 octobre 2018, à compter de 9 h**, dans ses bureaux de Montréal.

[70] Il est à noter que cette audience aura pour objet la présentation de la preuve des participants au dossier ainsi que les contre-interrogatoires. Les plaidoiries demeureront par écrit, et l'échéance est modifiée comme suit :

Le 30 août 2018 à 12 h	Dépôt des DDR aux intervenants
Le 11 septembre 2018 à 12 h	Dépôt des réponses des intervenants aux DDR
Du 1 ^{er} au 3 octobre 2018	Audience
Le 9 octobre 2018 à 12 h	Dépôt de la plaidoirie du Distributeur
Le 10 octobre 2018 à 12 h	Dépôt des plaidoiries des intervenants
Le 11 octobre 2018 à 12 h	Dépôt de la réplique du Distributeur

²⁰ Décision [D-2018-076](#), p. 7 et 8.

[71] **Considérant ce qui précède,**

La Régie de l'énergie :

ORDONNE au Distributeur de limiter la participation au programme GDP Affaires pour l'hiver 2018-2019 aux participants ayant été déclarés admissibles à ce programme à l'hiver 2017-2018;

LIMITE la contribution du programme GDP Affaires à 287 MW;

ORDONNE au Distributeur de modifier le Guide du participant pour l'hiver 2018-2019 pour inclure désormais la limite suivante :

Le montant de l'appui financier pour l'hiver 2018-2019 correspond au moindre des deux montants suivants :

- a) Le montant de l'appui financier tel que présenté à l'article 2.1 du Guide du participant, à savoir :

« Le montant de l'Appui financier est calculé de la façon suivante : le montant unitaire (\$) multiplié par la Puissance admissible (kW). Le montant unitaire pour la période d'hiver 2018-2019 est fixé à 70 \$. La Puissance admissible est décrite à la section 2.2. »

ou

- b) Le montant de l'Appui financier reçu par le participant pour sa participation au programme à l'hiver 2017-2018;

ACCORDE au Distributeur, pour inclusion à son revenu requis pour l'année tarifaire 2019-2020, le montant maximal de 20,1 M\$ pour son programme GDP Affaires, tel que prévu à la présente décision;

DEMANDE au Distributeur, dans sa mise à jour des analyses économiques, de corriger le niveau de MW associés au programme GDP Affaires ou d'expliquer les différences entre les données fournies aux tableaux R-2.1, R-2.2-A, R-2.2-B et R-2.2-C;

CONVOQUE une audience du **1^{er} au 3 octobre 2018**, à compter de 9 h, dans ses bureaux de Montréal;

FIXE l'échéancier de traitement du dossier prévu à la section 5 de la présente décision.

Lise Duquette
Régisseur

François Émond
Régisseur

Esther Falardeau
Régisseur

Représentants :

Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO) représentée par M^e Steve Cadrin;

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ) représentée par M^e Denis Falardeau;

Association des stations de ski du Québec (ASSQ) représentée par M^e Marie-Annick Tourillon;

Association Hôtellerie Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ) représenté par M^e Steve Cadrin;

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ) représenté par M^e Pierre Pelletier;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI) représentée par M^e André Turmel;

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ) représenté par M^e Prunelle Thibault-Bédard;

Hydro-Québec représentée par M^e Éric Fraser et M^e Simon Turmel;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M^e Franklin S. Gertler;

Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Prunelle Thibault-Bédard;

Stratégies énergétiques (SÉ) représentée par M^e Dominique Neuman;

Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Hélène Sicard.

Pièce P-8

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2019-092

R-4041-2018

1^{er} août 2019

PRÉSENTS :

Lise Duquette

François Émond

Esther Falardeau

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Ordonnance afin de prolonger l'ordonnance de sauvegarde
et décision sur les demandes de paiement de frais

Demande relative au programme GDP Affaires

Demanderesse :

Hydro-Québec

représentée par M^e Éric Fraser et M^e Simon Turmel.

Intervenants :

Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO)
représentée par M^e Steve Cadrin;

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ)
représentée par M^e Denis Falardeau;

Association des stations de ski du Québec (ASSQ)
représentée par M^e Marie-Annick Tourillon;

Association Hôtellerie Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ)
représenté par M^e Steve Cadrin;

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ)
représenté par M^e Pierre Pelletier;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI)
représentée par M^e André Turmel;

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME)
représenté par M^e Prunelle Thibault-Bédard;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ)
représenté par M^e Franklin S. Gertler;

Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ)
représenté par M^e Prunelle Thibault-Bédard;

Stratégies énergétiques (SÉ)
représentée par M^e Dominique Neuman;

Union des consommateurs (UC)
représentée par M^e Hélène Sicard.

1. INTRODUCTION

[1] Le 22 mai 2018, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur), dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu de l'article 31 (5°) de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), une demande (la Demande) relative au programme GDP Affaires (le Programme).

[2] Le 5 juin 2018, la Régie rend la décision D-2018-065² par laquelle elle donne des instructions préliminaires sur la procédure d'examen de la Demande. Elle demande aussi au Distributeur de compléter sa preuve, en fournissant les informations requises permettant l'évaluation de la rentabilité du Programme ainsi que l'appréciation de sa nature juridique, et fixe la tenue d'une rencontre préparatoire. Par procédure accélérée, la Régie reconnaît d'office les intervenants reconnus du dossier R-4011-2017 qui manifesteront leur intention de participer à l'audience préalablement à la rencontre préparatoire.

[3] Les 6 et 11 juin 2018, l'ASSQ manifeste son intention de comparaître à titre d'intervenante au dossier.

[4] Le 11 juin 2018, 10 intervenants au dossier R-4011-2017 annoncent leur intention de participer au présent dossier, soit l'ACEFO, l'ACEFQ, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, la FCEI, le GRAME, le RNCREQ, le ROEÉ, SÉ et UC.

[5] Le 12 juin 2018, la Régie tient une rencontre préparatoire au cours de laquelle l'ASSQ comparaît à titre d'intervenante. La Régie présente sa demande de complément de preuve, dépose une demande d'information supplémentaire³ et valide auprès des représentants du Distributeur leur compréhension de la demande de complément de preuve. Le Distributeur et les intervenants font leurs représentations sur le traitement procédural du dossier et les éléments de preuve complémentaire qu'ils considèrent comme utiles.

[6] Le 15 juin 2018, le Distributeur dépose son complément de preuve.

¹ [RLRQ, c. R-6.01.](#)

² Décision [D-2018-065.](#)

³ Pièce [A-0004.](#)

[7] Le 21 juin 2018, la Régie rend la décision D-2018-076⁴ par laquelle elle traite des interventions, du déroulement du dossier et du calendrier, en plus de requérir du Distributeur un complément de preuve additionnelle.

[8] Le 27 juin 2018, le Distributeur dépose un complément de preuve au dossier.

[9] Du 6 juin au 20 août 2018, plus d'une soixantaine d'observateurs qui sont, pour la plupart, des participants au Programme, déposent des commentaires à la Régie.

[10] Le 22 août 2018, la Régie publie la décision D-2018-113⁵ (la Décision) en vertu de laquelle elle émet une ordonnance de sauvegarde afin que le Distributeur puisse poursuivre son Programme pour l'hiver 2018-2019. Cependant, cette ordonnance est restreinte aux participants déclarés admissibles au Programme de l'hiver 2017-2018 et limite le montant de l'appui financier octroyé.

[11] L'audience au présent dossier se déroule les 1^{er}, 2 et 3 octobre 2018.

[12] Entre le 29 octobre et le 12 décembre 2018, les intervenants déposent leur demande de remboursement de frais. Le Distributeur soumet ses commentaires le 10 décembre 2018, auxquels l'ACEFQ, l'ACEFO, le GRAME et le RNCREQ répondent les 12 et 13 décembre 2018. Le 29 janvier 2019, la FCEI dépose une demande de paiement de frais révisée.

[13] Le 28 juin 2019, le ROEEÉ, en suivi de sa demande de paiement de frais, formule une demande de paiement de frais ou de frais intérimaires⁶.

[14] La présente décision porte sur la prolongation de l'ordonnance de sauvegarde rendue en vertu de l'article 34 de la Loi, ainsi que sur les demandes de paiement de frais déposées par les intervenants.

⁴ Décision [D-2018-076](#).

⁵ Décision [D-2018-113](#).

⁶ Pièce [C-ROEEÉ-0017](#).

2. ORDONNANCE DE SAUVEGARDE POUR L'HIVER 2019-2020

[15] Dans la Décision, la Régie accorde au Distributeur, pour inclusion à son revenu requis pour l'année tarifaire 2019-2020, le montant maximal de 20,1 M\$ pour son Programme. Ce montant équivaut à 287 MW rémunéré à 70 \$/kW. Elle y limite la participation pour l'hiver 2018-2019 aux participants de l'année 2017-2018, ainsi que le montant de l'appui financier qui leur est octroyé.

[16] La Régie anticipait alors être en mesure de rendre la décision finale dans un délai permettant au Distributeur de prendre les mesures nécessaires pour équilibrer son bilan en puissance pour l'hiver 2019-2020. Toutefois, les aléas du calendrier réglementaire ne permettent pas à la Régie de la produire en temps opportun. Dans la présente décision, la Régie traite de la pertinence de prolonger, de sa propre initiative, l'ordonnance de sauvegarde rendue par la Décision⁷ et examine également le retrait de certaines restrictions, notamment en lien avec l'enjeu du double paiement des mégawatts (MW), puisque ce dernier a été examiné au fond à la suite de la Décision.

[17] Ainsi, dans la Décision, aux paragraphes 58 à 60, la Régie s'exprime comme suit sur l'enjeu du double paiement :

« [...] [58] Au cours des dernières années, la Puissance admissible observée en fin d'année s'est avérée supérieure à la Puissance admissible projetée, ce qui a résulté en un appui financier supérieur au montant initialement prévu. Par exemple, pour l'hiver 2017-2018, l'appui financier aura été de 20,1 M\$ au lieu des 16 M\$ projetés et autorisés.

[59] Dans ces circonstances, le Distributeur pourrait se trouver, en quelque sorte, à payer deux fois pour le même besoin de puissance puisqu'il doit acheter, précédemment à la période d'hiver, plus de puissance sur les marchés de court terme pour sécuriser son bilan de puissance.

⁷ Décision [D-2018-113](#), p. 13 et 14.

[60] Si les modalités du Programme ne sont pas modifiées, la fixation d'une limite en volume de puissance, que ce soit à 230 MW, 287 MW ou encore à 320 MW devient théorique puisqu'il n'y a aucune assurance que cette limite pourra être respectée en raison de la méthode de calcul de la réduction de puissance prévue au Guide du participant [...] ».

[18] En réponse à cette préoccupation, le Distributeur précise trois éléments⁸.

[19] Dans un premier temps, le Distributeur soumet qu'il n'utilise pas directement les réductions de puissance inscrites par les clients pour la planification des approvisionnements. Avant de les utiliser à cette fin, il applique un facteur de correction afin de tenir compte de la coïncidence du profil de demande de puissance du client avec ses propres périodes de pointe.

[20] Le Distributeur souligne aussi que le risque d'écart entre les réductions de puissance anticipées et réelles est faible pour les clients ayant déjà participé au Programme au cours d'un hiver précédent puisque la réduction de puissance réelle de l'hiver précédent est connue. Il ajoute qu'il est plus facile de prévoir l'effacement réel des clients déjà inscrits, celui-ci étant généralement similaire à celui des années antérieures. Ainsi, l'écart entre les effacements planifiés et réels devrait poursuivre sa décroissance, considérant le taux de renouvellement très élevé⁹.

[21] Enfin, le Distributeur rappelle que les achats d'électricité à court terme se font par blocs de 25 MW et que la précision relative à ces achats est comparable à l'écart possible entre l'apport anticipé du Programme et l'apport réel observé.

[22] Compte tenu de ces éléments, dans le cadre de la présente ordonnance de sauvegarde, la Régie conclut que le risque de double paiement est suffisamment atténué pour lever les restrictions relatives à la participation au Programme et au montant de l'appui financier octroyé¹⁰.

⁸ Pièces [B-0038](#), R1.1, et [B-0050](#), p. 3.

⁹ Pièce [B-0050](#), p. 3.

¹⁰ Décision [D-2018-113](#), p. 14, par. 61 et 62.

[23] Le versement de l'appui financier pourra ainsi se faire en fonction des MW réellement effacés par le participant. La Régie considère, de plus, que cette levée des restrictions permettra une continuité pour les participants actuels et la possibilité de rechercher de nouveaux participants.

[24] Dans la Décision, un des motifs retenus également pour restreindre l'accès au Programme à de nouveaux participants était la possibilité que ces derniers ne récupèrent pas les investissements qui auraient été nécessaires pour participer au Programme. Ce motif demeure car le Programme pourra être modifié lorsque la décision finale sera rendue. Toutefois, la Régie considère que cet obstacle peut être levé dans la mesure où le Distributeur avise tout nouveau participant que le Programme est présentement en cours d'examen et peut, en conséquence, être modifié. Cet avis devrait permettre à tout nouveau participant de prendre des décisions en toute connaissance de cause.

[25] Pour ces motifs, la Régie juge qu'il est approprié de prolonger l'ordonnance de sauvegarde rendue par la Décision. Elle retire toutefois les restrictions quant à la participation au Programme et au montant de l'appui financier octroyé.

[26] Elle ordonne au Distributeur d'aviser tous les nouveaux participants, lors de leur inscription au Programme, que ce dernier est en cours d'examen et qu'il pourrait être modifié.

[27] En conséquence, la Régie ordonne au Distributeur, pour inclusion à son revenu requis pour l'année tarifaire 2020-2021, de déposer à la Régie lors de son prochain dossier tarifaire, une mise à jour du montant dépensé pour son programme GDP Affaires.

3. DEMANDES DE PAIEMENT DE FRAIS

[28] Selon l'article 36 de la Loi, la Régie peut ordonner au Distributeur de payer des frais aux personnes dont elle juge la participation utile à ses délibérations.

[29] L'article 42 du *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*¹¹ (le Règlement) prévoit qu'un participant¹², autre que le transporteur d'électricité ou un distributeur, peut déposer à la Régie une demande de paiement de tels frais de participation.

[30] Les demandes de paiement de frais sont encadrées par le *Guide de paiement des frais des intervenants 2012* (le Guide)¹³. En vertu de l'article 13 du Guide, un participant peut demander des frais intérimaires lors « *d'une audience d'une durée ou d'une ampleur hors de l'ordinaire* ».

[31] Le ROEE fait état des circonstances et demande à la Régie de rendre une décision sur les frais ou, à défaut, d'accorder des frais intérimaires aux intervenants concernés de l'ordre de 50 % de leur demande respective.

[32] Considérant le délai dans ce dossier, la Régie juge qu'il est opportun d'octroyer des frais intérimaires aux intervenants afin de leur permettre de couvrir une partie des frais encourus à ce jour.

[33] Les demandes de paiement de frais déposées à la Régie totalisent la somme de 365 953,82 \$, incluant les taxes.

[34] Le Distributeur indique qu'il s'en remet, de façon générale, à l'appréciation de la Régie quant au caractère nécessaire des frais réclamés. Il fait cependant des commentaires spécifiques à l'égard des frais réclamés par certains intervenants et demande à la Régie de les considérer dans son appréciation du caractère raisonnable de ces frais.

[35] La Régie octroie, à titre de frais intérimaires, 50 % des montants réclamés par chaque intervenant. Le caractère raisonnable du solde réclamé par les intervenants ainsi que l'utilité de leur participation feront l'objet d'un examen par la Régie au moment de la décision finale du dossier.

¹¹ [RLRQ, c. R-6.01, r. 4.1.](#)

¹² Le terme « *participant* » au sens de l'article 1 du Règlement désigne « *le demandeur et l'intervenant* ».

¹³ [Guide de paiement des frais des intervenants 2012.](#)

[36] Le tableau suivant présente les frais intérimaires octroyés par la Régie aux intervenants:

TABLEAU 1 FRAIS RÉCLAMÉS ET FRAIS OCTROYÉS (taxes incluses)		
Intervenants	Frais réclamés (\$)	Frais octroyés (\$)
ACEFO	26 822,79	13 411,40
ACEFQ	39 994,06	19 997,03
AHQ-ARQ	37 891,13	18 945,57
AQCIE-CIFQ	33 970,56	16 985,28
ASSQ	14 497,25	7 248,63
FCEI	46 571,09	23 285,55
GRAMÉ	27 642,03	13 821,02
RNCREQ	38 333,93	19 166,97
ROÉÉ	36 906,83	18 453,42
SÉ	39 744,72	19 872,3
UC	23 579,43	11 789,72
TOTAL	365 953,82	182 976,91

[37] **Considérant ce qui précède,**

La Régie de l'énergie :

PROLONGE l'ordonnance de sauvegarde émise à la décision D-2018-113 pour l'hiver 2019-2020;

RETIRE les restrictions émises à l'égard de la participation au Programme et de la limite pour le montant de l'appui financier octroyé;

ORDONNE au Distributeur d'aviser tous les nouveaux participants lors de leur inscription au Programme que ce dernier est en cours d'examen et qu'il pourrait être modifié;

ORDONNE au Distributeur, pour inclusion à son revenu requis pour l'année tarifaire 2020-2021, de déposer à la Régie lors de son prochain dossier tarifaire, une mise à jour du montant dépensé pour son programme GDP Affaires;

ORDONNE au Distributeur de payer aux intervenants, dans un délai de 30 jours, les montants octroyés au tableau 1 de la présente décision à titre de frais intérimaires.

Lise Duquette
Régisseur

François Émond
Régisseur

Esther Falardeau
Régisseur

Pièce P-9

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2019-164

R-4041-2018

2 décembre 2019

Phase 1

PRÉSENTS :

Lise Duquette
François Émond
Esther Falardeau
Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision sur le fond et sur les frais des intervenants

Demande relative au programme GDP Affaires

Demanderesse :

Hydro-Québec

représentée par M^e Éric Fraser et M^e Simon Turmel.

Intervenants :

Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO)

représentée par M^e Steve Cadrin;

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ)

représentée par M^e Denis Falardeau;

Association des stations de ski du Québec (ASSQ)

représentée par M^e Marie-Annick Tourillon;

Association Hôtellerie Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ)

représenté par M^e Steve Cadrin;

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ)

représenté par M^e Pierre Pelletier;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI)

représentée par M^e André Turmel;

Groupe d'actions et de recommandations pour un meilleur environnement (anciennement Groupe de recherche appliquée en macroécologie) (GRAME)

représenté par M^e Prunelle Thibault-Bédard;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEE)

représenté par M^e Franklin S. Gertler;

Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ)

représenté par M^e Prunelle Thibault-Bédard;

Stratégies énergétiques (SÉ)

représentée par M^e Dominique Neuman;

Union des consommateurs (UC)

représentée par M^e Hélène Sicard.

TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION.....	7
2.	LA DEMANDE.....	9
2.1	Contexte	9
2.2	Le Programme.....	12
3.	POSITION DU DISTRIBUTEUR	13
3.1	Nature juridique	13
3.2	Justification de la prise en compte des coûts évités de fourniture en puissance de long terme	17
3.3	Justification de la prise en compte des coûts évités de transport et de distribution	18
3.4	Rentabilité du Programme	19
3.5	Justification de l'appui financier.....	28
3.6	Méthode proposée pour mesurer l'effacement réel des participants lors des événements de GDP	31
4.	POSITION DES INTERVENANTS	33
4.1	ACEFO.....	33
4.2	ACEFQ.....	34
4.3	AHQ-ARQ	36
4.4	AQCIE-CIFQ	37
4.5	ASSQ	39
4.6	FCEI	40
4.7	GRAME	43

4.8	RNCREQ	44
4.9	ROEÉ	46
4.10	SÉ	46
4.11	UC	47
5.	OPINION DE LA RÉGIE.....	51
5.1	Nature juridique du Programme.....	51
5.2	Rentabilité du Programme	60
5.3	Optimisation de l'appui financier	65
5.4	Modalités du Programme	75
5.5	Rémunération des dépassements de la puissance effacée par rapport à la déclaration en début d'hiver.....	78
5.6	Méthode de détermination du MAFM en cas d'absence d'appel à la GDP	79
6.	FRAIS DES INTERVENANTS.....	80
	DISPOSITIF	81
	LISTE DES ACRONYMES	85

1. INTRODUCTION

[1] Le 22 mai 2018, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur), dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu de l'article 31 (5°) de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), une demande (la Demande) relative au programme GDP Affaires (le Programme) conformément à l'ordonnance contenue au paragraphe 269 de la décision D-2018-025², afin d'en déterminer la rentabilité et d'en clarifier la nature juridique.

[2] Le 5 juin 2018, la Régie rend sa décision D-2018-065³ par laquelle elle donne des instructions préliminaires sur la procédure d'examen de la Demande. Elle demande aussi au Distributeur de compléter sa preuve, en fournissant les informations requises permettant l'évaluation de la rentabilité du Programme ainsi que l'appréciation de sa nature juridique et fixe la tenue d'une rencontre préparatoire.

[3] Le 11 juin 2018, 10 intervenants au dossier R-4011-2017 annoncent leur intention de participer au présent dossier, soit l'ACEFO, l'ACEFQ, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, la FCEI, le GRAME, le RNCREQ, le ROEÉ, SÉ et l'UC.

[4] Les 6 et 11 juin 2018, l'ASSQ manifeste son intention de comparaître à titre d'intervenante au dossier.

[5] Le 12 juin 2018, la Régie tient une rencontre préparatoire au cours de laquelle l'ASSQ comparaît. La Régie présente sa demande de complément de preuve, dépose une demande d'information supplémentaire⁴ et valide auprès des représentants du Distributeur leur compréhension de la demande de complément de preuve. Les participants font leurs représentations sur le traitement procédural du dossier et les éléments de preuve complémentaire qu'ils considèrent utiles.

[6] Le 15 juin 2018, le Distributeur dépose son complément de preuve.

¹ [RLRQ, c. R-6.01](#).

² Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#).

³ Décision [D-2018-065](#).

⁴ Pièce [A-0004](#).

[7] Le 21 juin 2018, la Régie rend sa décision D-2018-076⁵ par laquelle elle traite des interventions, du déroulement du dossier et du calendrier, en plus de requérir du Distributeur un complément de preuve additionnel.

[8] Le 27 juin 2018, le Distributeur dépose un nouveau complément de preuve au dossier.

[9] Du 6 juin au 10 octobre 2018, plus d'une soixantaine d'observateurs qui sont, pour la plupart, des participants au Programme, déposent leurs commentaires à la Régie.

[10] Les 8 et 9 août 2018, la Régie tient une audience sur les contestations de certains intervenants aux réponses du Distributeur aux demandes de renseignements (DDR) ainsi que sur la possibilité qu'une ordonnance de sauvegarde puisse être émise dans le présent dossier. Les réponses aux engagements souscrits par le Distributeur lors de l'audience sont toutes déposées avant le 14 août 2018.

[11] Le 10 août 2018, SÉ dépose une correspondance demandant à la Régie d'inviter le Distributeur à rectifier certaines informations contenues à la pièce B-0015⁶.

[12] Entre les 20 et 22 août 2018, l'ensemble des intervenants déposent leurs mémoires.

[13] Le 22 août 2018, la Régie rend une ordonnance de sauvegarde⁷ pour l'hiver 2018-2019 afin de permettre la prolongation du Programme.

[14] Le 30 août 2018, la Régie dépose ses DDR à l'ACEFO, l'ASSQ, la FCEI et le RNCREQ qui y répondent entre les 6 et 11 septembre 2018.

[15] Le 7 septembre 2018, la Régie soumet sa DDR n° 3 au Distributeur qui y répond le 21 septembre 2018.

⁵ Décision [D-2018-076](#).

⁶ Pièce [B-0015](#).

⁷ Décision [D-2018-113](#).

[16] Les 1^{er}, 2 et 3 octobre 2018, la Régie tient une audience. L'ensemble des réponses aux engagements souscrits par le Distributeur lors de l'audience sont déposées avant le 9 octobre 2018.

[17] Les 9 et 10 octobre 2018, le Distributeur et les intervenants déposent leur argumentation écrite. Le Distributeur dépose sa réplique le 16 octobre 2018. La Régie entame alors son délibéré.

[18] Entre les 22 octobre et 16 novembre 2018, les intervenants déposent leurs demandes de paiement de frais.

[19] Le 10 décembre 2018, le Distributeur émet ses commentaires sur les demandes de paiement de frais. Les 12 et 13 décembre 2018, certains intervenants répliquent à ces commentaires. Une facture révisée de la FCEI est reçue le 29 janvier 2019.

[20] Le 1^{er} août 2019, la Régie rend une seconde ordonnance de sauvegarde par sa décision D-2019-092⁸ et prolonge ainsi le Programme pour l'hiver 2019-2020. Elle octroie également le paiement de frais intérimaires.

[21] La présente décision porte sur le fond de la Demande et sur les demandes de paiement de frais des intervenants.

2. LA DEMANDE

2.1 CONTEXTE

[22] Dans le cadre du dossier tarifaire R-3933-2015⁹, le Distributeur annonçait le lancement d'un projet-pilote de gestion de la demande en puissance (GDP) visant le marché commercial et institutionnel pour l'hiver 2015-2016. L'objectif d'une telle initiative était de mettre l'accent sur les projets de GDP afin de combler des besoins en puissance de long terme, lesquels sont récurrents depuis plusieurs années.

⁸ Décision [D-2019-092](#).

⁹ Dossier R-3933-2015, pièce [B-0042](#), p. 19.

[23] À l'issue du dossier tarifaire 2018, dans sa décision D-2018-025¹⁰, la Régie émettait certaines interrogations relatives au Programme et demandait au Distributeur de déposer un dossier distinct visant à clarifier sa nature juridique et à déterminer sa rentabilité :

« [264] Par ailleurs, la nature juridique exacte du programme est floue en raison du traitement qu'en fait le Distributeur. En effet, ce dernier souligne qu'il s'agit d'un programme pour la gestion de puissance et l'inscrit dans les mesures d'efficacité énergétique. Toutefois, il dépose les informations et gère les aides financières du programme comme s'il s'agissait d'un coût d'approvisionnement.

[265] S'il s'agit d'un programme d'efficacité énergétique, les dépenses faites ne doivent pas être considérées comme un moyen d'approvisionnement. Si, dans les faits, il s'agit plutôt d'un approvisionnement postpatrimonial de long terme, un appel d'offres doit être lancé en vertu de l'article 74.2 de la Loi.

[266] En l'absence d'études économiques, la Régie estime qu'elle ne peut statuer sur la rentabilité du programme « GDP Affaires », sur son caractère structurant et sur sa capacité effective à contribuer au report d'un appel d'offre en puissance. Les motifs fournis par le Distributeur pour justifier l'utilisation des coûts évités de long terme pour la rentabilité de ce programme ne convainquent pas la Régie. en l'absence d'un engagement à long terme de la part des participants.

[267] Compte tenu de ce qui précède, la Régie retient les recommandations des intervenants et plafonne la contribution du programme « GDP Affaires » à 230 MW pour l'hiver 2017-2018, soit la contribution demandée par le Distributeur dans sa preuve initiale. De ce fait, pour les aides financières à être versées aux participants pour l'année témoin 2018, la Régie autorise un budget de 16,1 M\$, en baisse de 2,4 M\$ par rapport au budget demandé de 18,5 M\$.

[268] La Régie ordonne également au Distributeur de comptabiliser de manière distincte les sommes du programme « GDP Affaires » et de les mettre dans un CER. Ce compte devrait contenir toutes les sommes liées au programme « GDP Affaires », incluant les charges d'exploitation.

[269] La Régie ordonne également au Distributeur de déposer un dossier distinct sur le programme « GDP Affaires » en 2018 afin d'en déterminer la rentabilité à l'aide de coûts marginaux qui sont représentatifs des réalités du programme. Cet examen devrait permettre également de clarifier sa nature juridique.

¹⁰ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 77 et 78.

[270] *La Régie approuve, telle qu'ajustée lors de l'audience ainsi qu'en regard des éléments décisionnels de la présente décision, la stratégie d'approvisionnement en énergie et en puissance du Distributeur pour l'année témoin 2018* ». [les notes de bas de page ont été omises]

[nous soulignons]

[24] Dans sa décision D-2018-076¹¹, à la suite du dépôt de la Demande dans le présent dossier, la Régie précise les informations requises pour son examen, notamment au niveau de l'impact en puissance du Programme et son inclusion au bilan de puissance du Distributeur, selon les exigences du *Northeast Power Coordinating Council Inc. (NPCC)*, compte tenu du fait que les participants n'ont pas l'obligation de s'effacer à la demande du Distributeur.

[25] La Régie demande également au Distributeur de distinguer l'impact du Programme, avec et sans recours à la substitution par des combustibles fossiles. Elle lui demande également d'évaluer ses avantages et inconvénients par rapport à d'autres options, comme un appel d'offres de gestion de la demande à la source, ou encore, en structurant le Programme comme une option tarifaire d'électricité interruptible combinée à un programme d'efficacité énergétique visant l'implantation initiale d'un système de GDP chez les participants.

[26] Dans sa décision D-2018-113¹², la Régie indique qu'elle examine le Programme afin d'en déterminer la rentabilité et la nature juridique, dans la perspective d'une utilisation à long terme. La prolongation du Programme pour l'hiver 2018-2019, en attendant la décision finale, apparaît alors à la Régie comme la solution appropriée et la meilleure conciliation des intérêts du Distributeur, des participants au Programme et des consommateurs en général. Ainsi, par prudence, la Régie juge qu'il est opportun et dans l'intérêt public de rendre une ordonnance de sauvegarde en vertu de l'article 34 de la Loi.

[27] La Régie ordonne également au Distributeur de limiter la participation au Programme pour l'hiver 2018-2019 aux participants y ayant été déclarés admissibles à l'hiver 2017-2018¹³. Elle ordonne également une modification au Guide du participant pour

¹¹ Décision [D-2018-076](#), p. 6 et 7.

¹² Décision [D-2018-113](#), p. 11.

¹³ Décision [D-2018-113](#), p. 12.

l'hiver 2018-2019 afin que le Distributeur n'ait pas à octroyer d'appui financier aux participants dont l'effacement dépasserait celui de l'année précédente¹⁴.

[28] Dans sa décision D-2019-092¹⁵, la Régie rend une seconde ordonnance de sauvegarde en prenant en considération les réponses fournies par le Distributeur lors de l'examen du dossier et retire les limites qu'elle avait imposées dans sa décision D-2018-113¹⁶ quant à la participation au Programme et au montant de l'appui financier octroyé.

2.2 LE PROGRAMME

[29] Le Programme vise à inciter les clients des marchés commercial et institutionnel ainsi que les petites et moyennes entreprises industrielles à réduire la demande de puissance de leurs bâtiments pendant les périodes de pointe hivernales du Distributeur. En contrepartie, ce dernier verse à ces clients un appui financier proportionnel à la réduction de puissance effectuée pendant ces périodes. La rémunération des participants est tributaire de la puissance ainsi rendue disponible, soit de 70 \$/kW. Toutefois, si un client ne contribue pas à réduire sa demande de puissance pour un compteur à la suite de deux avis à cet effet, le Distributeur se réserve le droit de ne pas lui verser d'appui financier relativement à ce compteur.

[30] Les clients admissibles au Programme sont ceux ayant un compteur communicant et dont le contrat de service d'électricité est assujéti aux tarifs DP, DM, G, G9, M ou LG. Un client est accepté uniquement si la réduction de puissance estimée est d'au moins 200 kW.

[31] La demande de participation au Programme peut être faite par un client, son mandataire ou un agrégateur bénéficiant d'une entente avec un client. Un agrégateur est une entreprise établie au Québec qui regroupe les projets de GDP de ses clients pour présenter un projet intégré au Distributeur.

[32] Le nombre maximal d'heures par période de pointe visée par le Programme est de 100 heures par hiver. Il faut noter que la réduction de puissance se calcule par compteur et qu'un projet soumis par un client ou un agrégateur peut inclure plusieurs compteurs.

¹⁴ Décision [D-2018-113](#), p. 14.

¹⁵ Décision [D-2019-092](#), p. 7 à 9.

¹⁶ Décision [D-2018-113](#), p. 12.

[33] Parmi les caractéristiques du Programme, il faut noter les suivantes :

- comme l'option d'électricité interruptible (OÉI), le GDP vise une réduction volontaire des appels de puissance des clients en période de pointe;
- la flexibilité du Programme est importante;
- les agrégateurs jouent un rôle dans le succès du Programme en captant des quantités de puissance de moindre importance et en les combinant;
- l'appui financier est uniforme, indifféremment des moyens employés par les clients pour réduire leur demande en puissance¹⁷;
- la calibration de l'appui financier doit servir à compenser les coûts directs et indirects de même que les inconvénients subis par les participants au Programme¹⁸.

[34] Le Programme est conçu pour s'insérer de façon complémentaire dans l'ensemble des moyens de gestion des besoins de puissance à la pointe, présentant des modalités et visant des clientèles distinctes¹⁹. Pour le Distributeur, l'objectif principal du Programme est de s'assurer d'un équilibre offre-demande dans son bilan en puissance et du respect du critère de fiabilité de son réseau²⁰.

3. POSITION DU DISTRIBUTEUR

3.1 NATURE JURIDIQUE

[35] Selon le Distributeur, le Programme, tel que présenté dans le présent dossier et suivant ses caractéristiques, constitue un programme d'efficacité énergétique. Il rappelle avoir fait le choix, dès son lancement, de le présenter comme un programme d'efficacité énergétique, conformément à l'article 49 de la Loi. Il souligne que cette décision a été dictée par les avantages qu'offre le format d'un tel programme en comparaison avec d'autres

¹⁷ Pièce [B-0054](#), par. 39 et 40.

¹⁸ Pièce [B-0054](#), par. 48.

¹⁹ Pièce [B-0054](#), par. 16.

²⁰ Pièce [B-0054](#), par. 17.

approches et est d'avis qu'il s'agit d'une décision cohérente avec son approche en matière d'efficacité énergétique depuis plusieurs années.

[36] Après avoir initialement présenté le Programme comme un programme commercial, visant à combler des besoins d'approvisionnement en puissance²¹, le Distributeur confirme le présenter comme un programme en efficacité énergétique sous l'article 49 de la Loi, de la même façon qu'il a présenté, au fil des années, les différents programmes en efficacité énergétique suivant l'article 49 de la Loi, depuis la décision D-2003-110²² qui faisait ressortir les caractéristiques de tels programmes.

[37] Selon lui, bien que la Loi ne prévoit pas de définition de l'efficacité énergétique, la Régie, dans sa décision D-2003-110, a précisé que les mesures visant cet objectif doivent être présentées suivant l'article 49 de la Loi. Il fait valoir que dans la même décision, la Régie aurait fait ressortir certains éléments pouvant caractériser un programme en efficacité énergétique²³ :

« Un tel plan vise une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques disponibles, de laquelle résulte une baisse des ventes. Il se caractérise par l'instauration de mesures propres à inciter la clientèle à une gestion optimale de sa consommation d'énergie. Cette incitation se traduit par des mesures de nature administrative, commerciale et financière dont le coût est partagé entre la clientèle et le Distributeur ».

[38] Le Distributeur soumet que les interventions en efficacité énergétique (IEÉ) comportent trois volets :

- l'utilisation de la source énergétique la mieux adaptée selon l'usage;
- des économies d'énergie (utiliser le moins d'énergie pour le même service);
- la gestion de la consommation afin de favoriser l'utilisation stratégique de l'énergie dans le temps.

²¹ Pièce [B-0004](#).

²² Dossier R-3473-2001, décision [D-2003-110](#).

²³ Pièce [B-0054](#), par. 115.

[39] Le Distributeur est d'avis que le Programme s'inscrit véritablement dans cette vision de l'efficacité énergétique en trois volets, puisque l'objectif du Programme est ultimement la réduction des besoins en pointe que doit alimenter le Distributeur et permettre le report du lancement d'un appel d'offres de long terme en puissance²⁴. Il affirme que cette réduction découle forcément d'une baisse de la demande en électricité des clients participants durant les périodes où le Programme est utilisé, peu importe que la baisse soit le fruit d'un effacement ou du recours à une autre forme d'énergie. Selon lui, la gestion de la consommation implique l'utilisation de l'électricité au meilleur moment, soit une optimisation des sources d'énergie et le Programme cadre donc avec l'efficacité énergétique.

[40] Par ailleurs, le Distributeur soutient que le Programme ne peut être qualifié d'approvisionnement et qu'il ne peut être soumis à l'article 74.1 de la Loi, puisqu'il considère déterminant que les participants au Programme ne répondent pas à un appel d'offres mais qu'ils s'inscrivent au Programme.

[41] De plus, le Distributeur fait valoir que le Programme ne correspond pas à un contrat d'approvisionnement, au sens de l'article 2 de la Loi. Il soumet, notamment, que les participants au Programme ne respectent pas la définition de fournisseur d'électricité, qu'ils ne sont pas des producteurs ou négociants d'électricité et qu'il ne s'agit donc pas d'une fourniture d'électricité.

[42] Le Distributeur déduit notamment du mode d'inscription des participants au Programme que ce dernier constitue plutôt une mesure d'efficacité énergétique, au sens de l'article 72 de la Loi.

[43] Le Distributeur ajoute également que les participants ne peuvent être considérés comme des promoteurs d'efficacité énergétique au sens de l'article 74.1 de la Loi. Ainsi, la présomption créée à l'alinéa 5 de cet article à l'effet que le promoteur d'un projet d'efficacité est considéré comme un fournisseur d'électricité s'applique uniquement aux fins de la participation à un appel d'offres, si tant est qu'un appel est lancé. Selon lui, puisqu'il ne fait que permettre la participation des projets d'efficacité énergétique aux appels d'offres, le cinquième alinéa de l'article 74.1 ne peut constituer le fondement de la qualification juridique de ses programmes d'efficacité énergétique²⁵.

²⁴ Pièce [B-0038](#), p. 31 et 32, réponse à la question 7.1.

²⁵ Pièce [B-0058](#), par. 116 à 119.

[44] Le Distributeur est également d'avis que le Programme n'est pas un programme commercial au sens de l'article 74 de la Loi²⁶. En reprenant les propos incidents tenus par la Régie dans une décision procédurale rendue dans le dossier R-4000-2017²⁷, il affirme que l'objectif recherché par le Programme n'est manifestement pas d'« *acquérir des parts de marché supplémentaires* » et, qu'en ce sens, il ne peut s'agir d'un programme commercial au sens où la Régie l'entendait.

[45] Le Distributeur rappelle qu'il n'a pas retenu la présentation du Programme comme un tarif ou une option tarifaire et identifie plusieurs motifs en ce sens.

[46] Le Distributeur précise qu'il n'a pas présenté le Programme sous la forme d'un tarif, puisqu'il considère que le Programme s'inscrit dans un cadre plus large que la relation contractuelle entre lui et son client, par l'ajout d'un acteur clé au Programme, l'agrégateur. La modélisation du Programme accorde une place déterminante au rôle des agrégateurs et le Distributeur insiste sur l'importance que jouent ces derniers pour le succès du Programme. Sans la contribution de ces derniers, le Distributeur affirme qu'il aurait pu envisager de présenter un tarif plutôt qu'un programme.

[47] Étant donné que l'agrégateur n'est pas assujéti aux textes tarifaires, le Distributeur considère qu'il serait juridiquement impossible d'encadrer sa relation d'affaires avec lui au moyen des textes de tarifs, l'agrégateur n'étant pas partie au Programme à titre de client ou de titulaire d'abonnement, tel que défini par les *Tarifs d'électricité*²⁸.

[48] Le Distributeur rappelle que le Programme fournit un appui financier au client. Ainsi, tel qu'il appert plus amplement à la section 3.5 du Guide du participant, le client, à la fin de l'hiver, doit faire parvenir une facture au Distributeur contenant l'ensemble des renseignements prévus par la réglementation fiscale. Par la suite, le Distributeur verse l'appui financier consenti. Le traitement de l'appui financier est donc totalement indépendant de la facturation pour l'électricité consommée, ce qui a pour conséquence qu'il ne peut être considéré comme un tarif de gestion de la consommation.

²⁶ Pièce [B-0054](#), par. 121 à 123.

²⁷ Décision [D-2017-058](#).

²⁸ Pièce [B-0054](#), par. 104 et 105.

[49] Le Distributeur conclut donc que si la notion d'option tarifaire était retenue, plusieurs ajustements devraient être apportés aux *Conditions de service* ainsi qu'au système de facturation²⁹.

3.2 JUSTIFICATION DE LA PRISE EN COMPTE DES COÛTS ÉVITÉS DE FOURNITURE EN PUISSANCE DE LONG TERME

[50] L'objectif du Programme est de retarder ou même de reporter un appel d'offres de long terme pour de la puissance.

[51] Selon le Distributeur, sans la contribution des programmes de GDP, il devrait devancer des approvisionnements de long terme pour répondre à des besoins dès l'hiver 2020-2021, car la contribution des transactions de court terme ne serait plus suffisante pour équilibrer le bilan et respecter le critère de fiabilité. Il souligne toutefois que cette stratégie a ses limites, compte tenu des délais requis pour lancer un appel d'offres de long terme³⁰.

[52] Le Distributeur soutient que lorsqu'il est question de « *déterminer la rentabilité à l'aide de coûts marginaux qui sont représentatifs des réalités du programme* », il faut impérativement considérer que le coût évité en puissance vise à repousser le lancement d'un appel d'offres de long terme en puissance. Par conséquent, il utilise le coût marginal associé à un approvisionnement de long terme.

[53] Dans le contexte actuel, l'utilisation des coûts évités de court terme serait inappropriée, compte tenu des caractéristiques du Programme et de son caractère structurant. Par ailleurs, le fait de considérer le coût évité de la puissance pour des approvisionnements de marché (*Unforced Capacity (UCAP)*) n'est pas non plus pertinent, puisqu'il ne reflète pas le besoin persistant du Distributeur.

²⁹ Pièce [A-0041](#), p.137.

³⁰ Pièce [B-0004](#), p. 7 et 8.

3.3 JUSTIFICATION DE LA PRISE EN COMPTE DES COÛTS ÉVITÉS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

[54] Au soutien de l'inclusion des coûts évités de transport et de distribution dans l'analyse de rentabilité du Programme, le Distributeur indique :

« Puisque toute réduction de l'appel de puissance de l'ensemble des participants au Programme contribue aux efforts de réduction de l'appel de puissance de l'ensemble du réseau d'Hydro-Québec, les coûts évités de fourniture, de transport et de distribution ont été pris en compte »³¹.

[55] Interrogé sur les raisons qui lui permettent de considérer les coûts évités de transport et de distribution et de les appliquer à tous les kW d'effacement potentiel en lien avec le Programme et non seulement à une portion, le Distributeur répond :

« Le Programme est offert à l'ensemble de la clientèle visée sur tout le territoire. L'objectif du Programme est de permettre au Distributeur d'inscrire à son bilan en puissance suffisamment de MW de façon à repousser un appel d'offres de long terme. Le Programme est ainsi calibré sur le coût évité de fourniture. Le Distributeur inclut les coûts évités en transport et distribution dans ses tests de rentabilité, puisqu'en toute logique économique, tout kW réduit à la pointe est susceptible de retarder des investissements sur les réseaux de transport et de distribution »³².

« Toute réduction de puissance générée par le Programme pourrait permettre de réduire la pression sur les besoins d'investissement dans les réseaux de transport et de distribution, à moyen ou long termes. Il est donc justifié d'appliquer les coûts évités de transport et de distribution à toute cette puissance.

Comme invoqué à l'extrait cité au préambule (viii), et comme le Distributeur le rappelle en réponse à la question 2.1, seuls les investissements liés à la croissance de la demande sont utilisés aux fins de la détermination des coûts évités de transport et de distribution »³³. [nous soulignons]

³¹ Pièce [B-0004](#), p. 15.

³² Pièce [B-0025](#), p. 17 et 18.

³³ Pièce [B-0038](#), p. 8.

[56] Invité en audience à justifier l'inclusion des coûts évités de distribution pour chaque mégawatt épargné grâce au Programme, le Distributeur répond notamment que :

« [...] si le coût évité est associé à la pointe coïncidente alors que la pointe de la puissance souscrite peut être non coïncidente [...] effectivement, le client peut avoir une puissance souscrite qui n'a pas bougé. Mais il peut s'être effacé au moment de la pointe. Donc, on va aller chercher des investissements évités sur le réseau, que ce soit le réseau de distribution ou le réseau de transport. Donc, il va contribuer à la diminution de la croissance de la charge. Et de ce fait, on peut lui créditer ou lui imputer des coûts évités en transport et en distribution »³⁴.

« Le programme permet aussi d'éviter les coûts... les coûts marginaux de transport et de distribution, dans la mesure où il permet un effacement chez le client, donc peut se refléter dans toute la planification du réseau de transport et de distribution et viendrait donc éviter des coûts de transport à la marge, donc des coûts à venir en transport et en distribution »³⁵. [nous soulignons]

3.4 RENTABILITÉ DU PROGRAMME

[57] Dans sa preuve initiale, pour illustrer la rentabilité du Programme, le Distributeur a recours au test de neutralité tarifaire (TNT), au test du coût total en ressources (TCTR) ainsi qu'au test du participant (TP). Ces trois tests économiques reposent sur les calculs de la valeur actuelle nette (VAN) des différents flux monétaires pour l'horizon de temps étudié. Dans cette preuve initiale, l'analyse de la rentabilité du Programme est exprimée sur une base unitaire, c'est-à-dire pour 1 kW et une année de participation au Programme, soit la période d'engagement associée à l'appui financier versé.

[58] Les principaux paramètres de même que les résultats de l'analyse économique sont présentés aux tableaux 1 et 2 qui suivent.

³⁴ Pièce [A-0015](#), p. 99.

³⁵ Pièce [A-0037](#), p. 24.

TABLEAU 1
PRINCIPAUX PARAMÈTRES DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE

Ajout de puissance en 2018	1 kW
Coûts évités de puissance, fourniture, transport et distribution (1)	Coût évité puissance fourniture : 110,28 \$/kW-an (\$2017) Coût évité puissance transport charge locale : 49,09 \$/kW-an (\$2017) Coût évité puissance distribution : 17,77 \$/kW-an (\$2017)
Appui financier par kW réduit (2)	70,00 \$
Coût pour le client par kW réduit (3)	10,50 \$

Source : Pièce [B-0004](#), p. 15, tableau 4.

TABLEAU 2
RÉSULTATS DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE

TCTR [(1)-(2)+(2)-(3)]	166,64 \$
TP [(2)-(3)]	59,50 \$
TNT [(1)-(2)]	107,14 \$

Source : Pièce [B-0004](#), p. 15, tableau 5.

[59] En ce qui a trait aux coûts évités de fourniture, de transport et de distribution, le Distributeur justifie leur prise en compte par le fait que toute réduction de l'appel de puissance de l'ensemble des participants au Programme contribue aux efforts de réduction de l'appel de puissance de l'ensemble du réseau d'Hydro-Québec³⁶. Il est également à noter que, nonobstant les changements dans le choix des coûts évités de fourniture en puissance, tous les scénarios d'analyse de rentabilité qui suivent prennent en compte les coûts évités en transport et distribution.

³⁶ Pièce [A-0004](#), p. 15.

[60] En complément de preuve³⁷, le Distributeur présente les résultats des tests économiques en faisant varier l'horizon d'examen ou la quantité de puissance réduite.

TABLEAU 3
SCÉNARIO - RÉDUCTION DE 5 kW PENDANT UN AN

TCTR	(1)-(2)+(2)-(3)	833,20
TP	(2)-(3)	297,50
TNT	(1)-(2)	535,70

Source Pièce [B-0007](#), p. 11.

TABLEAU 4
RÉDUCTION DE 1 kW PENDANT 5 ANS

TCTR	(1)-(2)+(2)-(3)	782,34
TP	(2)-(3)	268,32
TNT	(1)-(2)	514,01

Source : Pièce [B-0007](#), p. 11.

[61] Selon le Distributeur, ces résultats montrent que, peu importe l'horizon ou les quantités, les conclusions de sa preuve demeurent identiques³⁸, soit que le Programme est rentable, tant pour la société, calculé par le TCTR, les participants, calculé par le TP, que pour le Distributeur, calculé par le TNT. Il précise que c'est dans cette optique qu'il a considéré qu'une démonstration sur une base unitaire était suffisante pour permettre à la Régie de juger de la rentabilité du Programme³⁹.

[62] Le Distributeur présente aussi le TNT sur un horizon de huit ans pour refléter le bilan actuel en puissance⁴⁰ et faire la démonstration que les autres coûts (commercialisation et exploitation) ou les pertes de revenus sont peu significatifs comparativement à l'appui financier et aux coûts évités. Ils ne peuvent donc infléchir la conclusion des tests.

³⁷ Pièce [B-0007](#).

³⁸ Pièce [B-0004](#).

³⁹ Pièce [B-0007](#), p. 10 et 11.

⁴⁰ *Ibid.*

[63] Trois principaux scénarios sont couverts par le Distributeur, soit le scénario de référence, lequel utilise des coûts évités en fourniture de long terme en puissance sur tout l'horizon d'analyse⁴¹, le scénario utilisant les coûts évités de court terme jusqu'en 2022-2023 et la comparaison du coût du Programme avec les coûts des achats d'électricité sans programmes de GDP⁴². Ces trois scénarios sont présentés ci-après, respectivement aux tableaux 5, 6 et 7⁴³.

[64] Afin de simplifier les calculs sur la perte de revenus pour chacun de ces scénarios, le Distributeur pose les hypothèses suivantes⁴⁴ :

- Tous les participants sont assujettis au tarif M, puisqu'ils ont contribué pour environ les trois quarts de la puissance fournie dans le cadre du Programme⁴⁵.
- Tous les participants s'effacent à la pointe, sans déplacement de consommation. Dans les faits, le Distributeur indique⁴⁶ qu'une partie des clients vont faire du préchauffage avant l'événement de GDP, ou encore reprendre leur production dans les heures qui suivent, auxquels cas le Distributeur n'encourra aucune perte de revenu. Par ailleurs, aucune perte de revenu associée à la puissance souscrite n'est prise en compte, puisque les clients n'utilisent pas le Programme de façon à gérer leur facture, les heures d'interruption étant demandées par le Distributeur.

⁴¹ 110 \$/kW-hiver (\$2017), indexé annuellement.

⁴² Dans le complément de preuve et certaines réponses à des DDR, le Distributeur exclut l'ensemble des mesures GDP. Dans sa réponse à un engagement, il dépose le portrait qui exclut seulement le Programme (pièce [B-0048](#)).

⁴³ *Ibid.*

⁴⁴ Pièce [B-0007](#), p. 12.

⁴⁵ Pièce [B-0007](#), p. 12.

⁴⁶ Voir notamment la pièce [B-0021](#), p. 5.

TNT SELON LE BILAN ACTUEL ET LE SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE

	VAN	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
(1) GDP Affaires (MW réduit)		350	410	430	450	470	490	510	530
Appui financier									
(2) Appui unitaire @ 70\$/kW		70	70	70	70	70	70	70	70
(3) = (2) * (1) Total (M\$)	210,2	24,5	28,7	30,1	31,5	32,9	34,3	35,7	37,1
(4) Charges de commercialisation et exploitation (M\$)	4,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
Pertes de revenus									
(5) Revenu marginal unitaire tarif M (¢/kWh)		7,88	8,04	8,21	8,39	8,56	8,74	8,93	9,12
(6) GWh pour 100 heures		35	41	43	45	47	49	51	53
(7) Total (M\$)	25,5	2,8	3,3	3,5	3,8	4,0	4,3	4,6	4,8
(8) = (7) * (6)									
(9) = (3) + (4) + (8) Coûts totaux GDP Affaires (M\$)	240,5	27,9	32,7	34,3	36,0	37,7	39,3	41,0	42,7
Coûts évités fourniture									
(10) Coût unitaire (\$/kW)		110	112	115	117	119	122	124	127
(11) = (10) * (1) Total (M\$)	355,2	38,6	46,1	49,3	52,7	56,1	59,7	63,3	67,1
Coûts évités transport et distribution									
(12) Coût unitaire (\$/kW)		67	68	70	71	72	74	75	77
(13) = (12) * (1) Total (M\$)	215,3	23,4	28,0	29,9	31,9	34,0	36,2	38,4	40,7
(14) = (11) + (13) Coûts évités totaux (M\$)	570,5	62,0	74,1	79,2	84,6	90,1	95,8	101,7	107,8
(15) = (14) - (9) TNT (M\$)	330,0	34,1	41,4	44,9	48,6	52,5	56,5	60,7	65,1

Source : Pièce B-0007, p. 12, tableau 9.

TABLEAU 6
TNT SELON LE BILAN ACTUEL ET LE COÛT ÉVITÉ DE COURT TERME
JUSQU'EN 2022-2023

	VAN	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
(1) GDP Affaires (MW réduit)		350	410	430	450	470	490	510	530
(2) Appui financier									
Appui unitaire @ 70\$/kW		70	70	70	70	70	70	70	70
(3) = (2) * (1) Total (M\$)	210,2	24,5	28,7	30,1	31,5	32,9	34,3	35,7	37,1
(4) Charges de commercialisation et exploitation (M\$)	4,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
(5) Pertes de revenus									
(6) Revenu marginal unitaire tarif M (\$/kWh)		7,88	8,04	8,21	8,39	8,56	8,74	8,93	9,12
(7) GWh pour 100 heures		35	41	43	45	47	49	51	53
(8) = (7) * (6) Total (M\$)	25,5	2,8	3,3	3,5	3,8	4,0	4,3	4,6	4,8
(9) = (3) + (4) + (8) Coûts totaux GDP Affaires (M\$)	240,5	27,9	32,7	34,3	36,0	37,7	39,3	41,0	42,7
(10) Coûts évités fourniture prime fixe									
Coût unitaire (\$/kW)		20	20	21	21	22	122	124	127
(11) = (10) * (1) Total (M\$)	177,5	7,0	8,4	8,9	9,6	10,2	59,7	63,3	67,1
(12) Coûts évités transport et distribution									
Coût unitaire (\$/kW)		67	68	70	71	72	74	75	77
(13) = (12) * (1) Total (M\$)	215,3	23,4	28,0	29,9	31,9	34,0	36,2	38,4	40,7
(14) = (11) + (13) Coûts évités totaux (M\$)	392,9	30,4	36,3	38,9	41,5	44,2	95,8	101,7	107,8
(15) = (14) - (9) TNT (M\$)	152,4	2,5	3,6	4,5	5,5	6,5	56,5	60,7	65,1

Source : Pièce B-0007, p. 13, tableau 10.

TABLEAU 7
COÛTS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ SANS PROGRAMMES DE GDP

	VAN	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
Puissance additionnelle requise (MW)		200	700	1 000	1 400	1 650	1 850	2 200	2 500
MW à acquérir pour équilibrer le bilan		350	410	430	450	470	490	510	530
(1) Avec achats puissance court terme		350	410	430	-	-	-	10	30
(2) Avec appel d'offres de long terme					500	500	500	500	500
Achats court terme prime fixe									
(3) Coût unitaire \$/KW		20	20	21	21	22	22	23	23
(4) = (3) * (1) Total (M\$)	22,9	6,3	8,4	8,9	-	-	-	0,2	0,7
Achats court terme prime variable									
(5) Coût unitaire (¢/kWh)		18,01	18,37	18,74	-	-	-	-	-
(6) GWh pour 100 heures		35	41	43	-	-	-	-	-
(7) = (6) * (5) Total (M\$)	20,7	6,3	7,5	8,1	-	-	-	-	-
Achat A/O prime fixe									
(8) Coût unitaire (\$/kW)		-	-	-	117	119	122	124	127
(9) = (8) * (2) Total (M\$)	228,5	-	-	-	52,7	56,1	59,7	63,3	67,1
Achat A/O prime variable									
(10) Coût unitaire (¢/kWh)		-	-	-	6,19	6,32	6,44	6,57	6,70
(11) GWh pour 100 heures		-	-	-	50	50	50	50	50
(12) = (11) * (10) Total (M\$)	12,4	-	-	-	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4
(13) = (4)+(7)+(9)+(12) Coûts d'achats d'électricité	284,5	12,6	15,9	17,0	55,8	59,3	62,9	66,9	71,2
Comparaison avec les coûts totaux GDP Affaires (M\$)									
(14) Coûts totaux GDP Affaires	240,5	27,9	32,7	34,3	36,0	37,7	39,3	41,0	42,7
(15) = (14) - (13) Écart	(44,0)	15,3	16,8	17,3	(19,8)	(21,6)	(23,5)	(25,8)	(28,5)

Source : Pièce B-0007, p. 14, tableau 10.

[65] Sur la base des deux premiers scénarios, les TNT sont positifs. Le résultat du TNT selon le scénario de référence est de 330,0 M\$, c'est-à-dire en tenant compte de coûts évités de fourniture en puissance de long terme sur l'entièreté de l'horizon. Le TNT demeure positif, mais baisse à 152,4 M\$, en prenant en compte des coûts évités en puissance de court terme jusqu'en 2022-2023 et de long terme sur la période restante (tableau 6).

[66] Enfin, pour ce qui est du troisième scénario, l'analyse démontre que le coût du Programme est inférieur aux coûts des achats d'électricité dans une situation où le Distributeur ne peut compter sur les programmes de GDP, dont le Programme⁴⁷. Il est à noter que ce dernier scénario utilise l'hypothèse qu'un nouveau moyen d'approvisionnement en puissance de long terme est mis en service à partir de l'hiver 2021-2022.

⁴⁷ Pièce B-0007, p. 12 à 14, tableaux 9 à 11.

[67] Dans la mise à jour de ses tableaux, le Distributeur dépose de nouveau le tableau présentant le TNT selon le scénario de référence, cette fois en tenant compte d'une quantité de 287 MW pour l'année 2018-2019 (tableau 8). Dans ce tableau, le TNT est de 283,7 M\$⁴⁸.

TABLEAU 8
TNT SELON LE SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE

	VAN	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
(1) GDP Affaires (MW réduits)		287	360	370	380	415	425	445	455
Appui financier									
(2) Appui unitaire @ 70\$/kW		70	70	70	70	70	70	70	70
(3) = (2) x (1) Total (M\$)	180,9	20,1	25,2	25,9	26,6	29,1	29,8	31,2	31,9
(4) Charges de commercialisation et exploitation (M\$)	4,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
Pertes de revenus									
(5) Revenu marginal unitaire tarif M (¢/kWh)		7,88	8,04	8,21	8,39	8,56	8,74	8,93	9,12
(6) GWh pour 100 heures		29	36	37	38	42	43	45	46
(7) Total (M\$)	21,9	2,3	2,9	3,0	3,2	3,6	3,7	4,0	4,1
(8) = (7) x (6)									
(9) = (3) + (4) + (8) Coûts totaux GDP Affaires (M\$)	207,7	23,0	28,8	29,6	30,5	33,3	34,2	35,9	36,8
Coûts évités fourniture									
(10) Coût unitaire (\$/kW)		110	112	115	117	119	122	124	127
(11) = (10) x (1) Total (M\$)	305,9	31,7	40,5	42,5	44,5	49,5	51,7	55,3	57,6
Coûts évités transport et distribution									
(12) Coût unitaire (\$/kW)		67	68	70	71	72	74	75	77
(13) = (12) x (1) Total (M\$)	185,5	19,2	24,6	25,7	27,0	30,0	31,4	33,5	34,9
(14) = (11) + (13) Coûts évités totaux (M\$)	491,4	50,8	65,0	68,2	71,4	79,6	83,1	88,8	92,6
(15) = (14) - (9) TNT (M\$)	283,7	27,8	36,3	38,5	40,9	46,2	48,9	52,9	55,8

Source : Pièce [B-0035](#), p. 3, tableau 1.

[68] De même, en tenant compte d'une quantité de 287 MW pour la première année ainsi qu'en utilisant les coûts évités en puissance de court terme jusqu'en 2022-2023 et de long terme de 2023-2024 à 2025-2026 (tableau 9), le Programme présente un TNT positif de 131,2 M\$⁴⁹ selon les paramètres actuels.

⁴⁸ Pièce [B-0035](#), p. 3, tableau 1.

⁴⁹ Pièce [B-0035](#), p. 4, tableau 2.

TNT EN UTILISANT LES COÛTS ÉVITÉS DE COURT TERME JUSQU'EN 2022-2023

	VAN	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
(1) GDP Affaires (MW réduits)		287	360	370	380	415	425	445	455
Appui financier									
(2) Appui unitaire @ 70\$/kW		70	70	70	70	70	70	70	70
(3) = (2) x (1) Total (M\$)	180,9	20,1	25,2	26,9	26,6	29,1	29,8	31,2	31,9
Charges de commercialisation et exploitation (M\$)									
(4)	4,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
Pertes de revenus									
(5) Revenu marginal unitaire tarif M (¢/kWh)		7,88	8,04	8,21	8,39	8,56	8,74	8,93	9,12
(6) GWh pour 100 heures		29	36	37	38	42	43	45	46
(7) Total (M\$)	21,9	2,3	2,9	3,0	3,2	3,6	3,7	4,0	4,1
(8) = (7) x (6)									
(9) = (3) + (4) + (8) Coûts totaux GDP Affaires (M\$)	207,7	23,0	28,8	29,6	30,5	33,3	34,2	35,9	36,8
Coûts évités fourniture									
(10) Coût unitaire (\$/kW)		20	20	21	21	22	122	124	127
(11) = (10) x (1) Total (M\$)	153,4	5,7	7,3	7,7	8,1	9,0	51,7	55,3	57,6
Coûts évités transport et distribution									
(12) Coût unitaire (\$/kW)		67	68	70	71	72	74	75	77
(13) = (12) x (1) Total (M\$)	185,5	19,2	24,6	25,7	27,0	30,0	31,4	33,5	34,9
(14) = (11) + (13) Coûts évités totaux (M\$)	338,9	24,9	31,9	33,4	35,0	39,0	83,1	88,8	92,6
(15) = (14) - (9) TNT (M\$)	131,2	1,9	3,1	3,8	4,5	5,7	48,9	52,9	55,8

Source : Pièce [B-0035](#), p. 4, tableau 2.

[69] Enfin, selon la dernière version du troisième scénario, les coûts du Programme seraient inférieurs de 261,2 M\$ à la somme des coûts des achats d'électricité nécessaires en l'absence du Programme⁵⁰. Ce scénario utilise également l'hypothèse qu'un nouveau moyen d'approvisionnement en puissance de long terme est mis en service à partir de l'hiver 2021-2022.

[70] Le Distributeur souligne que les coûts des achats d'électricité sans programmes de GDP ont été établis sur la base d'un approvisionnement de 500 MW issu d'un appel d'offres de puissance de long terme. Un tel approvisionnement est un engagement ferme et uniforme sur la période analysée. Son profil ne peut être calqué sur celui du Programme⁵¹.

⁵⁰ Pièce [B-0048](#), p. 3, tableau E-5.

⁵¹ Pièce [B-0017](#), p. 13.

TABLEAU 10
COÛTS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ SANS LE PROGRAMME GDP AFFAIRES

	VAN	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	
Bilan sans le Programme - Puissance additionnelle requise (MW)		450	950	1 100	1 350	1 550	1 850	2 150	2 450	
MW à acquérir pour équilibrer le bilan		287	360	370	380	415	425	445	455	
(1) Avec achats puissance court terme		287	360	370	-	-	-	-	-	
(2) Avec appel d'offres de long terme		-	-	-	500	500	500	500	500	
Achats court terme prime fixe										
(3) Coût unitaire \$/kW		20	20	21	21	22	22	23	23	
(4) = (3) x (1)	19,6	5,7	7,3	7,7	-	-	-	-	-	
Achats court terme prime variable										
(5) Coût unitaire (¢/kWh)		18,01	18,37	18,74	19,11	19,49	19,88	20,28	20,69	
(6) GWh pour 100 heures		29	36	37	-	-	-	-	-	
(7) = (6) x (5)	17,7	5,2	6,6	6,9	-	-	-	-	-	
Achat A/O prime fixe										
(8) Coût unitaire (\$/kW)		-	-	-	117	119	122	124	127	
(9) = (8) x (2)	233,8	-	-	-	58,5	59,7	60,9	62,1	63,3	
Achat A/O prime variable										
(10) Coût unitaire (¢/kWh)		-	-	-	6,19	6,32	6,44	6,57	6,70	
(11) GWh pour 100 heures		-	-	-	50	50	50	50	50	
(12) = (11) x (10)	12,4	-	-	-	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4	
(13) = (4) + (7) + (9) + (12)		283,4	10,9	14,0	14,6	61,6	62,8	64,1	65,4	66,7
(14) Coûts marginaux de transport et distribution	185,5	19,2	24,6	25,7	27,0	30,0	31,4	33,5	34,9	
(15) Coûts totaux sans le Programme	468,9	30,1	38,5	40,4	88,6	92,9	95,5	98,9	101,6	

Comparaison avec les coûts totaux du programme GDP Affaires (M\$)

(14) Coûts totaux GDP Affaires (M\$)	207,7	23,0	28,8	29,6	30,5	33,3	34,2	35,9	36,8
(15) = (14) - (13) Écart	(261,2)	(7,1)	(9,7)	(10,7)	(58,1)	(59,5)	(61,3)	(63,0)	(64,9)

Source : Pièce [B-0048](#), p. 3, tableau E-5.

3.5 JUSTIFICATION DE L'APPUI FINANCIER

[71] Le Distributeur rappelle que l'appui financier doit considérer, d'une part, les coûts que le Programme engendre pour le client mais également les objectifs de puissance effacée qu'il souhaite atteindre. Il explique le niveau d'appui financier par le fait que les participants au Programme font face à des inconvénients qui méritent un incitatif suffisamment important pour maintenir leur intérêt à participer au Programme, dont notamment⁵² :

⁵² Pièce [B-0054](#), p. 6 à 12.

- les investissements requis des participants pour implanter les mesures de GDP;
- aucun bénéfice opérationnel ni réduction perceptible de la facture d'électricité pour les participants;
- les contraintes opérationnelles non négligeables pour les clients relatives au mode d'opération des équipements ou aux horaires de production des clients industriels;
- la mobilisation de personnel, parfois en temps supplémentaire, afin d'être en mesure de répondre aux événements de GDP;
- l'impact sur le confort des occupants des édifices visés, alors que les baux précisent souvent des conditions de confort très précises;
- le recours à des génératrices ou des chaudières au combustible en cas d'événement de GDP, avec les coûts de carburant et l'usure additionnels que cela implique.

[72] En raison de la grande diversité de ces contraintes d'un participant à l'autre, le Distributeur estime qu'il est nécessaire de garder des modalités simples et qu'une variation de l'appui financier d'un client à l'autre, en fonction de leur type de contrainte, alourdirait la gestion du Programme. Selon lui, l'objectif de l'appui financier étant d'inciter les clients à participer au Programme, il serait erroné de tenter d'établir un lien direct entre le niveau de cet appui financier et les coûts que doivent absorber les clients.

[73] En réplique, le Distributeur ajoute que la proposition d'un appui dégressif tel que proposé par la FCEI⁵³ exigerait une analyse plus approfondie du profil des participants :

« La FCEI émet également le constat que le Programme s'adresse à des clients ayant une réalité différente et ajoute qu'il est difficile de penser que tous ont les mêmes besoins en termes d'appui financier afin de participer au Programme. L'intervenant souhaite une analyse plus approfondie du profil des participants afin éventuellement qu'une structure plus adaptée d'aide financière soit mise en place »⁵⁴.

⁵³ Pièce [C-FCEI-0007](#), p. 11 : « [...] De plus, à la lumière de l'information disponible, la FCEI soumet que l'utilisation d'un appui financier uniforme n'est peut-être pas la meilleure manière de maximiser la valeur du programme. Un appui financier dégressif en fonction de la puissance capterait probablement mieux le profil du prix de réserve de la clientèle. Par exemple, les premiers 200 kW de réduction de puissance pourraient être compensés à 90 \$ de manière à favoriser la participation de la clientèle de petite taille et à couvrir les coûts des agrégateurs. À 70 \$ entre 200 kW et 500 kW. À 50 \$ entre 500 et 1000 kW et à 30 \$ au-delà. Des appuis différents en fonction du tarif lié au compteur pourraient également être considérés. [...] ».

⁵⁴ Pièce [B-0058](#), p. 9.

[74] Le Distributeur estime que, bien que cette approche puisse, en théorie, être intéressante, elle serait difficile à mettre en pratique et viendrait complexifier et alourdir le Programme de manière importante et non souhaitable. Une analyse des coûts supportés par chaque participant ou catégorie de participant serait nécessaire. Or, le Distributeur rappelle qu'à l'hiver 2017-2018, le Programme regroupait plus de 400 projets et 2 000 compteurs, de toutes tailles et dans des secteurs d'activités variés et il est d'avis que ce volume est appelé à croître.

[75] De plus, le Distributeur estime qu'un appui financier dégressif serait susceptible d'avoir un impact à la baisse significatif sur les résultats du Programme.

[76] Par ailleurs, à propos de la comparaison entre le Programme et les OÉI, le Distributeur explique :

« 59. Tout d'abord, la participation aux OÉI des clients visés par le Programme a toujours été, au mieux, marginale, et ce, bien que les OÉI existent depuis de très nombreuses années et malgré les efforts du Distributeur. Conséquemment, il est clair que le niveau d'appui financier offert par les OÉI (au maximum de 40 \$/kW) est nettement insuffisant aux yeux des clients visés.

60. De plus, il ne suffit pas de comparer le niveau d'appui financier unitaire. Le montant d'appui financier total a également une grande importance. Or, les clients participants aux OÉI sont de grande taille et les réductions de demande sont conséquentes, ainsi que les montants d'appui financier reçus »⁵⁵.

[nous soulignons]

[77] Enfin, le Distributeur souligne que le recours à un appel d'offres afin d'établir le montant de l'appui financier complexifierait le processus de participation. Selon lui, la grande simplicité des modalités actuelles est un important facteur du succès du Programme et sa complexification engendrerait vraisemblablement une baisse de participation.

[78] Le Distributeur estime qu'un appui financier dégressif, tel qu'exploré par la Régie dans sa DDR n° 3⁵⁶, serait susceptible d'avoir un impact à la baisse significatif sur les résultats du Programme, de l'ordre de 50 %⁵⁷.

⁵⁵ Pièce [B-0054](#), p. 11 et 12.

⁵⁶ Le Distributeur réfère à la question 4 de la Régie et à sa réponse, pièce [B-0038](#), p. 12 à 18.

⁵⁷ Pièce [B-0054](#), p. 11.

[79] Le Distributeur ajoute qu'une approche par compteurs ne serait pas non plus souhaitable. Selon lui, les projets de plus grande envergure peuvent en effet regrouper une multitude de compteurs avec un faible effacement. Une telle approche bonifierait donc l'appui financier des projets plus importants, ce qui ne permet pas l'atteinte de l'objectif recherché par une telle proposition. Enfin, selon lui, l'application d'un appui financier dégressif, que ce soit par projets ou par compteurs, amènerait vraisemblablement une hausse de l'appui financier moyen versé, tout en réduisant la capacité du Programme à répondre aux besoins en puissance du Distributeur.

3.6 MÉTHODE PROPOSÉE POUR MESURER L'EFFACEMENT RÉEL DES PARTICIPANTS LORS DES ÉVÉNEMENTS DE GDP

[80] Le Distributeur souligne que les participants au Programme sont rémunérés sur la base de leur effacement réel, lequel n'est connu qu'à l'issue de la période hivernale. L'ajustement des approvisionnements pour cette même période est quant à lui fait à l'automne précédent, sur la base de l'effacement prévu.

[81] Même si, compte tenu de l'écart entre l'effacement prévu et réel, il existe en théorie un risque que les approvisionnements à court terme soient trop élevés ou trop faibles, le Distributeur considère que ce risque ne se vérifie pas en pratique, les résultats du Programme démontrant que cet écart est très faible⁵⁸.

[82] La section 2 du Guide du participant⁵⁹ décrit le calcul de l'appui financier qui sera versé au participant et qui est fonction des variables suivantes :

- puissance de référence;
- puissances moyennes pendant les périodes de pointe;
- puissance réelle lors d'un événement de GDP.

[83] La réduction de puissance pour un événement de GDP est évaluée par la différence entre la puissance de référence et la puissance réelle observée au cours de cet événement de GDP. Afin d'estimer la puissance de référence, une régression linéaire des puissances

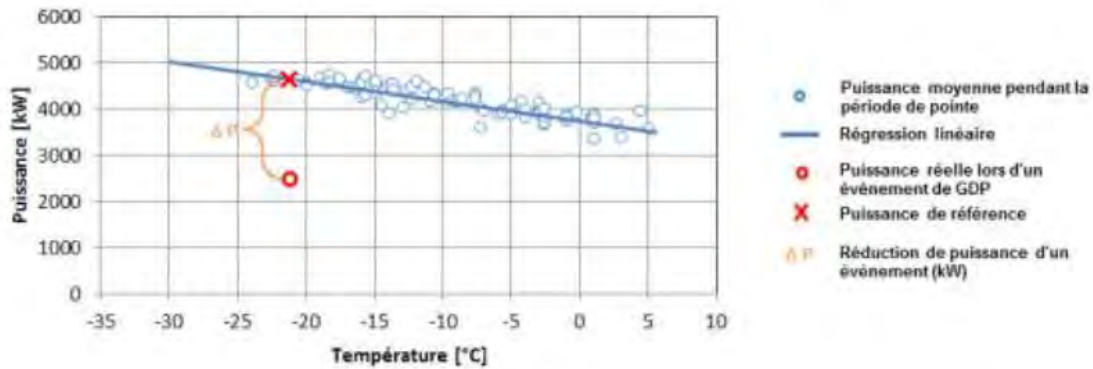
⁵⁸ Pièces [B-0038](#), question 1.1, [B-0050](#) et [B-0054](#), p. 6.

⁵⁹ Pièce [B-0007](#), Guide du participant p. 10 et 11.

moyennes soutirées par le participant pendant les périodes de pointe du réseau de distribution est faite en fonction de la température moyenne. Le Distributeur illustre cette méthodologie de la manière suivante.

FIGURE 1

Réduction de la puissance lors d'un événement



Source : Pièce [B-0007](#), Guide du participant, p. 11

[84] L'appui financier total versé par le Distributeur aux participants est calculé à partir de la moyenne de toutes les réductions de puissance lors de tous les événements de GDP. Ces réductions sont estimées compteur par compteur.

[85] En ce qui a trait aux clients ayant des profils de consommation irréguliers ou atypiques⁶⁰, le Distributeur précise qu'il calcule plusieurs courbes⁶¹. Lorsqu'il y a un événement de GDP, le Distributeur réfère à la courbe de référence qui est la plus représentative de la consommation du client pour cette journée. Ainsi, le Distributeur essaie d'être le plus précis possible dans son évaluation de la réduction de puissance.

[86] Cet exercice est également fait compteur par compteur et non, par exemple, par agrégateur ou par client.

⁶⁰ Par exemple : les stations de ski en période ou non de fabrication de neige, pendant ou en dehors des vacances ou une banque qui serait ouverte le jeudi soir, mais fermée le lundi soir.

⁶¹ Pièces [A-0042](#), p. 80 à 92, et [B-0049](#).

[87] Selon le Distributeur, cette méthode permet ainsi de rémunérer la puissance qui est effectivement réduite. Ainsi, un client qui ne serait pas en opération au moment de l'événement de GDP ne se verrait octroyer aucune réduction de puissance pour sa consommation à ce moment.

4. POSITION DES INTERVENANTS

4.1 ACEFO

[88] L'ACEFO considère que les coûts évités de fourniture de puissance de long terme ne constituent pas une valeur de comparaison appropriée puisque les réductions de puissance attendues du Programme n'offrent pas la garantie ferme de disponibilité en puissance d'un appel d'offres (A/O) de long terme⁶². Selon l'intervenante, le Distributeur n'a pas démontré comment il peut remplacer en totalité les achats de court terme par des approvisionnements de long terme dès 2020-2021⁶³. L'ACEFO recommande à la Régie de ne pas retenir une telle hypothèse pour l'un ou l'autre des calculs soumis en preuve⁶⁴.

[89] En ce qui a trait aux coûts évités de transport et de distribution, l'ACEFO recommande de ne pas les reconnaître pour plus de 50 % de la réduction résultant du Programme, soit la part associée à la substitution d'énergie. L'intervenante considère que l'autre moitié de la réduction de puissance ne sera déplacée que pendant les heures d'interruption et que, selon la preuve, la pointe critique de la demande en puissance peut tout autant survenir en dehors des périodes d'interruption en vertu du Programme⁶⁵.

[90] Selon l'ACEFO, le niveau d'appui financier de 70 \$/kW n'est justifié ni par rapport aux coûts d'acquisition des autres moyens de gestion en puissance, ni par rapport à l'offre bonifiée de l'OÉI (de 13 \$ à 40 \$/kW en fonction du nombre d'heures, jusqu'à un maximum de 100 heures), ni par rapport au crédit de 50 \$/kW (ou au tarif de pointe critique) que le Distributeur propose pour les clients résidentiels dans le dossier tarifaire R-4057-2018⁶⁶.

⁶² Pièce [C-ACEFO-0013](#), p. 5.

⁶³ Pièces [B-0007](#), p. 14, tableau 11, [B-0015](#), p. 10, tableau R-2.2-C, et [C-ACEFO-0013](#), p. 5.

⁶⁴ Pièce [C-ACEFO-0013](#), p. 5.

⁶⁵ Pièces [C-ACEFO-0008](#), p. 6 à 8, et [C-ACEFO-0013](#), p. 3 et 4.

⁶⁶ Pièce [C-ACEFO-0008](#), p. 11.

[91] L'intervenante recommande à la Régie de ne pas retenir l'hypothèse émise par le Distributeur d'une substitution complète des achats de court terme par de nouveaux approvisionnements de long terme, parce qu'elle considère que la nécessité de remplacer en totalité des achats de court terme par des approvisionnements de long terme n'a pas été démontrée.

[92] L'analyse de l'ACEFO est à l'effet que les coûts totaux du Programme dépasseraient les coûts d'achats d'électricité requis pour la puissance à acquérir en l'absence du Programme. Sur la base des mêmes hypothèses, le TNT est défavorable au Programme sur l'ensemble de l'horizon 2018-2019 à 2025-2026 et pour chacune des années jusqu'en 2022-2023 inclusivement.

[93] L'ACEFO ne recommande pas le rejet du Programme mais propose plutôt un recalibrage du montant de l'appui financier offert. Cette proposition est basée sur une structure de prix décroissante en fonction du nombre d'heures d'utilisation et, selon l'intervenante, en fonction de cette proposition, les tests de rentabilité du Programme deviennent positifs.

[94] En conclusion, la recommandation de l'ACEFO est la suivante :

« L'ACEFO ne recommande donc pas le rejet du Programme GDP Affaires mais plutôt un recalibrage du montant de l'appui financier offert.

[...]

L'ACEFO recommande de fixer le niveau maximum de l'appui financier à 50 \$/kW avec une structure décroissante selon le nombre d'heures d'interruption pour un maximum de 100 heures par hiver et un prix plancher correspondant au niveau de la prime fixe des achats de court terme, soit 20 \$/kW en 2017-2018, majoré de 2 % par année »⁶⁷.

4.2 ACEFQ

[95] Selon l'ACEFQ, le coût évité de fourniture de 110 \$/kW-an ne saurait servir de balise à l'établissement de l'appui financier aux participants du Programme. Selon elle, il serait préférable de se baser sur des prix actuels ou à court terme de ressources comparables

⁶⁷ Pièce [C-ACEFO-0013](#), p. 6 et 7.

pour l'hiver 2018-2019. Ainsi, selon l'intervenante, le montant d'appui financier aux participants devrait être révisé chaque année pour tenir compte de l'évolution des marchés et des besoins de la clientèle du Distributeur⁶⁸.

[96] De plus, les coûts évités de transport ne devraient pas être inclus à l'analyse de la rentabilité du Programme. L'ACEFQ souligne qu'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité ne peut, en toute logique, construire son réseau plusieurs années avant l'apparition des besoins, tout en considérant une diminution éventuelle de la demande en pointe des participants, en plus de satisfaire l'exigence d'une réserve de 4 000 MW. De plus, l'intervenante rappelle que les participants ne sont pas tenus d'atteindre une réduction de puissance précise lors d'un événement de GDP. Ainsi, la réduction de la demande des participants serait possible ou probable, mais non garantie⁶⁹. Par ailleurs, l'intervenante soumet que la preuve ne montre pas que les réductions de puissance liées au Programme ont donné lieu à une réduction de la facture de transport.

[97] De même, l'ACEFQ affirme qu'une diminution ponctuelle de la demande de pointe ne permet pas de tenir compte du coût évité de distribution. En effet, les équipements de distribution sont conçus pour répondre à la demande maximale des clients dans une localité donnée (pointe non-coïncidente) et non par rapport à la pointe coïncidente du réseau causée par l'ensemble de la clientèle sur tout le territoire.

[98] Selon l'intervenante, la première ressource comparable, mais pas nécessairement équivalente au Programme, serait les OÉI offertes aux clients grande puissance et moyenne puissance. Dans le présent dossier, le Distributeur estime que, pour 100 heures d'interruptions effectives, le coût des OÉI serait de l'ordre de 40 \$/kW. Les achats d'électricité sur le marché, au coût d'environ 40 \$/kW selon l'ACEFQ, représenteraient également une alternative intéressante au Programme, tout en respectant le critère de fiabilité fixé par la Régie d'ici l'hiver 2020-2021.

[99] L'ACEFQ réfute donc l'argument du Distributeur qui affirme que le Programme offre un service équivalent à un approvisionnement de long terme et recommande de ne pas retenir la thèse du Distributeur voulant qu'un appui financier de 70 \$/kW aux participants assurerait la rentabilité du Programme⁷⁰.

⁶⁸ Pièce [C-ACEFQ-0006](#), p. 31.

⁶⁹ Pièce [C-ACEFQ-0006](#), p. 4 et suivantes.

⁷⁰ Pièce [C-ACEFQ-0006](#), p. 20 à 24.

[100] L'intervenante recommande à la Régie de fixer l'appui financier aux participants en se basant sur le prix d'achat d'électricité estimé à environ 40 \$/kW pour l'hiver 2018-2019.

4.3 AHQ-ARQ

[101] En ce qui a trait aux coûts évités de transport, l'AHQ-ARQ soumet que le réseau de transport est planifié en fonction de la charge locale totale à la pointe et que cette dernière peut être réduite par le Programme. Il faudrait ainsi considérer ces coûts évités, mais seulement à partir de la quatrième année du Programme, puisqu'il est peu probable qu'une puissance effaçable prévue pour l'hiver suivant ait un effet sur les investissements prévus d'ici moins de quatre ans⁷¹. En audience, l'intervenant précise que cette conclusion dépend toutefois de certaines validations, notamment de savoir si le planificateur du réseau de transport a pu tenir compte du Programme dans sa planification⁷².

[102] L'AHQ-ARQ propose, comme d'autres intervenants, de ne pas tenir compte du coût évité de distribution dans les analyses économiques du Programme, puisqu'il semble peu probable que le Programme retarde les investissements pour l'hiver 2018-2019 ou les hivers subséquents⁷³.

[103] L'intervenant souligne que l'ordonnance de sauvegarde émise par la Régie (D-2018-113) fait en sorte que les analyses économiques devront porter sur les hivers 2019-2020 et suivants, ce qui renforce la rentabilité du Programme⁷⁴.

[104] Dans son analyse de rentabilité, l'AHQ-ARQ émet l'hypothèse que seulement 50 % des participants au Programme recevraient une demande d'effacement de la part du Distributeur. Cela signifie que 50 % des participants recevraient un appui financier de 70 \$/kW et l'autre moitié n'aurait droit qu'à 10,50 \$/kW-hiver ou moins en raison du montant d'appui financier minimal (MAFM). Selon cette hypothèse, l'appui financier moyen annuel serait de 40,25 \$/kW-hiver et l'AHQ-ARQ utilise cette dernière valeur dans ses analyses économiques⁷⁵.

⁷¹ Pièces [C-AHQ-ARQ-0011](#), p. 23 et 24, et [A-0042](#), p. 155.

⁷² Pièce [A-0042](#), p. 154 à 156.

⁷³ Pièce [C-AHQ-ARQ-0011](#), p. 22 et 23.

⁷⁴ Pièce [C-AHQ-ARQ-0013](#), p. 11.

⁷⁵ Pièces [A-0042](#), p. 143, et [C-AHQ-ARQ-0009](#), p. 14 et 15.

[105] De même, l'intervenant propose un coût évité de puissance de fourniture différent de celui du Distributeur. Le coût évité qu'il propose est significativement moins élevé que celui du Distributeur et il l'utilise aux fins de ses analyses économiques du Programme.

[106] L'AHQ-ARQ indique avoir démontré, grâce, notamment, à ses hypothèses, différentes de celles du Distributeur, que le TNT du Programme est positif pour une adhésion annuelle. L'intervenant recommande à la Régie d'approuver les modalités du Programme proposées par le Distributeur⁷⁶.

[107] L'intervenant recommande à la Régie de demander au Distributeur d'offrir en option une adhésion de cinq ans au Programme, avec les mêmes modalités que celles du Programme actuel, sauf pour la valeur du MAFM qui serait fixée à 100 % de la réduction de puissance estimée et validée par le Distributeur à 70 \$, sans la valeur maximale de 20 000 \$, ce qui équivaldrait, à toutes fins pratiques, à retirer la contrainte du MAFM pour l'adhésion de cinq ans seulement.

4.4 AQCIE-CIFQ

[108] L'AQCIE-CIFQ compare le Programme à l'OÉI. Ces deux mesures visent à combler les besoins à la pointe du Distributeur par une réduction de la consommation de ses clients, en contrepartie d'une compensation, et permettent une participation maximale à la gestion des approvisionnements dans la zone de réglage du Distributeur. Selon l'intervenant, le Programme ne devrait pas être considéré comme un programme d'efficacité énergétique, mais comme une option tarifaire, à l'instar des OÉI.

[109] L'AQCIE-CIFQ recommande d'autoriser la mise en application du Programme, considérant qu'il contribue à satisfaire les besoins en puissance du Distributeur et qu'il est justifiable sur le plan économique⁷⁷.

[110] L'intervenant souligne que les crédits totaux versés à l'OÉI ont été de 14,16 \$/kW en moyenne au cours des trois derniers hivers et, qu'au maximum, à 100 heures d'interruption, les coûts de l'OÉI seraient de l'ordre de 40 \$/kWh. Dans le cas du Programme, le prix fixe proposé par le Distributeur est de 70 \$/kW, indépendamment du

⁷⁶ Pièce [C-AHQ-ARQ-0011](#), p. 30.

⁷⁷ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0008](#), p. 4.

nombre d'heures d'effacement. Selon les résultats du dernier appel d'offres pour combler des besoins en puissance de long terme, le Distributeur estime le prix à 110 \$/kW pour l'année 2018-2019.

[111] L'AQCIE-CIFQ considère que la Régie devrait exiger du Distributeur qu'il vérifie le potentiel résultant d'une augmentation de l'appui financier pour chacune des mesures mentionnées ci-dessus, afin d'être en mesure de faire une comparaison adéquate entre toutes les options disponibles qui répondent aux critères du NPCC pour équilibrer son bilan en puissance :

« L'AQCIE et le CIFQ ont manifesté leur appui au Programme avec une réserve à l'égard seulement de l'appui financier de 70 \$/kW que le Distributeur juge bien calibré alors que pour le CIFQ il est tout juste suffisant pour intéresser certains de ses membres et que, pour les membres de l'AQCIE, le Programme ne présentera aucun intérêt tant que le montant de l'appui ne sera pas substantiellement augmenté.

Dans les faits, l'appui de 70 \$ / kW a suffi pour intéresser la clientèle à hauteur de 287 MW pour l'année 2017-2018 mais il est loin d'être certain que la cible de 455 MW à l'horizon 2025-2026 pourra être atteinte sans hausser le niveau d'appui. Comme, par ailleurs, le Distributeur estime le coût d'un approvisionnement de long terme à quelque 110 \$/kW pour 2018-2019 (B-0015, page 8, tableau 2.2-A) la marge pour augmenter l'appui financier est substantielle.

En réalité, selon les témoignages des représentants des industriels, le meilleur espoir de gain de MW additionnels se trouve du côté de la clientèle de grande puissance, dont la participation à l'option d'énergie interruptible paraît être à la croisée des chemins : elle pourrait facilement être augmentée de quelques centaines de MW si elle recevait un appui financier comparable à celui du Programme, mais elle pourrait tout aussi facilement s'effriter à très brève échéance si rien n'est fait en ce sens.

On se rappellera que le montant maximal pouvant être versé en vertu de l'option 1 de l'OÉI de grande puissance est de l'ordre de 40 \$ / kW et que, en réalité, pour les trois derniers hivers, les crédits totaux versés à cette clientèle n'ont été que de 14,16 \$/ kW (B-0015, pages 41 et 42). C'est dire que l'écart entre l'appui financier offert en vertu de l'OÉI et celui offert par le Programme désigne la clientèle de

l'OÉI de grande puissance comme présentant le meilleur potentiel d'accroissement des moyens de gestion de la puissance »⁷⁸. [nous soulignons]

4.5 ASSQ

[112] L'ASSQ souligne que la facture d'électricité représente entre 16,6 % et 20,6 % des dépenses totales des centres de ski, constituant le deuxième poste de dépenses en importance. Les tarifs G et G-9 sont appliqués pour les remontées mécaniques, le système d'enneigement et l'éclairage des pistes et les tarifs M, D et G pour les bâtiments. L'effacement moyen par station de ski était de 566 kW au cours de l'hiver 2017-2018⁷⁹. Chaque station comptant plusieurs compteurs, l'effacement par compteur est moindre que 566 kW.

TABLEAU 11

INSCRIPTION DES STATIONS DE SKI AU PROGRAMME DE LA GESTION DE DEMANDE DE PUISSANCE			
Saisons	Nombre de stations inscrites	kW libérés	Appui financier HQ
2016-2017	18	2 070 kW	145 000 \$
2017-2018	25 (4 dans une demande d'agrégateur)	14 145 kW	990 150 \$

* Selon l'information que nous avons recueillie auprès de nos membres.

[113] L'ASSQ recommande notamment de :

« Bonifier les conditions de participation au programme pour les clients qui prendront un engagement de 5 ans avec l'octroi d'une compensation financière minimale de 70 \$ du [kW] économisé;

[...]

Reconnaître le 21 décembre comme étant la date constituant le début de la période hivernale dans les conditions de service du Distributeur et permettre l'utilisation de la puissance minimale en dehors de la période hivernale;

[...]

⁷⁸ Pièce [C-AOCIE-CIFO-0011](#), p. 1 et 2.

⁷⁹ Pièce [C-ASSQ-0008](#), p. 10.

[...] assurer le maintien du volet agrégateur du programme pour protéger l'équité et l'accessibilité au GDP Affaires »⁸⁰.

4.6 FCEI

[114] Selon la FCEI, le coût évité en puissance de long terme approuvé par la Régie est une valeur conservatrice puisqu'il est basé sur la moyenne des trois contrats découlant de l'appel d'offres A/O 2015-01 :

« En toute logique, si le Producteur devait fournir de la puissance additionnelle, il est probable que ce soit à un coût égal ou supérieur au plus cher de ces trois contrats »⁸¹.

[115] L'intervenante n'est pas convaincue que la totalité des coûts évités de distribution et de transport anticipés par le Distributeur se matérialiseront, mais elle croit que le Programme permettra d'éviter une portion de ces coûts⁸².

[116] La FCEI constate que les bénéfices du Programme sont moindres au début de la période d'analyse et augmentent à partir du moment où il se substitue aux appels d'offres de long terme. Les bénéfices à long terme du Programme devraient ainsi surpasser les pertes potentielles des premières années, considérant notamment qu'il pourrait continuer au-delà de la période d'analyse⁸³. Selon l'intervenante, il serait plus économique, sur l'horizon d'analyse du plan d'approvisionnement et en ne considérant que les coûts d'approvisionnement et les coûts évités de fourniture, de maintenir le Programme que d'y mettre fin. Les bénéfices excéderaient les coûts de 21 M\$.

[117] Dans son argumentation, la FCEI ajoute :

« À coût égal, la FCEI estime qu'il est dans l'intérêt public de privilégier les approvisionnements auprès de la clientèle parce que cela procure divers avantages.

⁸⁰ Pièce [C-ASSQ-0008](#), p. 14.

⁸¹ Pièce [C-FCEI-0007](#), p. 5.

⁸² Pièce [C-FCEI-0007](#), p. 5.

⁸³ Pièce [C-FCEI-0007](#), p. 4.

- i. *Bénéfice aux participants par une réduction de leurs coûts et une amélioration de leur compétitivité (ce que la Régie a déjà retenu comme considération dans la fixation des tarifs).*
- ii. *Réduction des importations et amélioration du bilan commercial de la province.*
- iii. *Promotion d'une culture de gestion efficiente de l'énergie »⁸⁴.*

[118] Selon la FCEI, le niveau de participation et de rétention du Programme suggère que le niveau d'appui financier est suffisant pour bon nombre de clients. De manière globale, il serait difficilement justifiable de rehausser le niveau de l'appui financier. Cela dit, il importe de garder à l'esprit que le Programme est offert à une gamme de clients très variée dans leur taille et leur nature. Le fait que la participation au Programme et son taux de rétention soient élevés n'implique pas que l'appui financier puisse être insuffisant pour certains⁸⁵.

[119] Par ailleurs, selon l'intervenante, le fait qu'une large proportion des clients au tarif LG ait adhéré au Programme en seulement trois ans est une indication que l'appui financier pourrait être excessif pour ce tarif. Les écarts importants de volume de consommation entre les participants font en sorte que le niveau d'appui financier requis pour offrir des montants globaux de compensation suffisants pour les plus petits clients pourrait engendrer des compensations globales inutilement élevées pour les plus grands clients.

[120] La FCEI soumet que l'utilisation d'un appui financier uniforme n'est pas la meilleure manière de maximiser la valeur du Programme :

« [...] Un appui financier dégressif en fonction de la puissance capterait probablement mieux le profil du prix de réserve de la clientèle. Par exemple, les premiers 200 kW de réduction de puissance pourraient être compensés à 90 \$ de manière à favoriser la participation de la clientèle de petite taille et à couvrir les coûts des agrégateurs. À 70 \$ entre 200 kW et 500 kW. À 50 \$ entre 500 et 1000 kW et à 30 \$ au-delà. Des appuis différents en fonction du tarif lié au compteur pourraient également être considérés »⁸⁶. [nous soulignons]

⁸⁴ Pièce [C-FCEI-0013](#), p. 8.

⁸⁵ Pièce [C-FCEI-0007](#), p. 8 et 9.

⁸⁶ Pièce [C-FCEI-0007](#), p. 11.

[121] L'intervenante recommande que le profil des clients et des participants au Programme soit analysé de manière plus approfondie afin de mettre en place une structure d'aide financière plus adaptée à la situation de chaque groupe de clients plutôt que l'aide financière uniforme actuellement en place. Elle estime qu'une telle approche favoriserait la participation d'un plus grand nombre de clients, au bénéfice de toute la clientèle, tout en évitant d'encourir des coûts inutiles⁸⁷.

[122] Dans son argumentation, la FCEI estime que le Programme :

- doit être maintenu, même s'il souffre de certaines lacunes qui peuvent être corrigées;
- est un bon programme qui va dans le sens recherché par la Régie depuis de nombreuses années et qui est probablement rentable pour la clientèle dans son ensemble;
- devrait être maintenu tel quel pour l'hiver 2019-2020, le temps que le Distributeur affine ses analyses et propose une tarification ou des appuis financiers fondés sur une information solide.

[123] La FCEI souligne l'importance de redémarrer correctement le Programme, dans une perspective de stabilité de l'offre. Elle propose de calibrer l'appui financier en fonction de la capacité d'effacement des clients, à travers un appui financier dégressif. Elle ajoute que l'idéal à rechercher est le niveau minimum qui est nécessaire pour amener les clients à participer, parce que c'est le reste de la clientèle qui paie⁸⁸.

[124] L'intervenante souligne qu'un traitement équitable des clients n'implique pas de verser l'aide financière maximale à chaque catégorie, mais plutôt de verser l'appui financier nécessaire pour susciter l'intérêt de la clientèle visée, très variée en taille et en nature, dans un souci de minimisation des coûts, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle⁸⁹.

[125] Pour les petits clients, selon la FCEI, il faut aussi que l'appui global apporté par le Programme soit minimalement significatif, indépendamment de la valeur rémunérée pour chaque kW, après rémunération de l'agrégateur. Elle précise, à titre d'exemple, qu'un petit

⁸⁷ Pièce [C-FCEI-0007](#), p. 14.

⁸⁸ Pièce [A-0042](#), p. 50.

⁸⁹ Pièce [C-FCEI-0013](#), p. 3.

client ayant une mesure de 20 ou 30 kW, ne touche que de 1 500 à 2 000 \$. S'il touchait moins, la question serait de savoir s'il prendrait encore action⁹⁰.

[126] Par ailleurs, la FCEI rejette l'argument du Distributeur à l'effet que si certains clients ne participent pas au Programme, c'est un signe que le niveau actuel de l'appui financier n'est pas excessif. Selon l'intervenante, le Programme s'adressant à une clientèle très diversifiée, il est plutôt probable que certains secteurs d'activités ne se prêtent tout simplement pas à ce programme. Et même si une réduction de l'appui financier diminuerait le niveau de participation, cela n'implique pas pour autant que le Programme soit calibré adéquatement. La FCEI croit que des analyses additionnelles de la participation des clients, en fonction de la nature et de la puissance consommée, des sondages ou d'autres études, pourraient aider à établir un niveau d'appui financier davantage en adéquation avec la réalité des clients⁹¹.

4.7 GRAME

[127] Le GRAME est d'avis que les coûts évités de long terme doivent être privilégiés dans l'analyse économique, puisque même si l'engagement des clients est de courte durée, le taux de renouvellement de participation est de 97 %⁹².

[128] Le GRAME soumet que les coûts évités par le Distributeur pour le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE) en relation avec l'évitement d'achat de puissance sur les marchés de court terme, bien que marginal, pourraient faire partie de l'analyse économique. Selon lui, la preuve complémentaire du Distributeur justifie le Programme d'un point de vue économique. Il constate, selon l'ordonnancement des moyens, que le Programme pourrait être appelé sur un plus grand nombre d'heures que l'OÉI, mais que le Distributeur n'est pas en mesure d'estimer l'impact à la baisse sur le nombre d'appels de l'OÉI.

⁹⁰ Pièce [A-0042](#), p. 53 et 54.

⁹¹ Pièce [C-FCEI-0007](#), p. 10.

⁹² Pièce [C-GRAME-0008](#), p. 24.

4.8 RNCREQ

[129] Selon le RNCREQ, l'intention du Programme est clairement de bâtir une ressource qui permettra de repousser ou même d'éviter un futur appel d'offres en puissance. L'intervenant explique que le Programme a certaines caractéristiques similaires à des produits de puissance de court terme, dont un apport sur une base annuelle, sans engagement, mais également certaines caractéristiques de long terme, dont un bassin de clients qui participeraient au Programme année après année, avec une contribution croissante aux besoins en puissance, si bien que ni le coût évité en puissance de court terme ni celui de long terme ne sont tout à fait adéquats pour représenter la valeur des réductions de puissance obtenues⁹³.

[130] Le RNCREQ note qu'environ 50 % des projets impliquent un déplacement de la consommation dans les heures précédant ou suivant l'événement de GDP. Il estime que le prix payé pour l'énergie dans ces heures avoisinantes est inférieur à celui correspondant aux heures des événements de GDP, mais seulement d'environ 15 %. Ainsi, toute analyse de coût évité devrait tenir compte des coûts d'achat de l'énergie provenant du déplacement de la charge d'une portion importante des participants au Programme⁹⁴.

[131] Selon le RNCREQ, le programme existant s'adresse à trois clientèles distinctes :

- Celle qui possède déjà des génératrices d'urgence et qui peut les utiliser afin de réduire la demande de puissance lorsque nécessaire.
- Celle qui peut réduire l'appel en puissance, sur demande, en réduisant ses activités ou en les déplaçant dans le temps.
- Celle qui s'est dotée, ou qui peut se doter, d'équipements non émetteurs de gaz d'émission à effet de serre (GES) qui permettraient de réduire son appel en puissance sur demande. Ces équipements peuvent inclure des systèmes de stockage d'énergie (électrique ou thermique), des systèmes de production d'électricité à la biomasse ou au biogaz, etc.

⁹³ Pièce [C-RNCREQ-0011](#), p. 6 à 8.

⁹⁴ Pièce [C-RNCREQ-0009](#), p. 9.

[132] Le RNCREQ propose un traitement différent pour chacun de ces trois groupes :

« Concernant le premier groupe : Ce groupe constitue effectivement une ressource en puissance. Toutefois, étant donné les caractéristiques environnementales de ces génératrices, le Distributeur ne devrait pas encourager leur utilisation, sauf en cas d'urgence. Pour cette raison, nous suggérons d'interdire leur utilisation afin de répondre aux événements de GDP en vertu de programme de GDP Affaires.

Sans aucunement vouloir encourager l'utilisation d'énergies fossiles, si le Distributeur fait la preuve qu'il doit obligatoirement pouvoir compter sur les génératrices d'urgence comme une ressource de dernier recours en puissance, un programme distinct pourrait être conçu afin de lui y donner accès [...].

Concernant le deuxième groupe : On constate qu'il y existe une certaine redondance entre le programme GDP Affaires et la tarification dynamique tel que proposée par le Distributeur dans son dossier tarifaire.

[...]

Cette analyse mène à deux possibilités pour ce 2^e groupe, soit d'éliminer le programme GDP Affaires et ouvrir le CPC à cette même clientèle, soit de maintenir un programme GDP afin de protéger les MW au bilan de puissance. Ce programme serait toutefois différent du programme GDP Affaires actuel. Il pourrait inclure un processus d'appel d'offres pour une certaine quantité de MW avec un prix plafond de 70 \$/kW. Un processus d'appel d'offres aurait l'avantage de déterminer le prix réel de la puissance offerte par les participants. [...]

Concernant le troisième groupe : Ce troisième groupe est plus complexe, incluant plusieurs types de technologie [...]. On suggère que ce groupe soit traité au cas par cas, comme le programme EE industriel, où le financement offert est calibré afin de catalyser l'investissement requis, tout en respectant les coûts évités du Distributeur »⁹⁵.

⁹⁵ Pièce [C-RNCREQ-0009](#), p. 13 et 14.

4.9 ROÉÉ

[133] Le ROÉÉ recommande à la Régie de retenir, d'ici à ce qu'une étude formelle soit complétée, un potentiel d'au moins 1 000 MW, soit moins de 50 % du potentiel technico-économique (PTÉ) déjà évalué.

[134] Le ROÉÉ recommande aussi que le Programme soit modifié afin :

- que l'aide financière soit modulée en fonction de son coût évité, de l'investissement qu'il représente pour le client participant et de ses qualités environnementales;
- que la participation au Programme soit conditionnelle à un engagement de cinq ans de la part des participants, sinon que l'aide financière soit modulée aussi en fonction de la durée de l'engagement⁹⁶.

4.10 SÉ

[135] Selon SÉ, le Programme possède le caractère structurant et la stabilité qui permettent de le considérer comme un outil de long terme. L'intervenante recommande d'utiliser les coûts évités par un report de 2020-2021 à 2022-2023 d'un contrat d'approvisionnement à long terme en puissance sur le marché de la Nouvelle-Angleterre⁹⁷.

[136] L'intervenante juge qu'il est erroné de tenir compte des coûts évités en distribution, puisque la pointe des postes de distribution peut facilement se trouver en dehors des périodes d'appel du Programme. De plus, selon elle, l'absence d'engagement à long terme de chaque client ne permet pas de planifier une réduction des équipements de distribution servant à l'alimenter⁹⁸.

[137] Selon SÉ, les coûts évités de transport ne devraient pas non plus être pris en considération, car les pointes individuelles de chacun des clients ne sont pas modifiées par le Programme. Aussi, en l'absence d'engagement à long terme de chaque client, la réduction des équipements de transport dans la zone de réglage du Québec ne peut être

⁹⁶ Pièce [C-ROÉÉ-0009](#), p. 21.

⁹⁷ Pièce [C-SÉ-0009](#), p. 3.

⁹⁸ Pièces [C-SÉ-0009](#), p. 8, et [A-0042](#), p. 232 à 236.

planifiée, puisque ces équipements servent à les alimenter. L'intervenante soumet que le Distributeur n'a pas fait la démonstration spécifique que ces coûts étaient évités par le Programme.

[138] SÉ est d'avis que le Programme est rentable⁹⁹ et recommande son acceptation. Dans son analyse, l'intervenante tient compte des coûts évités de fourniture de court terme puis de long terme (et de leurs coûts de transport et SPEDE), mais sans tenir compte des coûts évités de transport ou de distribution.

[139] SÉ recommande de ne pas poser de nouvelles conditions de participation au Programme restreignant le recours à des sources thermiques de remplacement. Selon elle, l'impact environnemental de ces sources d'appoint serait, pour l'instant, relativement circonscrit, la durée des appels du GDP étant relativement courte (entre 30 et 37 heures par année). SÉ recommande plutôt une évolution graduelle du Programme qui consisterait à inciter les clients participants à gérer leurs interruptions, sans recours à des génératrices ni à des chaudières utilisant des combustibles fossiles.

[140] SÉ recommande également l'offre d'une option facultative d'engagement multi-annuel avec d'éventuelles aides financières différentes¹⁰⁰.

4.11 UC

[141] L'UC demande à la Régie, dans un souci de stabilité des principes réglementaires, d'utiliser le coût des approvisionnements de court terme pour établir la rentabilité du Programme, comme cela a été fait pour l'analyse de rentabilité de l'OÉI¹⁰¹.

[142] L'UC réitère que la prise en compte des coûts évités de transport et de distribution doit être clairement justifiée et non tenue pour acquise. Elle soumet qu'un kW évité en approvisionnement dans une zone où les réseaux présentent des marges de manœuvre pour la croissance de la demande ne permet pas d'éviter des investissements en distribution et transport. Aussi, les pointes locales en distribution ne correspondent pas nécessairement aux pointes de l'ensemble du réseau, ce qui a mené la *California Public Utilities*

⁹⁹ Pièce [C-SÉ-0009](#), p. 22.

¹⁰⁰ Pièce [C-SÉ-0009](#), p. v et vi.

¹⁰¹ Pièce [C-UC-0016](#), p. 15.

Commission à ne pas reconnaître de coûts évités de distribution et de transport aux programmes de gestion de la demande.

[143] Selon l'UC, le Programme n'offre aucune garantie d'effacement au moment où le réseau en a besoin et ne permet pas d'éviter d'investissements en distribution et transport. L'intervenante souligne que le Distributeur prévoit offrir d'autres programmes de GDP ou options tarifaires dont il faudra aussi évaluer la rentabilité¹⁰².

[144] L'intervenante souligne que le Programme, dans sa forme actuelle, n'est pas rentable lorsque seuls les coûts évités de court terme en puissance sont utilisés.

[145] L'UC souligne que l'OÉI présente divers avantages sur le Programme et qu'il est donc inéquitable et illogique de baser la rentabilité dans un cas sur les marchés de long terme et, dans un autre, sur ceux de court terme. Elle soutient que dans les deux cas, la rentabilité et la compensation financière à offrir devraient être calculées sur les valeurs du marché de court terme. Aussi, l'UC s'inquiète du fait que les représentants des clients participant à l'OÉI demandent une révision de cette option et sa bonification financière si la Régie retenait le marché de long terme comme référence pour la rentabilité du Programme :

« L'importance de l'appui financier offert dans le cadre du programme GDP et les intrants utilisés pour le calcul de sa rentabilité risquent de créer un précédent dangereux pour tous les autres programmes de gestion de la demande »¹⁰³.

[146] Selon l'UC, le Programme est semblable à celui de l'OÉI sans être aussi avantageux pour le Distributeur. Selon elle, la rentabilité du Programme et les appuis financiers offerts ne devraient pas être évalués sur la base de paramètres différents de ceux de l'OÉI. Elle note que l'OÉI offre un service visant les mêmes buts que le Programme, mais d'une qualité que l'on pourrait qualifier de supérieure et à un coût près de cinq fois moins cher que le Programme¹⁰⁴.

¹⁰² Pièces [C-UC-0007](#), p. 13, et [A-0040](#), p. 265 et 266.

¹⁰³ Pièce [C-UC-0016](#), p. 14.

¹⁰⁴ Pièces [C-UC-0016](#), p. 14, et [A-0040](#), p. 72.

[147] L'UC est d'avis que les éléments commerciaux fournis par le Distributeur pour justifier le niveau de l'incitatif à 70 \$/kW sont très insuffisants. Selon elle, le Distributeur ne soumet aucune justification probante et n'a testé aucun autre niveau d'incitatif. L'intervenante souligne également la faiblesse de la justification du Distributeur du niveau de l'incitatif par les sommes requises pour couvrir au minimum les coûts directs associés à une participation au Programme :

« Le Distributeur possède une bonne description des coûts directs du programme GDP. Malheureusement, cette description n'est d'aucune utilité dans le cadre de ce dossier puisqu'elle reste anecdotique. Compte tenu des montants en jeux, cette preuve est nettement insuffisante. Des informations sur des sommes réellement engagées par les participants sont nécessaires. Or, le Distributeur n'en possède aucune »¹⁰⁵. [nous soulignons]

[148] Pour appuyer son analyse, l'UC réfère à la preuve du Distributeur :

« [...] Depuis le lancement du Programme, les clients n'ont pas à fournir les coûts d'investissement des projets. Le Distributeur n'est donc pas en mesure d'indiquer quel serait le coût de l'investissement moyen pour les projets des participants. Il ne croit pas non plus que l'on puisse inférer sur ce coût moyen sur la base des données fournies dans le cadre du projet pilote »¹⁰⁶.

[149] En argumentation, l'UC insiste sur le fait que le montant de l'appui financier de 70 \$/kW n'a pas été justifié par le Distributeur :

« [...] UC se doit d'insister sur le fait que le Distributeur a le fardeau de prouver la légitimité et le bienfondé de sa demande et des éléments à son soutien.

UC soumet que le Distributeur ne s'est pas déchargé de ce fardeau et qu'il n'a pas établi que l'appui financier de 70 \$/kW était bien fondé et justifié »¹⁰⁷.

« Malgré ces affirmations, à l'effet que l'appui financier devrait prendre en considération les coûts pour le client, le Distributeur n'a pas tenté d'évaluer les besoins de la clientèle, par groupe type de clients ou autrement.

¹⁰⁵ Pièce [C-UC-0007](#), p. 15.

¹⁰⁶ Pièce [B-0017](#), p. 6.

¹⁰⁷ Pièce [C-UC-0016](#), p. 5.

Le Distributeur n'a pas non plus, cherché à connaître quels investissements étaient requis par les participants pour pouvoir participer au programme GDP. [note de bas de page omise]

Bref, le Distributeur ne dispose pas d'information sur la réalité des coûts des clients, et n'a donc pas pu considérer objectivement ces coûts dans la fixation du 70 \$/kW.

[...]

UC soumet que de ne pas avoir d'information sur les coûts d'investissements ou de participation des clients au programme nous force à conclure que le 70 \$ d'appui financier n'a pas été raisonnablement justifié en lien avec les besoins des clients.

[...]

[...] le Distributeur a la responsabilité de limiter cet appui afin d'obtenir le « service » au meilleur coût »¹⁰⁸.

[150] L'UC est d'avis que le Programme n'est pas optimal pour les stations de ski. Le service d'effacement que ces participants peuvent offrir au Distributeur ne serait pas non plus optimal, un tel effacement ne leur étant possible que de la fin du mois de décembre à la fin du mois de janvier¹⁰⁹. Le Distributeur rappelle ce fait pour justifier que cette clientèle n'obtient un appui financier que d'environ 50 % du maximum offert par le Programme¹¹⁰. Puisque cette clientèle est quand même satisfaite du Programme, bien qu'elle ne puisse toucher qu'une partie de son appui financier, l'intervenante conclut que les sommes versées par le Programme sont trop généreuses et qu'elles se rapprochent d'un programme de subvention¹¹¹.

¹⁰⁸ Pièce [C-UC-0016](#), p. 6.

¹⁰⁹ Pièce [C-UC-0016](#), p. 7.

¹¹⁰ Pièce [B-0058](#), p. 5 et 6.

¹¹¹ Pièce [C-UC-0016](#), p. 7.

5. OPINION DE LA RÉGIE

5.1 NATURE JURIDIQUE DU PROGRAMME

[151] Dans sa décision tarifaire D-2018-025, la Régie constatait que les caractéristiques du Programme et son traitement réglementaire rendaient difficile la qualification de sa nature juridique. Elle demandait au Distributeur de clarifier cette qualification dans un dossier dans lequel elle examinerait également la rentabilité du Programme.

[152] La Loi prévoit plusieurs des caractéristiques des véhicules réglementaires que le Programme peut emprunter et vient prescrire le traitement des coûts de certains véhicules réglementaires ou édicter les critères permettant leur inclusion aux tarifs du Distributeur.

[153] Par ailleurs, plusieurs principes réglementaires ont également été examinés et adoptés par la Régie pour compléter les dispositions de la Loi, selon les besoins particuliers soulevés et pour consolider les critères législatifs d'établissement des tarifs de distribution.

[154] Ainsi, il découle de la qualification de la nature juridique du Programme des conséquences réglementaires sur l'examen de sa rentabilité, sur les critères tarifaires applicables et sur le traitement réglementaire de ses coûts.

[155] Dans cette même décision, la Régie soulignait l'incertitude entourant la qualification du Programme, alors que ce dernier était parfois traité par le Distributeur comme une IEÉ et, parfois, comme un approvisionnement dont les coûts étaient à la fois constatés dans le compte de *pass-on* et au compte d'écarts et de reports (CÉR) des IEÉ pour ses charges d'exploitation.

[156] La Régie est d'avis qu'il importe que les conséquences qui découlent de cette qualification fondée sur les caractéristiques attribuées au Programme et sur le traitement de ses coûts soient conformes aux critères de la catégorie réglementaire retenue, qu'ils soient prévus par la Loi ou développés en vertu des principes réglementaires qu'elle a édictés. Ainsi, à partir des caractéristiques et objectifs du Programme, l'examen de sa nature juridique vise à assurer la cohérence entre ces derniers et le véhicule réglementaire retenu par le Distributeur pour le Programme.

[157] Par conséquent, la Régie retient que la qualification de la nature juridique retenue doit se fonder sur les caractéristiques du Programme et être conforme aux objectifs visés par le Distributeur. Dans le cadre de son examen, la Régie doit également considérer le caractère complémentaire et harmonieux entre les objectifs du Programme et ceux des autres programmes, moyens et outils réglementaires.

[158] De l'examen de la preuve, la Régie retient les trois principaux objectifs visés par le Distributeur pour le Programme, soit :

- assurer l'équilibre offre-demande de son bilan en puissance;
- respecter le critère de fiabilité de son réseau;
- retarder la nécessité d'un appel d'offres de long terme en puissance.

[159] Afin d'atteindre ces objectifs, le Programme a pour principale caractéristique d'être un moyen à la disposition du Distributeur pour combler ses besoins dans son bilan en puissance. Il s'inscrit comme une mesure de gestion de la puissance à la pointe par de l'effacement à la pointe, à même les ressources énergétiques déjà disponibles.

[160] La justification de l'appui financier proposé pour le Programme repose sur sa capacité à fournir un produit permettant d'interrompre ou d'effacer la puissance effective. À cet égard, la Régie note que le Distributeur fait le lien entre le fait que le Programme revêt la forme d'un produit en puissance et une portion de la valeur monétaire qu'il lui accorde¹¹².

[161] La réduction de l'appel de puissance des participants est de nature volontaire. La Régie en comprend qu'il appartient au participant de déterminer le niveau de puissance qu'il est en mesure d'interrompre et dont il est disposé à offrir l'effacement contre rémunération.

[162] Les participants au Programme ne sont pas des producteurs ou des négociants d'électricité, mais sont des clients existants du Distributeur ou des agrégateurs utilisant les capacités d'effacement de clients existants du Distributeur.

¹¹² Pièce [B-0054](#), par. 20.

[163] Parmi les caractéristiques du Programme, la Régie retient également la flexibilité du produit, le recours à une entente de participation contractuelle, l'utilisation d'agrégateurs et de représentants commerciaux comme tierces parties ainsi que le fait que le Programme ne constitue pas une option tarifaire.

[164] La Régie observe que le Programme figure parmi les ressources sous le contrôle du Distributeur et qu'il est inscrit par ce dernier comme une contribution pour respecter le critère de fiabilité du NPCC¹¹³. Cette détermination du Distributeur d'inscrire le Programme parmi les offres au bilan en puissance est prédominante et essentielle à la détermination de sa nature juridique.

[165] Ainsi, dans le bilan en puissance préliminaire du Distributeur¹¹⁴, le Programme figure parmi les « Interventions en gestion de la demande en puissance » qui sont classées, avec l'OÉI, sous la section « Approvisionnements additionnels requis », dans la partie offre du bilan.

[166] L'examen du bilan en puissance du Distributeur révèle que les mesures d'efficacité énergétique s'inscrivent plutôt au bilan de puissance sous la section « Besoins à la pointe » en venant réduire d'autant les besoins qui y sont indiqués. C'est à partir de l'évaluation de ces besoins que la décision doit être prise quant à un recours à de nouveaux approvisionnements et à la procédure d'appel d'offres prévue par la Loi.

[167] À cet égard, la Régie observe que le Programme contribue à l'offre pour satisfaire les besoins en puissance et équilibrer le bilan du Distributeur. Ainsi, le Programme offre un moyen de combler les besoins en puissance une fois la demande prévisible matérialisée.

[168] Par ailleurs, la Régie dénombre plusieurs autres composantes, dont les contrats d'approvisionnements en puissance post-patrimoniaux en vigueur et les différents outils de gestion de la demande en puissance, comme l'OÉI, dans la même section que le Programme. Ces derniers outils viennent cristalliser une contribution en puissance marginale et dérivée des sources d'approvisionnement existantes (électricité patrimoniale ou contrats d'approvisionnement post-patrimoniaux). Ces outils et options partagent l'objectif de repousser le recours à de nouveaux appels d'offres.

¹¹³ Pièce [B-0038](#), R6.7.

¹¹⁴ Pièce [B-0010](#), p. 6.

[169] D'emblée, selon les objectifs et caractéristiques du Programme, la Régie conclut que sa nature juridique n'est pas celle de programmes commerciaux puisque les objectifs recherchés par ces programmes ne concordent pas avec ceux du Programme.

[170] De ces objectifs et caractéristiques, la Régie conclut également qu'il ne s'agit pas d'un approvisionnement assujéti à la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi.

[171] En effet, d'une part, en toute cohérence avec les principes réglementaires qu'elle a énoncés au fil des différents dossiers, la Régie est notamment d'avis que les participants au Programme ne peuvent être assimilés à des fournisseurs d'électricité, au sens de la Loi. Elle juge également que le Programme ne peut être considéré comme un contrat d'approvisionnement au sens de la Loi.

[172] D'autre part, la Régie note que la position du Distributeur selon laquelle le Programme n'est pas un contrat d'approvisionnement est appuyée par les intervenants. En effet, les participants endossent la prémisse voulant que le Programme puisse être un moyen de gestion de la consommation pour approvisionner en puissance à la pointe, sans être soumis à la procédure d'appel d'offres.

[173] De plus, aux fins de son interprétation, la Régie juge déterminant le fait que le Programme soit, d'une part, un produit de puissance résultant de l'effacement ou de l'interruption à la pointe des participants et, d'autre part, qu'il soit extrait des ressources déjà disponibles. Cette dernière caractéristique suffit pour justifier l'exemption du Programme de la procédure d'appel d'offres visant l'acquisition de nouvelles ressources afin de fournir la puissance requise pour combler les besoins des marchés québécois.

[174] Comme mentionné précédemment, le Distributeur souligne que la gestion de la consommation constitue l'utilisation de l'électricité au meilleur moment, soit une optimisation des sources d'énergie, et que cette gestion est l'un des trois volets de l'efficacité énergétique. Il argumente que le Programme cadre parfaitement avec cette notion parce que son objectif est une réduction des besoins en pointe générée par un effacement ou un recours à une autre forme d'énergie.

[175] Les intervenants présentent des positions différentes à propos de la qualification du Programme en mesure d'efficacité énergétique.

[176] Dans l'exercice de sa compétence, la Régie juge qu'il importe que la qualification retenue soit fondée sur la conformité entre les caractéristiques du Programme et les principes réglementaires qui définissent les mesures d'efficacité énergétique.

[177] Les arguments du Distributeur portant sur la parenté conceptuelle entre les moyens de gestion de la consommation et les IEE dans son examen du Programme auraient été plus convaincants s'ils étaient cohérents avec les caractéristiques du Programme.

[178] Il semble exister un certain clivage entre la notion de programme de gestion de la consommation pour réduire les besoins en pointe et les propos du témoin du Distributeur selon lesquels l'essence de la valeur du Programme réside, non pas dans une éventuelle réduction des besoins, mais dans son inscription au bilan en puissance et dans sa disponibilité à être utilisé si le besoin se matérialise, même s'il n'est jamais utilisé¹¹⁵.

[179] Par ailleurs, la preuve révèle, entre autres, que les caractéristiques du Programme, notamment quant aux plages horaires pour lesquelles le Distributeur peut demander aux participants de s'effacer, ne permettent pas toujours de l'utiliser lors des pointes du réseau. Elle révèle également que le Programme, lorsqu'il requiert le recours à une autre forme d'énergie avec des équipements nettement moins performants, ne peut réellement participer à une optimisation des sources d'énergie, comme le voudrait l'efficacité énergétique.

[180] Selon la Régie, il ressort de la preuve que les caractéristiques privilégiées par le Distributeur pour la mise en place du Programme n'ont pas pour objet de favoriser l'utilisation de l'électricité au meilleur moment pour une optimisation des sources d'énergie. D'ailleurs, certaines de ces caractéristiques contreviennent directement aux principes des différents volets de l'efficacité énergétique.

[181] La Loi prévoit des dispositions qui s'attardent directement au traitement réglementaire des mesures d'efficacité énergétique. Plus spécifiquement, l'article 72 de la Loi prévoit que le plan d'approvisionnement du Distributeur est composé, à l'équilibre, des besoins des marchés québécois et des contrats de fourniture d'électricité requis pour leur satisfaction. Il stipule que lors de la planification des approvisionnements du Distributeur,

¹¹⁵ Pièce [A-0037](#), p. 40 et 89.

l'impact prévisible attribuable aux mesures d'efficacité énergétique doit être considéré avant de prévoir de nouveaux approvisionnements requis et recourir à la procédure d'appel d'offres prévue afin de les obtenir. Enfin, il prévoit que les besoins des marchés québécois s'apprécient après en avoir déduit l'impact, en puissance ou en énergie, attribuable aux mesures d'efficacité énergétique.

[182] Ainsi, la Loi stipule que les IEÉ sont considérées, en réduction des besoins des marchés québécois, comme une composante de la demande au bilan en puissance et, qu'à cet égard, elles s'y insèrent, avant le recours aux approvisionnements requis.

[183] Pour être cohérent avec son argument juridique à l'effet que le Programme est une mesure d'efficacité énergétique au sens de l'article 72 de la Loi, le Distributeur aurait dû le classer en réduction des besoins de la clientèle, dans la partie demande du bilan.

[184] À cet égard, il faut noter que l'objectif premier du Programme est d'assurer l'équilibre offre-demande du bilan en puissance, assurant par le fait même le respect du critère de fiabilité. Ainsi, le Distributeur place le Programme dans le volet offre du bilan, ce qui ne cadre pas avec les prescriptions de la Loi qui requièrent que les IEÉ viennent plutôt réduire l'inscription des besoins au bilan.

[185] Le caractère dichotomique du bilan en puissance (offre-demande) ne permet pas de considérer le Programme à la fois comme une réduction de la demande et comme une ressource offerte. La Régie considère que son inscription, par le Distributeur, comme ressource offerte est un indicatif déterminant de sa nature juridique.

[186] La Régie ne retient pas l'argument du Distributeur à l'effet que le Programme intervient dans le bilan en puissance en agissant sur la réduction des besoins des marchés québécois. Les caractéristiques du Programme ne lui permettent pas de considérer, par analogie à la contribution en puissance des IEÉ, que la réduction de consommation d'électricité qu'il entraîne contribuerait à un abaissement des besoins en puissance.

[187] Parmi les autres caractéristiques du Programme qui ne cadrent pas avec les programmes en IEÉ, il faut également considérer que la flexibilité des moyens utilisés par les clients pour s'effacer à la pointe et l'absence de surveillance ou de limitation de ceux-ci impliquent notamment le recours à des groupes électrogènes ou à d'autres sources d'énergie non renouvelable, ce qui contrevient aux principes qui sous-tendent l'efficacité énergétique.

[188] De plus, l'absence de contrôle du Distributeur sur les interruptions et le caractère non contraignant envers les clients omettant de s'effacer à la pointe ne permettent pas d'affirmer, comme le fait le Distributeur, que le Programme permet l'optimisation de l'utilisation de l'énergie.

[189] Pour l'ensemble de ces motifs, la Régie juge que le Programme ne peut être qualifié d'IEÉ.

[190] En conclusion, après l'examen des objectifs et caractéristiques du Programme, la Régie détermine qu'il est un moyen d'approvisionnement. En effet, elle constate de la preuve que le Programme est présenté comme un produit ou un moyen d'approvisionnement qui intervient dans l'offre en puissance.

[191] La Régie est d'avis que la contribution en puissance du Programme, par son potentiel en puissance interrompue, n'est souscrite que lorsque des besoins en puissance coïncident à la pointe se matérialisent. Cela justifie sa présentation parmi les offres d'approvisionnement. Ainsi, le recours au Programme pour abaisser les besoins en puissance sera nécessaire et les participants seront rémunérés pour cet abaissement uniquement lorsque ces conditions seront rencontrées. La preuve du Distributeur révèle qu'il a conçu le Programme pour être un moyen flexible de gestion pour répondre à un besoin ponctuel en puissance à la pointe, lorsqu'il se manifeste.

[192] En outre, en expliquant comment il choisit parmi ses moyens de GDP et de quelle façon il les sélectionne pour répondre à un besoin spécifique, le Distributeur exprime l'essence de ce que constitue une offre d'approvisionnement.

[193] La preuve sur les motifs retenus par le NPCC pour approuver cette ressource au bilan du Distributeur n'est pas concluante pour la Régie. Par ailleurs, elle constate que le Programme apparaît comme une offre en puissance visant à équilibrer le bilan du Distributeur et respecter la fiabilité de son réseau. Afin de pouvoir compter sur cette ressource, le Distributeur doit lui reconnaître les caractéristiques d'une offre en puissance.

[194] D'ailleurs, le Distributeur fait valoir que cette caractéristique du Programme est déterminante pour lui et qu'elle contribue à sa valeur, en considérant que sa contribution procure une garantie de puissance, caractéristique dont il ne peut bénéficier avec un achat horaire de court terme¹¹⁶.

[195] Ainsi positionné dans l'offre des approvisionnements existants au bilan en puissance, le Programme conserve sa capacité à reporter le recours à un nouvel appel d'offres pour un approvisionnement de long terme en puissance et vient offrir un produit de puissance ponctuel, lorsque la demande se matérialise à la pointe. Il peut aussi remplir son rôle contributif dans le respect du critère de fiabilité requis par le NPCC, sans devoir être considéré comme une mesure d'efficacité énergétique en vertu de l'article 72 de la Loi.

[196] La Régie juge que ces motifs sont déterminants et justifient, à la fois, le statut de moyen d'approvisionnement du Programme, son classement dans la section offre du bilan en puissance et l'utilisation de ce dernier, avant le recours à la procédure d'appel d'offres pour de nouveaux approvisionnements.

[197] La Régie considère qu'il y a un caractère indissociable entre le Programme et l'OÉI dans leur contribution au bilan en puissance du Distributeur, que les deux moyens jouent un rôle très similaire à titre de moyens d'approvisionnement optionnels permettant de respecter le critère de fiabilité du réseau auprès du NPCC. De plus, avant la décision D-2018-025 et la demande de la Régie de clarifier la nature juridique du Programme, il faut noter que le traitement des coûts du Programme et de l'OÉI était pratiquement identique.

[198] Ainsi, la Régie juge que la preuve portant sur la similitude de traitement de l'OÉI et du Programme est suffisamment bien étayée pour fonder son opinion à l'effet qu'ils partagent la même qualification réglementaire.

¹¹⁶ Pièce [B-0054](#), par. 20.

[199] Elle constate que le traitement des coûts de l'OÉI a toujours été conforme à celui d'un tarif, que l'OÉI a toujours été traitée comme un moyen d'approvisionnement existant, par opposition à un nouvel approvisionnement à acquérir, et qu'elle est associée, avec le Programme, à un moyen de gestion en puissance.

[200] En conséquence, à la suite de l'examen des différentes catégories réglementaires, la Régie juge que le Programme, tel que mis en œuvre actuellement et avec les caractéristiques préconisées par le Distributeur, constitue plutôt une offre tarifaire, de nature optionnelle. Le Distributeur doit donc respecter les caractéristiques inhérentes qui se rapportent à cette catégorie réglementaire.

[201] Ainsi, le Programme sera considéré comme une offre pour équilibrer le bilan en puissance du Distributeur et pourra contribuer au respect du critère de fiabilité de son réseau comme moyen d'approvisionnement.

[202] Puisque le Programme n'est pas présenté sous le format d'un tarif, la Régie crée une phase 2 au présent dossier lors de laquelle elle procédera à l'examen d'une nouvelle option tarifaire basée sur les caractéristiques du Programme reconnues par la présente décision. Elle demande au Distributeur d'y soumettre une proposition de modalités tarifaires ainsi que le texte des tarifs liés à cette nouvelle offre tarifaire optionnelle pour en permettre l'approbation et la fixation par la Régie.

[203] La Régie demande au Distributeur de soumettre cette proposition tarifaire au plus tard le 27 février 2020, à 12 h.

[204] En demandant cette proposition, la Régie ne remet pas en doute la contribution et le rôle important que jouent les agrégateurs dans le succès du Programme. Elle constate d'ailleurs que le Distributeur a modélisé le Programme pour leur permettre de remplir un rôle qui contribue à son succès actuel. Toutefois, elle juge qu'il serait possible pour le Distributeur de libeller une option tarifaire qui viendrait refléter, sans le modifier, le rôle de chaque partie au Programme.

[205] La Régie note que le Distributeur préconise le maintien de la rémunération directe des agrégateurs et que cette position peut présenter un défi dans une option tarifaire. Elle considère que ce motif ne doit pas prévaloir sur les caractéristiques prédominantes qu'elle a reconnues au Programme et qui le qualifie comme une offre tarifaire. Elle invite le Distributeur à rechercher une alternative conciliant le rôle commercial des agrégateurs et la

nature réglementaire reconnue au Programme. À première vue, deux options sont envisageables, soit l'intégration de l'agrégateur au texte des tarifs ou la rémunération directe des clients du Distributeur pour leur effacement en puissance.

[206] Sans faire une revue exhaustive de l'offre tarifaire existante, la Régie note au passage que les dispositions du tarif de développement économique et celles du tarif pour le maintien de la charge semblent prévoir des obligations contractuelles en marge de la relation tarifaire qui présentent des similitudes avec les préoccupations invoquées par le Distributeur.

[207] Selon des modalités similaires, ces deux options tarifaires prévoient des conditions et modalités d'application qui incluent une entente contractuelle, hors tarif, découlant d'une démarche semblable au Programme. Ainsi, une demande du participant doit être examinée par le Distributeur qui doit vérifier le respect de certains critères et signer une entente commerciale, le cas échéant.

[208] Ainsi, la Régie y voit une avenue intéressante pour inspirer le Distributeur dans sa rédaction des textes tarifaires relatifs au Programme.

5.2 RENTABILITÉ DU PROGRAMME

[209] La Régie reconnaît que le Programme est nécessaire puisqu'il permet de diversifier les moyens de gestion de puissance du Distributeur. Toutefois, elle ne peut conclure à sa rentabilité en regard de la preuve soumise au dossier par le Distributeur.

[210] Le Distributeur justifie la rentabilité du Programme en se basant, notamment, sur des coûts évités de fourniture de puissance de long terme afin d'établir la valeur maximale de l'appui financier offert. Selon lui, tout appui financier offert sous cette borne maximale est ainsi justifié.

[211] La Régie ne partage pas ce point de vue à l'effet que le coût évité en puissance de long terme doit être utilisé pour toute la période du Programme, soit jusqu'en 2026.

[212] Le Distributeur fait la démonstration, au tableau qui suit, que le Programme aurait un effet bénéfique sur les tarifs puisqu'il indique une VAN de 131,2 M\$¹¹⁷. Ce tableau utilise les coûts évités en puissance de court terme jusqu'en 2022-2023 et de long terme de 2023-2024 à 2025-2026 et considère la totalité des coûts évités en transport et distribution.

TABLEAU 12
TNT EN UTILISANT LES COÛTS ÉVITÉS DE COURT TERME JUSQU'EN 2022-2023

	VAN	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
(1) GDP Affaires (MW réduits)		287	360	370	380	415	425	445	455
Appui financier									
(2) Appui unitaire @ 70\$/kW		70	70	70	70	70	70	70	70
(3) = (2) x (1) Total (M\$)	180,9	20,1	25,2	25,9	26,8	29,1	29,8	31,2	31,9
Charges de commercialisation et exploitation (M\$)									
(4)	4,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
Pertes de revenus									
(5) Revenu marginal unitaire tarif M (¢/kWh)		7,88	8,04	8,21	8,39	8,56	8,74	8,93	9,12
(6) GWh pour 100 heures		29	36	37	38	42	43	45	46
(7) Total (M\$)	21,9	2,3	2,9	3,0	3,2	3,6	3,7	4,0	4,1
(8) = (7) x (6)									
(9) = (3) + (4) + (8) Coûts totaux GDP Affaires (M\$)	207,7	23,0	28,8	29,6	30,5	33,3	34,2	35,9	36,8
Coûts évités fourniture									
(10) Coût unitaire (\$/kW)		20	20	21	21	22	122	124	127
(11) = (10) x (1) Total (M\$)	153,4	5,7	7,3	7,7	8,1	9,0	51,7	55,3	57,6
Coûts évités transport et distribution									
(12) Coût unitaire (\$/kW)		67	68	70	71	72	74	75	77
(13) = (12) x (1) Total (M\$)	185,5	19,2	24,6	25,7	27,0	30,0	31,4	33,5	34,9
(14) = (11) + (13) Coûts évités totaux (M\$)	338,9	24,9	31,9	33,4	35,0	39,0	83,1	88,8	92,6
(15) = (14) - (9) TNT (M\$)	131,2	1,9	3,1	3,8	4,5	5,7	48,9	52,9	55,8

Source : Pièce [B-0035](#), p. 4, tableau 2.

[213] Plusieurs intervenants remettent en cause l'utilisation du coût évité de puissance à long terme ainsi que des coûts évités de transport et de distribution. Il convient d'examiner l'à-propos de ces hypothèses aux fins de l'analyse de rentabilité.

¹¹⁷ Pièce [B-0035](#), p. 4, tableau 2.

[214] Le Distributeur entrevoit des besoins en puissance de long terme dès l'hiver 2022-2023, même en tenant compte de la contribution du Programme. Sans la contribution des programmes de GDP, le Distributeur devrait devancer des approvisionnements de long terme pour répondre à des besoins dès l'hiver 2020-2021, car la contribution des transactions de court terme ne serait plus suffisante pour équilibrer le bilan et respecter le critère de fiabilité¹¹⁸.

[215] Certains intervenants remettent en cause l'utilisation des coûts évités de long terme dans l'analyse du Distributeur pour divers motifs. Ils identifient, notamment, le fait que les caractéristiques du Programme diffèrent substantiellement de celles des appels d'offres sur lesquels sont basés les coûts évités. Il y a aussi le fait que, dans le cadre de l'analyse, le Distributeur remplace l'ensemble des achats de court terme et non seulement ceux liés au Programme, ce qui a pour effet de fausser les conclusions. Enfin, les intervenants rappellent que la Régie avait requis, dans sa décision D-2018-025, que le Distributeur détermine la rentabilité du Programme à l'aide des coûts marginaux représentatifs des réalités du Programme, ce qui n'a pas été fait en utilisant les coûts évités en puissance de long terme.

[216] La Régie aurait souhaité obtenir un coût marginal plus représentatif des caractéristiques du Programme, soit notamment une centaine d'heures d'interruption en hiver. À défaut de ce coût marginal, la Régie évalue la rentabilité à l'aide du coût évité en puissance.

[217] La Régie estime qu'il n'est pas adéquat d'utiliser les coûts évités en puissance de long terme sur l'entièreté de l'horizon de la période pour l'analyse de rentabilité du Programme. Comme mentionné dans la preuve, ce n'est qu'à l'hiver 2023-2024 que le Programme permet réellement de reporter un appel d'offres de long terme puisque, pour les hivers précédents, les besoins en puissance peuvent être comblés au moyen d'achats de court terme. La Régie détermine, en conséquence, qu'il est inadéquat d'utiliser les coûts évités de long terme pendant les premières années du Programme.

¹¹⁸ Pièce [B-0054](#), p. 3.

[218] Ainsi, le Programme semble être en mesure d'offrir à long terme une contribution au bilan en puissance du Distributeur. Cependant, tel qu'il est actuellement conçu, le Programme s'apparente aussi aux moyens de gestion de puissance de court terme, notamment sur la base des modalités relatives à l'obligation contractuelle des participants. La Régie note que l'ACEFQ, l'ACEFO et le RNCREQ font le même constat.

[219] Dans ce contexte, la Régie conclut que le TNT du Programme, sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2017-2026, doit tenir compte d'un coût évité de fourniture en puissance de court terme sur l'horizon 2018-2019 à 2022-2023 et de long terme pour la période de 2023-2024 à 2025-2026.

[220] Quant aux coûts évités de transport et de distribution, ils tiennent compte de la croissance de la demande sur ces réseaux et des disparités temporelles et régionales. Comme ces coûts évités sont calculés sur la base de la planification des besoins, le Distributeur argumente que, en toute logique économique, une réduction de ces besoins, par l'entremise d'un programme de gestion de pointe, est susceptible de retarder des investissements. La Régie considère que la preuve du Distributeur repose sur des concepts généraux, non adaptés au Programme¹¹⁹.

[221] Ainsi, le Distributeur, dans ses réponses aux DDR¹²⁰, souligne que cette logique économique présente des lacunes en raison des modalités du Programme et de l'utilisation qu'en fait le Distributeur. Ainsi, les modalités du Programme font en sorte que les interruptions peuvent être non coïncidentes avec la demande de pointe du réseau. De même, l'utilisation du Programme par le Distributeur, en complémentarité dans son portefeuille d'outils de GDP, peut avoir pour effet que la diminution de la demande en puissance en raison du Programme ne coïncide pas avec la pointe. Dans ces cas, la mise en œuvre du Programme ne permettrait pas d'éviter des coûts en infrastructure de transport et de distribution.

¹¹⁹ Pièces [B-0004](#), p. 15, [B-0025](#), p. 17, R5.2, [B-0038](#), p. 8, R2.4, et [B-0054](#), p. 15, par. 83 et 84.

¹²⁰ Voir notamment les réponses aux questions 4.7 et 4.9.1 de la pièce [B-0015](#), p. 19 et 20 : « [Réponse 4.9.1] *Non, les heures utilisées dépendent des moyens à la disposition du Distributeur. Le Programme est utilisé en complémentarité avec les autres moyens du portefeuille. Ceci étant, dépendamment de la pointe prévue et des déficits anticipés, le Distributeur peut ne pas appeler l'ensemble de ses moyens de gestion en puissance. De plus, un événement GDP ne pouvant survenir les fins de semaine ou les jours fériés, le Programme ne contribuera jamais aux heures de forte demande comprises dans ces périodes* ».

[222] La Régie retient les propos du Distributeur dans sa réplique :

« 90. Pour conclure sur l'attribution des coûts évités de transport et de distribution, le Distributeur réitère que ceux-ci ne sont pas essentiels à la démonstration de la rentabilité du Programme. Toutefois, compte tenu des nombreuses questions soulevées dans le présent dossier, le Distributeur veillera, dans le cadre d'une autre demande, dans la mesure où cela s'avérerait nécessaire pour la prise de décision, à expliquer davantage l'attribution de ces coûts évités »¹²¹.

[223] La Régie en conclut que le Distributeur n'a pas démontré de manière prépondérante que le Programme permettra d'éviter des coûts en infrastructure de transport et de distribution ou quels montants doivent être inclus à l'analyse de rentabilité.

[224] La Régie constate que les coûts évités de transport et de distribution pris en compte par le Distributeur dans son analyse sont d'une ampleur importante au présent dossier et qu'une preuve étoffée au soutien de ces coûts est nécessaire à l'appréciation du Programme.

[225] Pour les motifs énoncés ci-dessus, la Régie considère que la preuve au dossier est insuffisante pour conclure sur l'inclusion en totalité ou en partie des coûts évités de transport et de distribution dans l'analyse économique du Programme. Dans ces circonstances, elle accorde une valeur de 0 \$ à ces coûts évités dans le cadre d'analyse du TNT.

[226] Ces déterminations amènent la Régie à conclure que le Programme causerait une pression à la hausse sur les tarifs lorsque les coûts évités en transport et distribution sont exclus du calcul et que les coûts évités de fourniture de court terme sont utilisés jusqu'à l'hiver 2022-2023. En effet, en retranchant les coûts évités de transport et de distribution, la Régie estime que le Programme entraîne une augmentation des tarifs de l'ordre de 54,3 M\$ sur l'horizon 2025-2026¹²².

[227] Ce constat rejoint celui de l'ACEFO. De plus, cette augmentation tarifaire pourrait être supérieure si les charges liées à d'autres programmes de GDP, comme l'OÉI, devaient être revues à la hausse pour présenter une offre équivalente à celle du Programme.

¹²¹ Pièce [B-0058](#), p. 16, par. 90.

¹²² Pièce [B-0035](#), p. 4, tableau 2; VAN de la ligne 11 (153,4 M\$) – VAN de la ligne 9 (207,7 M\$) = -54,3 M\$.

[228] Par ailleurs, la Régie observe que la neutralité tarifaire du Programme pourrait être atteinte sur un horizon plus long d'analyse que celui du plan d'approvisionnement, soit 2026. Cependant, la preuve au dossier ne permet pas de confirmer cette affirmation.

[229] La Régie estime également qu'une optimisation de la valeur de l'appui financier du Programme, telle que traitée ci-après, pourrait assurer la neutralité tarifaire, voire exercer une pression à la baisse sur les tarifs.

5.3 OPTIMISATION DE L'APPUI FINANCIER

[230] Le Distributeur soutient que ce sont les caractéristiques du Programme, telles que présentées, qui doivent être considérées dans l'appréciation de ce dernier :

« 12. [...] Autrement dit, le présent dossier ne vise pas à définir un nouveau programme suivant les souhaits ou les suggestions des différents intervenants au dossier »¹²³.

[231] La Régie ne partage pas ce point de vue. Elle croit qu'il peut être pertinent de revoir certaines modalités si cette revue permet d'assurer la neutralité tarifaire du Programme.

[232] L'approche du Distributeur permet d'établir la valeur maximale de l'appui financier sur la base des coûts évités en puissance de long terme. Selon le Distributeur, tout appui financier offert sous cette borne maximale est justifié.

[233] La Régie considère plutôt que cette approche, bien qu'elle permette de remplir une condition nécessaire à l'approbation du Programme, ne constitue pas une condition suffisante à son approbation.

[234] Elle estime qu'une telle approche ne permet pas de déterminer si l'appui financier offre uniquement la rémunération suffisante pour mener à l'effacement visé par le Programme, tout en cherchant à minimiser ses coûts, dans l'intérêt de l'ensemble de la clientèle qui le paie. Autrement dit, cette approche ne permet pas de déterminer des tarifs justes et raisonnables.

¹²³ Pièce [B-0054](#), p. 3.

[235] Le Distributeur reconnaît que dans le cas de l'OÉI, il n'est pas nécessaire de verser le maximum d'appui financier à chaque catégorie de participants et pour chacune des mesures. Il suffit de verser l'appui financier nécessaire pour susciter l'intérêt de la clientèle :

« Les modalités actuelles des OÉI suscitent suffisamment d'intérêt chez les clients pour permettre au Distributeur de compter sur une contribution de l'ordre de 1 000 MW dans son bilan. À cet effet, le Distributeur rappelle que le potentiel des OÉI semble atteint. Dans ces conditions, le Distributeur ne voit aucune nécessité à bonifier l'appui financier offert par les OÉI.

Il est important de souligner qu'un traitement équitable des clients n'implique pas de verser l'aide financière maximale à chaque catégorie, pour chacune des mesures proposées par le Distributeur. Il s'agit plutôt de verser l'appui financier nécessaire pour susciter l'intérêt de la clientèle visée, et ce, dans un souci de minimisation des coûts, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle »¹²⁴.

[236] La Régie note également que dans son approche, le Distributeur semble traiter les différentes options et les programmes de GDP de façon distincte et isolée. Il affirme d'ailleurs :

« Finalement, la rentabilité des options tarifaires ou celles des programmes n'ont pas à être comparées entre elles »¹²⁵.

[237] La Régie juge, au contraire, qu'il est important de prendre en compte l'impact qu'un programme de GDP peut avoir sur les autres programmes et options tarifaires de GDP en ce qui a trait aux modalités et au niveau de la rétribution des kilowatts effacés. Bien que des différences importantes puissent être justifiées entre différents programmes et options de GDP, il importe de préserver une certaine cohérence entre eux, en conformité avec le principe de continuité tarifaire.

¹²⁴ Pièce [B-0015](#), p. 42.

¹²⁵ Pièce [B-0015](#), p. 42.

[238] La Régie constate que le montant de l'appui financier au Programme et ses modalités d'application se démarquent de ceux de l'OÉI et des options de crédit hivernal¹²⁶. Par exemple, pour un effacement lors d'événements de pointe critique totalisant 50 heures au cours d'un hiver, les participants recevraient 70 \$/kW au Programme contre 25 \$/kW à l'OÉI ou aux options de crédit hivernal.

[239] La Régie constate également que si le montant d'appui financier du Programme par kW effacé était offert à l'OÉI, la facture de l'OÉI augmenterait d'environ 56 M\$ par rapport au coût moyen de 14 M\$ pour les trois derniers hivers¹²⁷. Elle est donc préoccupée par les possibles conséquences qu'une analyse de la rentabilité du Programme, pris individuellement, pourraient avoir sur les coûts du portefeuille de moyens de gestion de la puissance.

[240] L'une des caractéristiques prédominantes du Programme est qu'il s'adresse à une large gamme de clientèle, couvrant les catégories des consommateurs domestiques (tarifs DM et DP avec une puissance maximale appelée (PMA) de 50 kW ou plus), des consommateurs aux tarifs généraux petite et moyenne puissance (tarifs G, G9 et M) et des consommateurs non industriels grande puissance (tarif LG avec puissance à facturer minimale (PFM) de 5 000 kW ou plus).

[241] La Régie constate qu'à l'hiver 2017-2018, les clients du tarif M représentaient 56 % des abonnements ou compteurs inscrits au Programme et 68 % de l'effacement, comptant pour 196 des 287 MW effacés durant l'hiver. L'ensemble des clients de petite et moyenne puissance comptait pour 79 % de l'effacement constaté et les clients grande puissance du tarif LG comptaient pour 21 %, soit 60 MW sur les 287 MW effacés¹²⁸.

TABLEAU 13

VENTILATION DES ABONNEMENTS PAR TARIFS

	2015-2016		2016-2017		2017-2018	
	Abonn.	MW	Abonn.	MW	Abonn.	MW
Tarifs DM et DP	25	1	53	3	74	4
Tarifs G et G9	67	2	495	16	753	28
Tarif M	78	13	648	137	1160	196
Tarif LG	13	10	49	27	70	60
Total	183	25	1245	183	2057	287

Source : Pièce [B-0015](#), p. 37.

¹²⁶ Dossier R-4057-2018 Phase 1, décision [D-2019-037](#), p. 9.

¹²⁷ Pièce [B-0015](#), p. 41.

¹²⁸ Pièce [B-0007](#), p. 8, tableau 2.

[242] La Régie note également que les 1 160 abonnements ou compteurs du tarif M participant au Programme représentent moins de 4 % des abonnements ou compteurs au tarif M.

[243] Par ailleurs, la Régie constate qu'au tarif LG, en excluant les réseaux municipaux, 34 % des abonnements ou des compteurs participent au Programme, soit un taux de participation huit fois plus élevé qu'au tarif M¹²⁹.

[244] Selon la FCEI, le fait qu'une large proportion de clients au tarif LG ait adhéré au Programme en seulement trois ans est une indication que l'appui financier pourrait être trop généreux¹³⁰.

[245] Appelé à estimer le potentiel de développement additionnel du Programme pour la catégorie de clientèle au tarif LG, le Distributeur indique :

« Sur la base des informations recueillies auprès de ses délégués commerciaux responsables des clients au tarif LG, le Distributeur estime le potentiel additionnel à environ 25 MW sur un horizon de cinq ans. Il ne dispose pas d'informations quant au nombre de compteurs associés à ce potentiel »¹³¹.

[246] Le Distributeur y voit un signe que l'appui financier n'est pas excessif¹³².

[247] La ventilation des réductions de puissance par strate de réduction montre que 87 % de l'effacement à l'hiver 2017-2018 au tarif M provient des niveaux de moins de 1 000 kW.

¹²⁹ Pièce [B-0038](#), p. 14, tableau R-4.1.

¹³⁰ Pièce [C-FCEI-0007](#), p. 10.

¹³¹ Pièce [B-0038](#), p. 11.

¹³² Pièce [B-0038](#), p. 15.

TABLEAU 14**VENTILATION DES COMPTEURS AU TARIF M
PAR NIVEAUX DE RÉDUCTION DE PUISSANCE**

	2015-2016		2016-2017		2017-2018	
	Comp.	MW	Comp.	MW	Comp.	MW
moins de 200 kW	58	4	447	28	831	45
de 200 à 500 kW	14	5	143	49	238	76
de 500 à 1 000 kW	6	4	36	26	72	50
de 1 000 à 2 000 kW	0	0	20	29	19	24
plus de 2 000 kW	0	0	2	5	0	0
Total	78	13	648	137	1 160	196

Source : Pièce [B-0015](#), p. 38.

TABLEAU 15**VENTILATION DES COMPTEURS AU TARIF LG
PAR NIVEAUX DE RÉDUCTION DE PUISSANCE**

	2015-2016		2016-2017		2017-2018	
	Comp.	MW	Comp.	MW	Comp.	MW
moins de 200 kW	4	0	18	1	31	2
de 200 à 500 kW	0	0	13	4	8	3
de 500 à 1 000 kW	5	4	11	10	10	9
de 1 000 à 2 000 kW	4	6	7	13	11	15
plus de 2 000 kW	0	0	0	0	10	32
Total	13	10	49	27	70	60

Source : Pièce [B-0015](#), p. 39.

[248] La Régie constate qu'à l'opposé, 78 % de l'effacement au tarif LG est dû aux strates de 1 000 à 2 000 kW et de plus de 2 000 kW, cette dernière strate regroupant 10 compteurs représentant 53 % de l'effacement au tarif LG.

[249] La preuve du Distributeur donne un portrait plus détaillé des clients participant au tarif LG. Parmi les 70 compteurs participants, la Régie note une prépondérance des édifices à bureaux (au nombre de 26) et des établissements d'enseignement (au nombre de 19).

TABLEAU 16
RÉPARTITION DES COMPTEURS PAR TYPES DE CLIENTS
HIVER 2017-2018

Type de clients	500 à 1 000 kW			1 000 à 2 000 kW			plus de 2 000 kW			Nb total de compteurs inscrits
	Comp.	MW	AF / fac. an. (%)	Comp.	MW	AF / fac. an. (%)	Comp.	MW	AF / fac. an. (%)	
Comm. de détail et entreprises de services	1	0,7	3%	1	1,3	5%	-	-	-	4
Édifices à bureaux	6	5,3	4%	3	4,4	7%	2	5,1	10%	26
Centres de données	-	-	-	1	1,1	3%	1	4,3	15%	3
Établissements d'enseignement	2	1,7	6%	3	4,0	3%	2	5,8	6%	19
Secteur de la santé	-	-	-	-	-	-	2	6,3	11%	4
Secteur industriel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Réseaux municipaux	-	-	0%	-	-	-	1	3,3	3%	6
Autres	1	0,9	9%	3	4,8	3%	2	6,9	12%	8
Total	10	8,6	5%	11	15,5	4%	10	31,5	8%	70

Source : Pièce [B-0038](#), p. 11.

[250] Tel qu'indiqué au tableau 16, au niveau actuel de 70 \$/kW, l'appui financier obtenu par les 31 compteurs responsables de 93 % de l'effacement au tarif LG représente un rabais de 3 à 15 % de la facture annuelle d'électricité des participants.

[251] La Régie constate que la strate d'effacement de plus de 2 000 kW représente 53 % de l'effacement au tarif LG. L'appui financier lié à cette strate équivaut en moyenne à 8 % de la facture annuelle contre seulement 4 à 5 % pour les strates de 1 000 à 2 000 kW et de 500 à 1 000 kW. Cette moyenne passe de 8 à 11 % si les réseaux municipaux sont exclus.

[252] Parmi la vaste gamme de participants du Programme, certains clients au tarif LG se démarquent donc par l'ampleur du bénéfice qu'ils tirent de leur effacement par compteur. À la lumière de ce constat, la Régie considère que la suggestion de la FCEI selon laquelle un appui financier uniforme n'est pas la méthode adéquate afin de maximiser la valeur du Programme est pertinente. Un appui financier dégressif, en fonction de la puissance, capterait probablement mieux le profil du prix de réserve de la clientèle¹³³.

[253] Dans son argumentation, le Distributeur estime qu'un appui financier dégressif serait susceptible d'avoir un impact à la baisse significatif de 50 % sur les résultats du Programme :

« 52. L'estimation du Distributeur est à l'effet qu'il y aurait un petit impact à la hausse pour les projets dont la réduction de puissance est inférieure à 200 kW, un très faible impact pour les projets entre 200 et 1 000 kW et un retrait complet des projets dont la réduction de puissance est supérieure à 1 000 kW. »

¹³³ Pièce [C-FCEI-0007](#), p. 11.

53. *Un appui financier dégressif ajouterait également une complexité et une lourdeur sur le plan de la gestion du Programme »¹³⁴.*

[254] La Régie ne partage pas cet avis. À la suite de l'examen des résultats apparaissant au tableau 16, elle n'est pas convaincue que beaucoup de clients de la strate d'effacement de 2 000 kW et plus refuseraient de participer au Programme si leur crédit était réduit de 50 % et ne représentait plus que 5,5 % de leur facture annuelle en moyenne, si on exclut les réseaux municipaux, et jusqu'à 7,5 % de leur facture pour certains participants, plutôt que 11 % en moyenne et jusqu'à 12 ou 15 % de la facture pour certains participants actuellement.

[255] Questionné sur la rentabilité, pour lui, de l'OÉI par rapport à celle du Programme, le Distributeur reconnaît également l'importance de considérer les économies potentielles :

« Les modalités des OÉI et du Programme ont été élaborées en fonction des spécificités propres à chacune des clientèles (par exemple, en matière de risques ou d'économies potentielles) et du niveau du service offert pour le Distributeur »¹³⁵.

[nous soulignons]

[256] La Régie considère que les arguments du Distributeur en faveur d'une distinction de l'offre aux clients du tarif L pour l'OÉI peuvent également s'appliquer au Programme. Il y a une grande différence entre des clients au tarif G ou de petits clients au tarif M (PMA \geq 50 kW) et les clients grande puissance au tarif LG (PFM \geq 5 000 kW).

[257] Selon la Régie, les modalités du Programme pourraient mieux tenir compte des spécificités propres à chaque catégorie de clientèle, notamment le niveau des économies d'échelle potentielles.

[258] À la demande de la Régie, le Distributeur a déposé une simulation, pour l'hiver 2017-2018, de l'application d'un modèle d'appui financier dégressif offrant, à titre illustratif, un appui financier de 80 \$ pour les premiers 200 kW d'effacement, 70 \$ pour les 300 kW suivants, diminuant progressivement jusqu'à 20 \$ le kW pour les effacements au-delà de 2 500 kW.

¹³⁴ Pièce [B-0054](#), p. 11.

¹³⁵ Pièce [B-0015](#), p. 42.

TABLEAU 17
APPUI FINANCIER POUR L'HIVER 2017-2018 SUR LA BASE DE L'APPUI FINANCIER
DÉGRESSIF PROPOSÉ PAR LA RÉGIE – ENSEMBLE DES COMPTEURS

Strates de réduction de puissance (kW)	Appui financier dégressif	Effacement des compteurs (kW)					Total
		0 à 200	200 à 500	500 à 1000	1000 à 2000	plus de 2000	
les premiers 200 kW	80 \$	5,6 M\$	4,1 M\$	1,4 M\$	0,5 M\$	0,2 M\$	11,8 M\$
entre 200 et 500 kW	70 \$		2,1 M\$	1,8 M\$	0,7 M\$	0,2 M\$	4,9 M\$
entre 500 kW et 1 000 kW	50 \$			1,0 M\$	0,8 M\$	0,3 M\$	2,0 M\$
de 1 000 kW à 2 500 kW	30 \$				0,3 M\$	0,4 M\$	0,7 M\$
plus de 2 500 kW	20 \$					0,1 M\$	0,1 M\$
Appui financier total		5,6 M\$	6,3 M\$	4,2 M\$	2,2 M\$	1,2 M\$	19,5 M\$
Écart entre l'appui dégressif et l'appui uniforme versé		14%	9%	-5%	-22%	-46%	-3%

Source : Extraits des tableaux R-1.1-A et R-1.2-B de la pièce [B-0046](#), p. 5 et 7.

[259] Les effacements de 500 kW et moins recevraient un appui supérieur selon cette hypothèse et les compteurs pour lesquels l'effacement est le plus important seraient négativement affectés. Ainsi, un effacement de 3 000 kW se traduirait, dans cet exemple, par un appui financier de 117 000 \$, soit de 39 \$ par kW. Un tel appui financier se situerait près du maximum offert à l'OÉI, dont l'appui financier varie entre 13,20 \$ et 40 \$ le kW selon le nombre d'heures d'effacement.

[260] Selon la Régie, un appui financier dégressif, plutôt qu'un appui financier uniforme, permettrait donc d'assurer une meilleure continuité entre les tarifs ou options tarifaires, l'un des grands principes tarifaires.

[261] La Régie constate, d'une part, qu'un appui financier de 20 \$ le kW pour la dernière tranche d'effacement au-delà de 2 500 kW aurait représenté, compte tenu des modalités d'application du Programme, une rétribution de 1,25 \$/kWh pour les 16 heures d'effacement de l'hiver 2015-2016, de 2,22 \$/kWh pour les 9 heures d'effacement de l'hiver 2016-2017 et de 0,80 \$/kWh pour les 25 heures d'effacement de l'hiver 2017-2018, soit l'équivalent d'un crédit hivernal de 1,42 \$/kWh en moyenne pour les trois premiers hivers du Programme. Ceci se compare favorablement aux options de crédit hivernal de 0,50 \$ le kWh offertes aux tarifs D et G.

[262] D'autre part, le Distributeur reconnaît que le niveau d'appui financier du Programme n'est pas le fruit d'une analyse fine des coûts réels pour les clients et qu'il résulte d'échanges entre lui, les partenaires du marché et les clients. Il indique également que l'appui financier n'est pas uniquement établi sur la base des coûts pour le client, mais

également sur celle des objectifs que souhaite atteindre le Distributeur. Il indique de plus qu'il est clair que le niveau d'appui financier doit être plus élevé que les coûts directs pour les participants, faute de quoi la participation serait nulle¹³⁶. Selon la Régie, ce dernier constat ne saurait justifier l'absence d'analyse des coûts encourus par les participants.

[263] Comme le souligne l'UC, le Distributeur ne dispose pas d'information sur la réalité des coûts des clients et n'a donc pu considérer objectivement ces coûts dans la fixation de la rémunération de 70 \$/kW¹³⁷.

[264] La Régie est d'avis qu'une meilleure connaissance des principaux coûts encourus par les participants au Programme constitue un intrant important à l'établissement d'un niveau d'appui financier adéquat, soit le niveau minimum nécessaire pour amener l'effacement visé par le Programme.

[265] Le Distributeur indique d'ailleurs en audience :

« [...] ce qui est proposé n'est absolument pas incohérent avec les principes tarifaires. De même que s'il y avait une option dégressive qui était retenue, ce ne serait pas non plus incohérent avec les principes tarifaires. Cette discrétion-là, on voit dans les différents types de tarifs différentes règles qui sont appliquées au niveau autant de la causalité des coûts que de la réalité commerciale du client.

Puis ce que je conclusais tantôt c'est de dire, mais comme on vous l'a dit quelques fois, nous n'avons pas une information de qualité sur la réalité des coûts des clients actuellement de la GDP, ce qui, selon nous, justifie encore plus de ne pas présumer que les plus gros, ça doit leur coûter moins cher et que ce serait donc approprié de faire un tarif dégressif »¹³⁸. [nous soulignons]

[266] La Régie constate que le Distributeur justifie notamment l'appui financier de 70 \$/kW par le fait que les participants au Programme doivent rentabiliser les investissements requis pour permettre l'effacement demandé par ce dernier. Or, le Distributeur ne possède pas de détails quant au niveau des investissements requis. Il utilise comme approximation le montant d'appui financier minimal de 10,50 \$/kW.

¹³⁶ Pièce [B-0015](#), p. 11 à 13.

¹³⁷ Pièce [C-UC-0016](#), p. 6.

¹³⁸ Pièce [A-0040](#), p. 141 et 142.

[267] La Régie juge qu'il est essentiel de justifier l'appui financier du Programme de façon distincte, selon qu'il s'agit de compenser les coûts annuels récurrents de participation de ceux visant l'installation d'équipements chez les participants. Ces investissements non récurrents ne devraient pas être récupérés à travers un appui financier récurrent, mais plutôt faire l'objet, par exemple, d'une subvention distincte en efficacité énergétique.

[268] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de réduire le montant moyen de l'appui financier au Programme, actuellement fixé à 70 \$/kW, d'un montant équivalent à la compensation pour le coût de l'installation d'équipements chez les participants, actuellement estimé à environ 10,50 \$/kW. Le Distributeur pourra proposer un programme commercial ou une intervention en efficacité énergétique afin d'inciter l'installation d'équipements nécessaires à la GDP chez les participants au Programme.

[269] Toute révision de l'appui financier et des modalités du Programme nécessite une meilleure connaissance de la contribution des principales mesures mises en œuvre pour permettre l'effacement observé au cours des trois derniers hivers. Puisque les coûts directs et indirects récurrents dépendent notamment des mesures mises en œuvre, une meilleure connaissance de ces dernières est souhaitable. Il importe de préciser, par exemple, dans quelle mesure les participants ont recours à des génératrices ou des chaudières à combustible afin d'estimer les coûts en carburant.

[270] La Régie demande au Distributeur d'effectuer un sondage/audit indépendant auprès des participants au Programme afin d'établir un portrait de la contribution des principales mesures ayant permis l'effacement réalisé par chacun des participants au cours des derniers hivers. Une évaluation des différents coûts directs encourus par ces derniers, liés aux effacements lors des événements de GDP, devra être fournie et présentée par types de clients, par tarifs et par niveaux de réduction de puissance. Le Distributeur devra présenter une indication de la distribution des résultats en fournissant les niveaux moyen, médian, minimum et maximum. Le Distributeur devra déposer les résultats de ce sondage/audit ainsi d'une nouvelle proposition d'appui financier dans le cadre de la phase 2 du présent dossier.

[271] La Régie considère qu'il est essentiel que le Distributeur s'assure que les modalités du Programme soient cohérentes avec les autres options tarifaires visant la gestion de la puissance. À cette fin, il importe particulièrement d'assurer une meilleure cohérence entre le Programme et l'OÉI en considérant, notamment, les économies d'échelle lorsque de plus grandes quantités de puissance sont effacées.

[272] **Le Distributeur devra déposer, dans le cadre de la phase 2 du présent dossier, une nouvelle proposition comprenant un appui financier dégressif tenant compte de la taille de la charge interrompue. Cette proposition d'appui dégressif devra s'harmoniser avec les crédits applicables à l'OÉI et l'option de crédit hivernal. À titre illustratif, l'appui financier pourrait être de 20 \$/kW pour la dernière strate de réduction de puissance.**

5.4 MODALITÉS DU PROGRAMME

5.4.1 RECOURS À DES COMBUSTIBLES FOSSILES

[273] Le Distributeur s'oppose à l'exclusion du recours à des combustibles fossiles à titre de modalité du Programme, puisqu'il soumet qu'il lui est impossible de déterminer quelles mesures sont employées par le client pour réduire sa puissance. Il soumet également qu'il n'est pas non plus possible de déterminer la réduction de puissance par mesures, puisqu'il n'y aurait aucun moyen pratique, dans le cadre de l'exploitation du Programme, de déterminer si des groupes électrogènes ont été utilisés ou non, l'énergie produite par ces groupes électrogènes n'étant pas mesurée par le compteur du client¹³⁹.

[274] Le Distributeur rappelle également que l'information fournie par les clients, lors de l'inscription, identifiant les moyens qu'ils comptent mettre en œuvre pour la réduction de puissance, n'est donnée qu'à titre indicatif. Dans les faits, les mesures réellement mises en œuvre peuvent être différentes de celles prévues lors de l'inscription et varier d'un événement de GDP à un autre au cours d'un même hiver¹⁴⁰.

[275] Le Distributeur soumet de plus que le fait de limiter le recours à des équipements utilisant l'énergie fossile aux seules chaudières affecterait le potentiel de réduction de puissance du Programme¹⁴¹.

¹³⁹ Pièce [B-0054](#), par. 71 à 73.

¹⁴⁰ Pièce [B-0054](#), par. 71 à 73.

¹⁴¹ Pièce [B-0015](#), p. 30.

[276] La Régie prend acte des motifs invoqués par le Distributeur pour ne pas exclure le recours à des combustibles fossiles dans le cadre du Programme. Puisqu'elle considère qu'il est important que le Programme atteigne son plein potentiel, elle ne juge pas opportun, pour le moment, d'exclure le recours à des équipements utilisant l'énergie fossile dans le cadre du Programme.

[277] Cependant, à l'instar de plusieurs intervenants, elle estime qu'il est souhaitable que le Distributeur envisage dès maintenant une alternative à l'utilisation systématique des groupes électrogènes dans le cadre du Programme.

5.4.2 MESURAGE DES KW EFFACÉS POUR LES PROFILS DE CONSOMMATION ATYPIQUE

[278] L'ASSQ considère que le calcul de l'appui financier pour les participants ayant un profil de consommation atypique pénalise les stations de ski, lorsque leur saison d'enneigement est terminée¹⁴². La Régie considère toutefois que la méthode de calcul, telle que décrite par le Distributeur lors de l'audience¹⁴³, permet de rémunérer les MW qui contribuent à la réduction de puissance de chaque événement de GDP. La rémunération qui en découle est donc cohérente avec la contribution des participants à la réduction de puissance des événements de GDP.

[279] La Régie constate que l'absence de consommation d'un participant qui n'est pas en activité lors de l'événement de GDP n'est effectivement pas le résultat d'efforts de sa part. Elle est donc d'avis qu'il est justifié que la rémunération d'un participant qui fait un effort à chaque événement de GDP soit plus élevée que celle d'un participant qui n'a pas à faire un tel effort pour réduire sa consommation lors de certains événements.

[280] La méthode de calcul de l'appui financier du Distributeur pour les participants ayant un profil de consommation atypique apparaît satisfaisante dans le contexte d'un programme visant à rémunérer un effort effectif de réduction de la consommation. Le fait qu'un client, qui fait le choix de ne pas s'effacer et qui contribue à la pointe, soit traité de façon identique, au niveau de la rémunération, qu'un client qui ne peut pas s'effacer parce qu'il ne consomme pas, résulte plutôt de la logique d'une tarification qui fait le choix de ne pas différencier le coût de l'électricité en période de pointe.

¹⁴² Pièce [C-ASSQ-0019](#), p. 6 et 7.

¹⁴³ Pièces [A-0042](#), p. 80 à 92, et [B-0049](#).

[281] Toutefois, la Régie note que l'article 1.2.5 du Guide du participant prévoit :

« 1.2.5 Non-contribution à un Événement de GDP

Si un Participant ne contribue pas à réduire la demande de puissance pour un compteur, relativement à deux Avis de GDP ou plus reçus au cours de la Période d'hiver, Hydro-Québec se réserve le droit de ne pas verser d'Appui financier pour la GDP relative à ce compteur du Projet »¹⁴⁴.

[282] La Régie se questionne sur l'application de cet article aux participants dont la non-contribution à la réduction de la consommation serait due à l'absence d'activités lors des événements de GDP. En effet, contrairement à un participant qui fait défaut de s'effacer, il n'est tout simplement pas possible pour le participant qui n'est pas en activité de réduire sa consommation. De plus, ce dernier a une consommation déjà réduite lors de ces événements, contrairement à un participant qui non seulement ne diminuerait pas sa consommation mais en aurait une plus élevée lors de l'événement de GDP. Il n'y a donc pas de raisons de pénaliser ces participants en leur refusant la rémunération des efforts qu'ils ont fait lors de certains événements de GDP de la période d'hiver.

[283] **La Régie demande donc au Distributeur, dans le Programme qu'il soumettra en phase 2, de préciser si le calcul de l'appui financier pour les participants ayant un profil de consommation atypique est toujours celui décrit lors de l'audience de la présente phase et de considérer la possibilité de décrire cette méthode dans le Guide du participant. Enfin, elle lui demande d'indiquer, dans le cadre de la phase 2 du présent dossier, si la non-contribution des participants qui ne seraient pas en activité au moment d'événements de GDP pourrait mener à l'application de l'article 1.2.5 du Guide du participant et de justifier, le cas échéant, son application.**

[284] En ce qui a trait aux centres de ski, la Régie note que leur réduction de puissance a été, pour 2017-2018, à un niveau de 14 MW, soit environ 5 % du total de 287 MW¹⁴⁵. La Régie est d'avis qu'une telle proportion atténue les préoccupations soulevées par l'UC relatives à l'optimalité du service que peut rendre cette industrie à l'égard des besoins du Distributeur¹⁴⁶.

¹⁴⁴ Pièce [B-0007](#), Guide du participant, p. 9.

¹⁴⁵ Pièce [C-ASSQ-0008](#), p. 10.

¹⁴⁶ Pièce [C-UC-0016](#), p. 7.

[285] **La Régie demande au Distributeur de présenter un suivi de la proportion de participants auxquels il a appliqué la méthode adaptée pour les consommations atypiques. Elle lui demande de fournir cette information dans le cadre de la phase 2 du présent dossier.**

5.5 RÉMUNÉRATION DES DÉPASSEMENTS DE LA PUISSANCE EFFACÉE PAR RAPPORT À LA DÉCLARATION EN DÉBUT D'HIVER

[286] Dans le cadre de l'ordonnance de sauvegarde D-2019-092, la Régie a considéré que les précisions du Distributeur fournies à la suite de la décision D-2018-113 atténuent suffisamment le risque de double rémunération. Par conséquent, elle a levé les restrictions prévues à la décision D-2018-113 relatives à la participation au Programme et au montant de l'appui financier octroyé¹⁴⁷. La Régie est toujours d'avis qu'il est approprié de rémunérer les MW réellement effacés.

[287] Bien que la Régie ait considéré que les précisions du Distributeur atténuent les risques de double paiement des MW, elle considère que la preuve au dossier ne permet pas de constater que le risque de double rémunération est entièrement éliminé¹⁴⁸. En effet, la preuve au dossier ne couvre que trois années d'écarts, dont une année de faible participation, une année avec un écart significatif, mais qui correspond à une année de forte progression du Programme, et une année présentant un écart de 27 MW¹⁴⁹.

[288] Dans les circonstances, la Régie estime qu'il est approprié d'effectuer un suivi. **Elle demande ainsi au Distributeur, dans le cadre de la phase 2 du présent dossier, de mettre à jour l'équivalent du tableau E-7¹⁵⁰.**

¹⁴⁷ Décision [D-2019-092](#), p. 8.

¹⁴⁸ Pièce [B-0038](#), p. 4, R1.1.

¹⁴⁹ Pièce [B-0050](#), p. 3.

¹⁵⁰ Pièce [B-0050](#), p. 3.

5.6 MÉTHODE DE DÉTERMINATION DU MAFM EN CAS D'ABSENCE D'APPEL À LA GDP

[289] La formule actuelle de rémunération des participants qui ne seraient pas appelés à s'effacer lors d'un hiver, telle que décrite à la section 2.1.1 du Guide du participant, est basée sur la puissance maximale enregistrée du compteur de l'abonné et non sur la puissance déclarée comme pouvant être effacée dans l'entente contractuelle. Cette section prévoit ce qui suit :

Si Hydro-Québec ne transmet aucun Avis de GDP au cours de la Période d'hiver 2017-2018, un montant d'Appui financier minimal (MAFM) sera versé au Participant. Ce montant correspondra au moindre des deux montants suivants :

$$\text{MAFM} = 15 \% \times \text{puissance maximale enregistrée} * \times 70 \$$$

ou

$$\text{MAFM} = 20\ 000 \$$$

*Puissance maximale enregistrée par le ou les compteurs associés au Projet pour la Période d'hiver 2017-2018.

[290] Selon la Régie, cette formule contient des incongruités dans certaines situations. Plus particulièrement, les participants qui s'engagent contractuellement à effacer une puissance, dont le ratio par rapport à leur puissance maximale enregistrée en tant qu'abonné est inférieur au ratio de 15 % entre les deux valeurs de rémunération (10,50 \$/70 \$), reçoivent un montant supérieur s'ils ne sont pas appelés à s'effacer que s'ils font l'effort de s'effacer en période de pointe.

[291] La situation n'est pas corrigée par le plafond de 20 000 \$ du MAFM pour les participants consommant moins de 2 MW. La clause 1.1.2 c) du Guide du participant, prévoyant la possibilité d'exclure les participants estimant ne pas pouvoir effacer plus de 10 % de l'appel maximal enregistré par leur compteur, ne corrige pas non plus la situation des participants s'engageant à effacer entre 10 et 15 % de leur appel maximum de puissance.

[292] En raison des problèmes évoqués ci-dessus, la Régie demande au Distributeur de modifier, dans le cadre de la phase 2 du présent dossier, le Guide du participant du Programme pour corriger la situation voulant que certains participant reçoivent, via le MAFM, un montant plus élevé en n'étant pas sollicités pour s'effacer à la pointe que s'ils devaient faire l'effort de le faire.

6. FRAIS DES INTERVENANTS

[293] En vertu de l'article 36 de la Loi, la Régie peut ordonner au Distributeur de payer des frais aux personnes dont elle juge la participation utile à ses délibérations.

[294] Le *Guide de paiement des frais 2012*¹⁵¹ (le Guide) ainsi que le *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*¹⁵² encadrent les demandes de paiement des frais que la Régie peut payer ou ordonner de payer, sans limiter son pouvoir discrétionnaire de juger de l'utilité de la participation des intervenants à ses délibérations et du caractère nécessaire et raisonnable des frais réclamés.

[295] La Régie évalue le caractère nécessaire et raisonnable des frais réclamés ainsi que l'utilité des interventions en tenant compte des critères prévus aux articles 15 et 16 du Guide. Elle s'appuie également sur les normes et barèmes fixés aux articles 22 à 31 du Guide.

[296] Le remboursement des taxes est effectué en fonction du statut fiscal de chaque intervenant.

[297] Enfin, la Régie prend en considération les paiements de frais intérimaires octroyés dans sa décision D-2019-092.

[298] La Régie constate que les montants réclamés par la majorité des intervenants sont plus élevés que les budgets soumis au début du dossier. Toutefois, elle reconnaît que le déroulement du dossier a été plus long que prévu, notamment en raison du dépôt de compléments de preuve du Distributeur et de journées d'audiences interlocutoires, ce qui a exigé des efforts supplémentaires de la part des intervenants.

[299] La Régie juge que les participations de l'ACEFO, l'ACEFQ, de l'AHQ-ARQ, de l'AQCIE-CIFQ, de l'ASSQ, de la FCEI, du GRAME, du RNCREQ et de l'UC ont été utiles à ses délibérations et que les frais réclamés par ces intervenants sont raisonnables, compte tenu des enjeux traités. Elle leur octroie ainsi la totalité des frais réclamés et jugés admissibles.

¹⁵¹ [Guide de paiement des frais 2012](#).

¹⁵² [RLRQ, c. R-6.01, r. 4.1](#).

[300] Par ailleurs, la Régie estime que la preuve du ROEÉ traite trop sommairement de certains enjeux au dossier et qu'une partie de son intervention était hors contexte. SÉ, quant à elle, a fait des démonstrations limitées sur certains enjeux annoncés en début de dossier. Pour ces motifs, la Régie évalue que la participation de ces deux intervenants a été partiellement utile et leur accorde des frais de 30 000 \$ chacun.

[301] En conséquence, la Régie présente au tableau suivant, pour chacun des intervenants, les frais réclamés, admissibles et octroyés, les montants déjà payés et ceux restant à payer.

TABLEAU 18

Intervenants	Frais réclamés	Frais admissibles	Frais déjà accordés dans D-2019-092	Montant total accordé	Montant restant à payer
	\$	\$	\$	\$	\$
ACEFO	26 822,79	26 822,79	13 411,40	26 822,79	13 411,39
ACEFQ	39 994,06	38 047,75	19 997,03	38 047,75	18 050,72
AHQ-ARQ	37 891,13	37 891,13	18 945,57	37 891,13	18 945,56
AQCIE-CIFQ	33 970,56	33 970,56	16 985,28	33 970,56	16 985,28
ASSQ	14 497,25	14 497,25	7 248,63	14 497,25	7 248,62
FCEI	46 571,09	46 571,09	23 285,55	46 571,09	23 285,54
GRAMÉ	27 642,03	27 642,03	13 821,02	27 642,03	13 821,01
RNCREQ	38 333,93	38 333,93	19 166,97	38 333,93	19 166,96
ROEÉ	36 906,83	36 906,83	18 453,42	30 000,00	11 546,58
SÉ	39 744,72	39 744,72	19 872,30	30 000,00	10 127,70
UC	23 579,43	23 297,12	11 789,72	23 297,12	11 507,40
SOMMAIRE	365 953,82	363 725,20	182 976,89	347 073,65	164 096,76

[302] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la demande du Distributeur;

DÉCIDE que le Programme, dans sa mise en œuvre actuelle, constitue une offre tarifaire optionnelle et qu'il doit respecter les caractéristiques inhérentes à cette catégorie réglementaire;

RETIENT, pour l'appréciation de la neutralité tarifaire du Programme :

- l'horizon d'examen du plan d'approvisionnement 2017-2026,

- un coût évité de fourniture en puissance de court terme pour la période de 2018-2019 à 2022-2023 et de long terme pour la période de 2023-2024 à 2025-2026,
- la valeur de 0 \$ pour les coûts évités de transport et de distribution de l'analyse du TNT,
- que la valeur de l'appui financier a un effet significatif sur la neutralité tarifaire;

ESTIME que le Programme entraîne une augmentation des tarifs de l'ordre de 54,3 M\$ sur l'horizon 2025-2026 et qu'une optimisation de la valeur de l'appui financier du Programme, tel qu'exprimé à la section 5.3, devrait assurer la neutralité tarifaire;

CRÉE une phase 2 au dossier pour procéder à l'examen d'une nouvelle option tarifaire, basée sur les caractéristiques du Programme reconnues par la présente décision;

DEMANDE au Distributeur de soumettre, au plus tard le **27 février 2020 à 12 h**, une preuve comprenant :

- la proposition tarifaire, précisant les modalités tarifaires et le texte des tarifs de la nouvelle offre tarifaire optionnelle,
- les résultats du sondage/audit indépendant auprès des participants au Programme, précisé à la section 5.2,
- une nouvelle proposition d'appui financier dégressif tenant compte de la taille de la charge interrompue, harmonisée avec les crédits applicables à l'OÉI et l'option de crédit hivernal,
- la réduction du montant moyen de l'appui financier au Programme de la valeur estimée correspondant à la compensation du coût d'installation d'équipements chez les participants, laquelle pouvant être assortie d'une offre commerciale ou d'une IEÉ incitant l'installation d'équipements nécessaires à la GDP chez les participants,
- un suivi de la participation des clients à profil de consommation atypique, tel que précisé à la section 5.4.2 et du calcul de l'appui financier applicable à ces participants,
- une mise à jour de l'équivalent du tableau E-7 de la pièce B-0005,
- la mise à jour du Guide du participant, comprenant, notamment, la correction demandée pour éviter un avantage indu, via le MAMF, dans la compensation des participants non sollicités aux événements GDP;

ORDONNE au Distributeur de payer aux intervenants, dans un délai de 30 jours, les montants octroyés au tableau 18 de la présente décision;

ORDONNE au Distributeur de se conformer à tous les autres éléments décisionnels de la présente décision.

Lise Duquette
Régisseur

François Émond
Régisseur

Esther Falardeau
Régisseur

ANNEXE 1

Annexe 1 (1 page)

L. D. _____

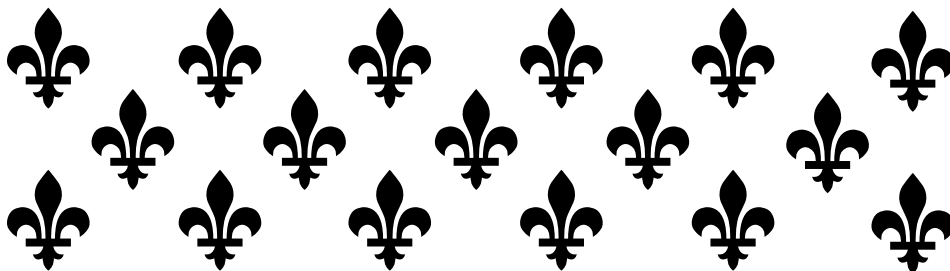
F. É. _____

E. F. _____

LISTE DES ACRONYMES

CÉR	compte d'écarts et de reports
DDR	demande de renseignements
GDP	gestion de la demande en puissance
GES	gaz d'émission à effet de serre
IEÉ	interventions en efficacité énergétique
MAFM	montant d'appui financier minimal
NPCC	Northeast Power Coordinating Council Inc.
OÉI	option d'électricité interruptible
PFM	puissance à facturer minimale
PMA	puissance maximale appelée
PTÉ	potentiel technico-économique
SPEDE	système de plafonnement et d'échange de droits d'émission
TCTR	test du coût total en ressources
TNT	test de neutralité tarifaire
TP	test du participant
VAN	valeur actuelle nette

Pièce P-10



ASSEMBLÉE NATIONALE DU QUÉBEC

PREMIÈRE SESSION

QUARANTE-DEUXIÈME LÉGISLATURE

Projet de loi n° 34
(2019, chapitre 27)

**Loi visant à simplifier le processus
d'établissement des tarifs de
distribution d'électricité**

**Présenté le 12 juin 2019
Principe adopté le 10 octobre 2019
Adopté le 8 décembre 2019
Sanctionné le 8 décembre 2019**

**Éditeur officiel du Québec
2019**

NOTES EXPLICATIVES

Cette loi apporte des modifications concernant les tarifs de distribution d'électricité et diverses obligations imposées à Hydro-Québec ou à la Régie de l'énergie.

La loi modifie d'abord la Loi sur Hydro-Québec afin de prévoir qu'à compter du 1^{er} avril 2020 les tarifs de distribution d'électricité seront ceux prévus à l'annexe I de cette loi. Elle prévoit également que, sauf exceptions, pour les quatre années suivant celle où les tarifs sont fixés, les prix de ceux-ci seront indexés. Enfin, la loi indique que les tarifs de distribution d'électricité devront être publiés sur le site Internet d'Hydro-Québec et à la Gazette officielle du Québec.

La loi modifie ensuite la Loi sur la Régie de l'énergie pour prévoir qu'Hydro-Québec devra demander à la Régie de l'énergie de fixer de nouveaux tarifs de distribution d'électricité ou de modifier les tarifs existants, tous les cinq ans. Elle permet également à Hydro-Québec de demander à la Régie de l'énergie, au cours de cette période de cinq ans, de fixer un nouveau tarif ou de modifier un tarif existant, seulement dans la mesure où certaines circonstances le justifient et que le gouvernement a pris un décret indiquant ses préoccupations à l'égard de la demande.

La loi retire par ailleurs les obligations pour Hydro-Québec de faire autoriser par la Régie de l'énergie les projets d'investissement en infrastructures et les autres initiatives de réorganisation du réseau de distribution d'électricité et de lui soumettre pour approbation ses programmes commerciaux. Elle retire également l'obligation imposée à la Régie de l'énergie d'établir un mécanisme de réglementation incitative assurant la réalisation de gains d'efficience par le distributeur d'électricité et le transporteur d'électricité. Elle oblige de plus Hydro-Québec à transmettre annuellement à la Régie de l'énergie des renseignements qui sont énumérés dans la loi.

La loi prévoit enfin des dispositions de concordance, pénales et transitoires, notamment une disposition qui oblige Hydro-Québec, les réseaux municipaux d'électricité et la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville à accorder, avant le 1^{er} avril 2020, un rabais sur les tarifs auxquels l'électricité est distribuée.

LOIS MODIFIÉES PAR CETTE LOI :

- Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5);
- Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01);
- Loi sur les systèmes municipaux et les systèmes privés d'électricité (chapitre S-41).

Projet de loi n° 34

LOI VISANT À SIMPLIFIER LE PROCESSUS D'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

LE PARLEMENT DU QUÉBEC DÉCRÈTE CE QUI SUIT :

LOI SUR HYDRO-QUÉBEC

1. L'article 22.0.1 de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5) est modifié :

1° par le remplacement du premier alinéa par le suivant :

«Les tarifs auxquels l'électricité est distribuée par la Société sont ceux prévus à l'annexe I. Les tarifs sont composés de l'ensemble des prix, de leurs conditions d'application et des modalités de calcul applicables à la facturation de l'électricité et des services fournis par la Société. »;

2° par l'insertion, dans le deuxième alinéa et après « malgré le », de « premier alinéa et le ».

2. Cette loi est modifiée par l'insertion, après l'article 22.0.1, des suivants :

«**22.0.1.1.** Les prix des tarifs prévus à l'annexe I sont indexés de plein droit, au 1^{er} avril de chaque année, selon le taux correspondant à la variation annuelle de l'indice moyen d'ensemble, pour le Québec, des prix à la consommation, sans les boissons alcoolisées, les produits du tabac et le cannabis récréatif, pour la période de 12 mois qui se termine le 30 septembre de l'année qui précède celle pour laquelle ces prix doivent être indexés, à l'exception des prix du tarif L, des crédits d'alimentation en moyenne ou en haute tension et du rajustement pour pertes de transformation, lesquels sont indexés selon la formule $A \times [1 + B]$.

Dans la formule prévue au premier alinéa, la lettre A représente, selon le cas, les prix du tarif L, les crédits d'alimentation en moyenne ou en haute tension ou le rajustement pour pertes de transformation en date du 31 mars précédant l'indexation et la lettre B représente le taux correspondant à la variation annuelle de l'indice moyen d'ensemble, pour le Québec, des prix à la consommation, sans les boissons alcoolisées, les produits du tabac et le cannabis récréatif, pour la période de 12 mois qui se termine le 30 septembre de l'année qui précède celle pour laquelle les prix du tarif L, les crédits d'alimentation en moyenne ou en haute tension et le rajustement pour pertes de transformation doivent être indexés, multiplié, le cas échéant, par un taux

en cas d'inflation ou un taux en cas de déflation qui permet le maintien de la compétitivité du tarif L, lequel est déterminé par la Régie de l'énergie au 1^{er} avril de chaque année. Ce taux est déterminé à partir des renseignements transmis à la Régie en vertu de l'article 75.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) ainsi que des renseignements et des documents communiqués lors de la fixation ou de la modification des tarifs auxquels l'électricité est distribuée prévue à l'article 48 de cette loi. Lorsqu'elle détermine le taux applicable, la Régie doit notamment tenir compte du principe d'interfinancement entre les tarifs. La Régie publie ce taux sur son site Internet.

Malgré le premier alinéa, le prix d'un tarif n'est pas indexé :

1° l'année où la Régie fixe ou modifie les tarifs en vertu de l'article 48.2 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01);

2° l'année où la Régie modifie le prix de ce tarif au 1^{er} avril de cette année en vertu de l'article 48.3 de la Loi sur la Régie de l'énergie;

3° l'année suivant celle où, après le 1^{er} avril, la Régie a fixé ou modifié le prix de ce tarif en vertu des articles 48.3 et 48.4 de la Loi sur la Régie de l'énergie.

La Régie publie à la *Gazette officielle du Québec* l'annexe modifiée à la suite de l'indexation prévue au présent article. À partir de cette publication, le ministre de la Justice assure la mise à jour des tarifs prévus à l'annexe I au Recueil des lois et des règlements du Québec.

«**22.0.1.2.** La Société publie sur son site Internet les tarifs auxquels l'électricité est distribuée prévus à l'annexe I. ».

3. L'article 26 de cette loi est modifié par l'insertion, après « tarif », de « prévu à l'annexe I ou ».

4. Cette loi est modifiée par l'ajout, à la fin, de l'annexe suivante :

« ANNEXE I
« (Article 22.0.1) »

« TARIFS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ »

Les composantes des tarifs, autres que celles prévues à la présente annexe, sont celles approuvées par la Régie de l'énergie dans ses décisions D-2019-037 du 22 mars 2019, D-2019-129 du 23 octobre 2019 et D-2019-145 du 12 novembre 2019.

Tarif	Description	Prix
D	Frais d'accès au réseau par jour	40,64 ¢
	40 premiers kWh par jour	6,08 ¢
	Reste de l'énergie	9,38 ¢

DP	Premiers 1 200 kWh par mois	5,88 ¢
	Reste de l'énergie	8,94 ¢
	Prime de puissance, été (> 50 kW)	4,59 \$
	Prime de puissance, hiver (> 50 kW)	6,21 \$
	Minimum par mois – monophasée	12,18 \$
	Minimum par mois – triphasée	18,27 \$
DM	Frais d'accès au réseau par jour par multiplicateur	40,64 ¢
	40 premiers kWh par jour par multiplicateur	6,08 ¢
	Reste de l'énergie	9,38 ¢
	Prime de puissance (> 50 kW ou 4 kW × multiplicateur)	6,21 \$
DT	Frais d'accès au réseau par jour par multiplicateur	40,64 ¢
	Prix de l'énergie: T° ≥ -12 °C ou -15 °C	4,37 ¢
	Prix de l'énergie: T° < -12 °C ou -15 °C	25,55 ¢
	Prime de puissance (> 50 kW ou 4 kW × multiplicateur)	6,21 \$
Électricité additionnelle – Photosynthèse	Prix plancher (¢/kWh): prix moyen au tarif M (2 ^e tranche) à 25 kV et 100 % de FU	5,59 ¢
Option de crédit hivernal – Tarif D	Crédit pour l'énergie effacée (par kWh)	50,00 ¢
Flex D	Frais d'accès au réseau par jour	40,64 ¢
	En période d'hiver:	
	40 premiers kWh par jour, en dehors des événements de pointe critique	4,28 ¢
	Reste de l'énergie, en dehors des événements de pointe critique	7,36 ¢
	Énergie consommée pendant les événements de pointe critique	50,00 ¢
	En période d'été:	
	40 premiers kWh par jour	6,08 ¢
Reste de l'énergie	9,38 ¢	
G	Frais d'accès au réseau par mois	12,33 \$
	Prime de puissance (> 50 kW)	17,64 \$
	15 090 premiers kWh par mois	9,90 ¢
	Reste de l'énergie	7,62 ¢
	Minimum par mois – monophasée	12,33 \$
	Minimum par mois – triphasée	36,99 \$

G courte durée	Majoration des frais d'accès au réseau et du montant mensuel minimal	12,33 \$
	Majoration de la prime de puissance mensuelle en période d'hiver	6,03 \$
Activités d'hiver	Indice de référence au 31 mars 2006: 1,08 Majoration de 2 % au 1 ^{er} avril de chaque année à compter de 2006	
Option de crédit hivernal – Tarif G	Crédit pour l'énergie effacée (par kWh)	50,00 ¢
Flex G	Frais d'accès au réseau par mois	12,33 \$
	En période d'hiver :	
	Énergie consommée en dehors des événements de pointe critique	8,26 ¢
	Énergie consommée pendant les événements de pointe critique	50,00 ¢
	En période d'été :	
	Énergie consommée	9,90 ¢
Minimum par mois – monophasée	12,33 \$	
Minimum par mois – triphasée	36,99 \$	
M	Prime de puissance	14,58 \$
	210 000 premiers kWh par mois	5,03 ¢
	Reste de l'énergie	3,73 ¢
	Minimum par mois – monophasée	12,33 \$
	Minimum par mois – triphasée	36,99 \$
M courte durée	Majoration du montant mensuel minimal	12,33 \$
	Majoration de la prime de puissance mensuelle en période d'hiver	6,03 \$
Tarif pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs – Moyenne puissance	Prix de l'énergie au-delà du seuil de 5 % en période de restriction	50,00 ¢
	Prix de l'énergie pour toute consommation au-delà de ou autre que la consommation autorisée	15,00 ¢
G9	Prime de puissance	4,23 \$
	Prix de l'énergie	10,08 ¢
	Minimum par mois – monophasée	12,33 \$
	Minimum par mois – triphasée	36,99 \$
	Majoration pour mauvais facteur de puissance	10,35 \$
G9 courte durée	Majoration du montant mensuel minimal	12,33 \$
	Majoration de la prime de puissance mensuelle en période d'hiver	6,03 \$

GD	Prime de puissance	5,28 \$
	Prix de l'énergie, été	6,25 ¢
	Prix de l'énergie, hiver	15,51 ¢
	Minimum par mois – monophasée	12,33 \$
	Minimum par mois – triphasée	36,99 \$
Rodage de nouveaux équipements – Moyenne puissance	Majoration de 4 % du prix moyen	
Essais d'équipements – Moyenne puissance	Multiplicateur (par kWh)	10,00 ¢
Électricité interruptible – Moyenne puissance	Option I:	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver (par kW)	13,00 \$
	Crédit nominal variable pour chacune des 20 premières heures d'interruption (par kWh)	20,00 ¢
	Crédit nominal variable pour chacune des 20 heures d'interruption suivantes (par kWh)	25,00 ¢
	Crédit nominal variable pour chacune des 60 heures d'interruption subséquentes (par kWh)	30,00 ¢
	Option II:	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver (par kW)	9,10 \$
Crédit nominal variable pour chaque heure d'interruption (par kWh)	20,00 ¢	
Électricité interruptible – Moyenne puissance	Option I:	
	Pénalité (par kW)	1,25 \$
	Option II:	
Pénalité (par kW)	0,50 \$	
Électricité additionnelle – Moyenne puissance	Prix plancher (¢/kWh) : prix moyen au tarif M (2 ^e tranche) à 25 kV et 100 % de FU	5,59 ¢
Tarif de relance industrielle – Moyenne puissance	Prix plancher (¢/kWh) : prix de la 2 ^e tranche d'énergie du tarif M	3,73 ¢
BR	Consommation associée aux 50 premiers kW de puissance maximale appelée (par kWh)	11,04 ¢
	Consommation associée à la puissance maximale appelée excédant 50 kW (par kWh)	20,69 ¢
	Reste de l'énergie consommée (par kWh)	16,27 ¢
	Minimum par mois – monophasée	12,33 \$
	Minimum par mois – triphasée	36,99 \$

Flex M	Prime de puissance	14,58 \$
	En période d'hiver :	
	Énergie consommée en dehors des événements de pointe critique	3,17 ¢
	Énergie consommée pendant les événements de pointe critique	50,00 ¢
	En période d'été :	
	210 000 premiers kWh par mois	5,03 ¢
	Reste de l'énergie	3,73 ¢
Minimum par mois – monophasée	12,33 \$	
Minimum par mois – triphasée	36,99 \$	
Flex G9	Prime de puissance	4,23 \$
	En période d'hiver :	
	Énergie consommée en dehors des événements de pointe critique	8,10 ¢
	Énergie consommée pendant les événements de pointe critique	50,00 ¢
	En période d'été :	
	Énergie consommée	10,08 ¢
	Minimum par mois – monophasée	12,33 \$
	Minimum par mois – triphasée	36,99 \$
	Majoration pour mauvais facteur de puissance	10,35 \$
L	Prime de puissance	12,90 \$
	Prix de l'énergie	3,28 ¢
	Prime de dépassement quotidienne	7,56 \$
	Prime de dépassement mensuelle	22,68 \$
LG	Prime de puissance	13,26 \$
	Prix de l'énergie	3,46 ¢
Tarif pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs – Grande puissance	Prix de l'énergie au-delà du seuil de 5 % en période de restriction	50,00 ¢
	Prix de l'énergie pour toute consommation au-delà de ou autre que la consommation autorisée	15,00 ¢
H	Prime de puissance	5,31 \$
	Énergie : autre que jours de semaine en hiver	5,36 ¢
	Énergie : jours de semaine en hiver	18,08 ¢
LD (option ferme)	Prime de puissance	5,31 \$
	Énergie : autre que jours de semaine en hiver	5,36 ¢
	Énergie : jours de semaine en hiver	18,08 ¢

LD (option non ferme)	Prime de puissance par jour – interruptions planifiées	0,53 \$
	Prime de puissance par jour – interruptions non planifiées	1,06 \$
	Prix de l'énergie	5,36 ¢
	Maximum par mois – prime de puissance	5,31 \$
LD (option non ferme)	Prix par kWh consommé sans autorisation	50,00 ¢
Rodage de nouveaux équipements (12 périodes ou plus)	Majoration maximale du prix moyen : 4 %	
	Majoration minimale du prix moyen : 1 %	
Rodage de nouveaux équipements (moins de 12 périodes)	Majoration de 4 % du prix moyen	
Rodage de nouveaux équipements	Prix par kWh consommé sans autorisation	50,00 ¢
Essais d'équipements – Grande puissance	Multiplicateur (par kWh)	10,00 ¢
LP	Redevance annuelle	1 000 \$
LP	Prix par kWh consommé sans autorisation	50,00 ¢
Électricité interruptible – Grande puissance	Option I:	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver (par kW)	13,00 \$
	Crédit nominal variable pour chacune des 20 premières heures d'interruption (par kWh)	20,00 ¢
	Crédit nominal variable pour chacune des 20 heures d'interruption suivantes (par kWh)	25,00 ¢
	Crédit nominal variable pour chacune des 60 heures d'interruption subséquentes (par kWh)	30,00 ¢
	Option II:	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver (par kW)	6,50 \$
Crédit nominal variable pour chaque heure d'interruption (par kWh)	20,00 ¢	

Électricité interruptible – Grande puissance	Option I:	
	Pénalité (par kW)	1,25 \$
	Montant pour calcul de la pénalité maximale (par kW)	5,00 \$
	Option II:	
	Pénalité (par kW)	0,60 \$
	Montant pour calcul de la pénalité maximale (par kW)	2,50 \$
Électricité additionnelle – Grande puissance	Prix plancher (¢/kWh) : prix moyen au tarif L à 120 kV et 100 % de FU	4,67 ¢
Électricité additionnelle – Grande puissance	Prix du kWh au-delà de la référence en période de restriction	50,00 ¢
Tarif de développement économique	Réduction tarifaire initiale de 20 %	
Tarif de relance industrielle – Grande puissance	Prix plancher (¢/kWh) : prix de l'énergie du tarif L	3,28 ¢
Tarif de relance industrielle – Grande puissance	Prix du kWh au-delà de la référence en période de restriction	50,00 ¢
DN	Frais d'accès au réseau par jour par multiplicateur	40,64 ¢
	40 premiers kWh par jour par multiplicateur	6,08 ¢
	Reste de l'énergie	41,43 ¢
	Prime de puissance (> 50 kW ou 4 kW × multiplicateur)	6,21 \$
G, G9, M, MA réseaux autonomes	Pénalité sur l'énergie	78,31 ¢
Tarif MA – Structure	Centrale au diesel lourd (par kW au-delà de 900 kW)	31,41 \$
	Centrale au diesel lourd (par kWh au-delà de 390 000 kWh) (21,70 ¢ par kWh)	
	Autres cas (par kW au-delà de 900 kW)	61,71 \$
	Autres cas (par kWh au-delà de 390 000 kWh) (42,69 ¢ par kWh)	

Tarif MA – Révision des prix de l'énergie	A – Centrale au diesel lourd – coût d'entretien et d'exploitation (par kWh)	2,79 ¢
	B – Centrale au diesel lourd – coût de l'énergie établi pour 2006 (11,57 ¢ par kWh)	
	C – Prix moyen du diesel n° 6 (2 % s) pour la région de Montréal	variable
	D – Prix moyen de référence du diesel lourd n° 6 (2 % s) (58,20 \$ par baril)	
	E – Autres cas – coût d'entretien et d'exploitation (par kWh)	2,79 ¢
	F – Autres cas – coût de l'énergie établi pour 2006 (26,44 ¢ par kWh)	
	G – Prix moyen du diesel n° 1 pour la région de Montréal	variable
	H – Prix moyen de référence du diesel n° 1 (61,51 ¢ par litre)	
Mesurage net pour autoproducteur – Option III	Prix pour l'électricité injectée – centrale au mazout lourd (par kWh)	17,00 ¢
	Prix pour l'électricité injectée – centrale au diesel léger (par kWh)	33,00 ¢
	Prix pour l'électricité injectée – centrale au diesel arctique (par kWh)	48,00 ¢
Électricité interruptible avec préavis – Réseaux autonomes	Crédit fixe (par kW)	6,00 \$
Électricité interruptible avec préavis – Réseaux autonomes	Composantes du crédit variable :	
	A – Coût d'entretien et d'exploitation (par kWh)	2,76 ¢
	B – Coût de l'énergie pour l'année de référence 2012 (par kWh): – au nord du 53 ^e parallèle (54,50 ¢/kWh) – au sud du 53 ^e parallèle (35,50 ¢/kWh)	
	C – Prix moyen du diesel n° 1 pour la région de Montréal	variable
Électricité interruptible sans préavis – Réseaux autonomes	D – Prix moyen de référence du diesel n° 1 (87,66 ¢ par litre)	
	Crédit (par kW)	1,20 \$
	Crédit maximum (par kW)	33,33 \$
Tarif F	Prime de puissance par mois	44,76 \$
Éclairage public (service général)	Prix de l'énergie	10,36 ¢

Éclairage public (service complet)	Vapeur de sodium : 5 000 lumens (ou 70 W) – par luminaire	22,50 \$
	Vapeur de sodium : 8 500 lumens (ou 100 W) – par luminaire	24,51 \$
	Vapeur de sodium : 14 400 lumens (ou 150 W) – par luminaire	26,46 \$
	Vapeur de sodium : 22 000 lumens (ou 250 W) – par luminaire	31,05 \$
Éclairage public (service complet)	Diodes électroluminescentes : 6 100 lumens (ou 65 W) – par luminaire	23,19 \$
Sentinelle (avec poteau)	7 000 lumens (ou 175 W) – par luminaire	41,61 \$
	20 000 lumens (ou 400 W) – par luminaire	54,84 \$
Sentinelle (sans poteau)	7 000 lumens (ou 175 W) – par luminaire	32,70 \$
	20 000 lumens (ou 400 W) – par luminaire	47,13 \$
Crédit d'alimentation en moyenne ou en haute tension	Tension égale ou supérieure à 5 kV, mais inférieure à 15 kV	0,612 \$
	Tension égale ou supérieure à 15 kV, mais inférieure à 50 kV	0,981 \$
	Tension égale ou supérieure à 50 kV, mais inférieure à 80 kV	2,190 \$
	Tension égale ou supérieure à 80 kV, mais inférieure à 170 kV	2,679 \$
	Tension égale ou supérieure à 170 kV	3,540 \$
Crédit d'alimentation aux tarifs domestiques	Tension égale ou supérieure à 5 kV	0,241 ¢
Rajustement pour pertes de transformation	Réduction mensuelle sur la prime de puissance	17,76 ¢
Service VISILEC	Montant par mois	89 \$
Service VIGIELIGNE	Frais annuels pour une 1 ^{re} licence	2 400 \$
	Frais annuels pour une 2 ^e ou une 3 ^e licence	600 \$
	Frais annuels par licence supplémentaire	120 \$
Service SIGNATURE (service de base)	Frais annuels par point de livraison	5 250 \$
Service SIGNATURE (options)	Frais annuels pour le suivi des harmoniques	5 000 \$
	Frais annuels pour le tableau de bord local	500 \$
	Frais annuels pour le bilan des indicateurs et le balisage du comportement des charges	5 000 \$

».

LOI SUR LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

5. L'article 25 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) est modifié :

1° dans le premier alinéa :

a) par l'insertion, dans le paragraphe 1° et après « 48, », de « sauf lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif par l'application des articles 48.3 ou 48.4 ou lorsqu'elle fixe ou modifie les conditions auxquelles l'électricité est distribuée par le distributeur d'électricité, »;

b) par la suppression du paragraphe 4°;

2° dans le deuxième alinéa :

a) par l'insertion, après « lorsqu'elle », de « fixe ou modifie un tarif par l'application des articles 48.3 ou 48.4 ou lorsqu'elle fixe ou modifie les conditions auxquelles l'électricité est distribuée par le distributeur d'électricité ou qu'elle »;

b) par l'insertion, à la fin, de « , sauf lorsqu'elle détermine le taux en vertu du deuxième alinéa de l'article 22.0.1.1 de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5) ».

6. L'article 48 de cette loi est modifié :

1° dans le premier alinéa :

a) par la suppression de « distribuée par le distributeur d'électricité ou »;

b) par l'insertion, après « ou emmagasiné », de « de même que les conditions auxquelles l'électricité est distribuée par le distributeur d'électricité »;

c) par la suppression de la dernière phrase;

2° par l'insertion, après le premier alinéa, des suivants :

« La Régie fixe ou modifie les tarifs auxquels l'électricité est distribuée par le distributeur d'électricité dans les cas prévus à l'un ou l'autre des articles 48.2 à 48.4. À cette fin, elle peut demander au distributeur d'électricité tout document ou renseignement pertinent.

Aux fins du présent article, la Régie peut notamment demander au transporteur d'électricité, au distributeur d'électricité ainsi qu'à un distributeur de gaz naturel de lui soumettre une proposition de modification. »;

3° par l'insertion, dans la première phrase du deuxième alinéa et après « demande », de « visée au premier alinéa ou à l'un ou l'autre des articles 48.2 à 48.4 ».

7. L'article 48.1 de cette loi est abrogé.

8. Cette loi est modifiée par l'insertion, après l'article 48.1, des suivants :

«**48.2.** Le distributeur d'électricité demande à la Régie de fixer des tarifs ou de modifier les tarifs prévus à l'annexe I de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5) au 1er avril 2025 et par la suite tous les cinq ans.

«**48.3.** Malgré l'article 48.2, le distributeur d'électricité peut demander à la Régie, avant l'échéance qui y est prévue, de modifier un tarif prévu à l'annexe I de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5), lorsque les conditions suivantes sont réunies :

1° le distributeur d'électricité a présenté un rapport au gouvernement lui démontrant qu'en raison de circonstances particulières il ne sera plus en mesure de respecter son obligation prévue à l'article 24 de la Loi sur Hydro-Québec;

2° le gouvernement, après analyse du rapport, prend un décret indiquant à la Régie ses préoccupations économiques, sociales et environnementales à l'égard de la demande du distributeur.

«**48.4.** Malgré l'article 48.2, le distributeur d'électricité peut demander à la Régie, avant l'échéance qui y est prévue, de fixer un tarif qui n'est pas prévu à l'annexe I de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5) et de procéder aux modifications aux tarifs existants qui sont nécessaires pour son application, lorsque les conditions suivantes sont réunies :

1° le distributeur d'électricité a présenté un rapport au gouvernement démontrant la nécessité de fixer un nouveau tarif;

2° le gouvernement, après analyse du rapport, prend un décret indiquant à la Régie ses préoccupations économiques, sociales et environnementales à l'égard de la demande du distributeur.

«**48.5.** Aux fins de l'application de l'un ou l'autre des articles 48.3 et 48.4, le gouvernement peut exiger du distributeur d'électricité tout renseignement pertinent.

«**48.6.** Toute décision rendue par la Régie en vertu de l'un ou l'autre des articles 48.2 à 48.4 modifie l'annexe I de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5) en conséquence. Une telle décision contient l'annexe modifiée.

La Régie publie à la *Gazette officielle du Québec* l'annexe modifiée en y indiquant la date à compter de laquelle elle prend effet. À partir de cette publication, le ministre de la Justice assure la mise à jour de l'annexe I dans le Recueil des lois et des règlements du Québec. ».

9. L'article 53 de cette loi est modifié :

1° par l'insertion, dans le premier alinéa et après « gouvernement », de « ou prévus à l'annexe I de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5) »;

2° par l'insertion, dans le deuxième alinéa et après « gouvernement », de « ou prévu à l'annexe I de la Loi sur Hydro-Québec ».

10. L'article 54 de cette loi est modifié par l'insertion, après « gouvernement », de « ou prévu à l'annexe I de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5) ».

11. L'article 73 de cette loi est modifié :

1° par la suppression, dans ce qui précède le paragraphe 1° du premier alinéa, de « , le distributeur d'électricité »;

2° par la suppression, dans le paragraphe 1° du deuxième alinéa, de « du distributeur d'électricité ou ».

12. L'article 74 de cette loi est modifié :

1° dans le premier alinéa :

a) par le remplacement de « Le distributeur d'électricité ou tout » par « Tout »;

b) par le remplacement de « leurs » par « ses »;

2° par la suppression du deuxième alinéa.

13. L'article 75 de cette loi est modifié par la suppression, dans ce qui précède le paragraphe 1°, de « ou le distributeur ».

14. Cette loi est modifiée, par l'insertion, après l'article 75, du suivant :

« **75.1.** Le distributeur d'électricité doit, chaque année, à l'époque fixée par la Régie, transmettre à cette dernière les renseignements mentionnés à l'annexe II.

Il doit, avant de les transmettre, les présenter lors de séances d'information publiques, à l'exception du compte rendu prévu au paragraphe 20 de l'annexe II. Lors d'une séance d'information, toute personne intéressée peut formuler des observations et présenter des renseignements complémentaires à ceux présentés par le distributeur d'électricité.

La Régie publie sur son site Internet les renseignements transmis par le distributeur d'électricité en vertu du premier alinéa. ».

15. L'article 116 de cette loi est modifié par la suppression, dans le paragraphe 4° du deuxième alinéa, de « d'électricité ou ».

16. L'article 117 de cette loi est modifié :

1° par la suppression, dans le deuxième alinéa, de « ou le distributeur »;

2° par l'insertion, après le deuxième alinéa, du suivant :

«Le distributeur d'électricité s'il fait défaut de transmettre à la Régie les renseignements prévus à l'annexe II ou s'il transmet de faux renseignements est passible des mêmes peines que celles prévues au premier alinéa. ».

17. Cette loi est modifiée par l'ajout, à la fin, de l'annexe suivante :

«ANNEXE II
«(Article 75.I)

«RENSEIGNEMENTS À TRANSMETTRE PAR LE DISTRIBUTEUR
D'ÉLECTRICITÉ

1. Évolution de la compétitivité des tarifs d'électricité dans les grandes villes nord-américaines;
2. Bilan des plaintes de la clientèle;
3. Évolution des indicateurs de qualité de service et suivi des activités promotionnelles;
4. Bilan de l'application du code de conduite du distributeur d'électricité;
5. Suivi de l'utilisation des options d'électricité interruptible et de l'option d'électricité additionnelle;
6. Suivi des coûts relatifs aux ventes et aux achats d'électricité de combustible et de service de transport, au tarif de maintien de la charge, à la retraite, aux événements imprévisibles en réseaux autonomes, aux pannes majeures, aux modifications des conventions comptables et au programme de gestion de la puissance du marché affaires;
7. Suivi du compte d'utilisation de neutralisation – Révision des durées de vie;
8. Évolution de l'actif réglementaire lié à toute entente de suspension des contrats d'approvisionnement;
9. Suivi sur les dispositions d'immeubles;
10. Suivi des investissements et des programmes commerciaux;

11. Taux de capitalisation, coût et description de la dette du distributeur d'électricité;
12. Suivi des contrats d'approvisionnement;
13. Détail des sources d'approvisionnement, bilan réel offre-demande en puissance et taux de perte de distribution;
14. Bilan de l'utilisation de la dispense de recourir à la procédure d'appel d'offres pour les contrats d'approvisionnement de court terme;
15. Liste et suivi des interventions en efficacité énergétique et des coûts liés à Transition énergétique Québec;
16. Évolution de l'effectif en équivalent temps complet;
17. Historique des ventes, des produits des ventes, des abonnements et de la consommation;
18. Nombre de kilomètres de lignes de distribution par niveau de tension;
19. Tableau présentant les indices d'interfinancement réel par catégories de consommateurs suivant la méthodologie approuvée par la Régie de l'énergie lors de la fixation ou de la modification des tarifs auxquels l'électricité est distribuée prévue à l'article 48 de la présente loi, incluant la répartition du coût de fourniture de l'électricité patrimoniale;
20. Compte rendu des séances d'information publiques prévues au deuxième alinéa de l'article 75.1.».

LOI SUR LES SYSTÈMES MUNICIPAUX ET LES SYSTÈMES PRIVÉS D'ÉLECTRICITÉ

18. La Loi sur les systèmes municipaux et les systèmes privés d'électricité (chapitre S-41) est modifiée par le remplacement de « fixé par la Régie » par « prévu à l'annexe I de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5) », dans les dispositions suivantes :

- 1° le deuxième alinéa de l'article 8;
- 2° le premier alinéa de l'article 17.1.

DISPOSITIONS TRANSITOIRES ET FINALES

19. Les dispositions de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5) et de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) continuent de s'appliquer, telles qu'elles se lisaient avant leurs modifications par la présente loi, aux dossiers R-4045-2018 et R-4091-2019 devant la Régie de l'énergie.

Toute décision rendue par la Régie dans ces dossiers modifie l'annexe I de la Loi sur Hydro-Québec en conséquence. Une telle décision contient l'annexe modifiée.

La Régie publie à la *Gazette officielle du Québec* l'annexe modifiée en y indiquant la date à compter de laquelle elle prend effet. À partir de cette publication, le ministre de la Justice assure la mise à jour de l'annexe I dans le Recueil des lois et des règlements du Québec.

20. Les tarifs auxquels l'électricité est distribuée fixés ou modifiés par la Régie de l'énergie dans ses décisions D-2019-037 du 22 mars 2019, D-2019-129 du 23 octobre 2019 et D-2019-145 du 12 novembre 2019 s'appliquent jusqu'au 31 mars 2020 et ne peuvent être modifiés sous réserve d'une décision de la Régie de l'énergie dans le dossier R-4045-2018.

21. Aux fins de l'application du deuxième alinéa de l'article 22.0.1.1 de la Loi sur Hydro-Québec, édicté par l'article 2, la Régie de l'énergie détermine un taux pour la première fois au 1^{er} avril 2021.

22. Malgré l'article 20 de la présente loi, le premier alinéa de l'article 22.0.1 de la Loi sur Hydro-Québec et les articles 48, 53 et 54 de la Loi sur la Régie de l'énergie, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité accorde, avant le 1^{er} avril 2020, un rabais sur les tarifs auxquels l'électricité est distribuée, à l'exception des tarifs fixés en vertu du deuxième alinéa de l'article 22.0.1 de la Loi sur Hydro-Québec, proportionnellement aux montants cumulés dans ses comptes d'écart au 31 décembre 2019 et aux montants facturés aux clients au cours de la période pendant laquelle les montants ont été cumulés dans les comptes d'écart.

Les réseaux municipaux d'électricité visés par la Loi sur la Régie de l'énergie et la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville visée par la Loi sur la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville et abrogeant la Loi pour favoriser l'électrification rurale par l'entremise de coopératives d'électricité (1986, chapitre 21) accordent à leurs usagers un rabais sur les tarifs auxquels l'électricité est distribuée. Le total des rabais accordés correspond au minimum au rabais qui leur a été accordé par Hydro-Québec. Ces rabais ne doivent pas avoir pour effet qu'une catégorie d'usagers du système d'électricité ou de la coopérative paie un coût supérieur à celui des clients d'Hydro-Québec pour une catégorie équivalente d'usagers ayant reçu un rabais en vertu du premier alinéa.

Lorsqu'ils accordent les rabais prévus aux premier et deuxième alinéas, Hydro-Québec, les réseaux municipaux et la Coopérative remboursent les taxes à la consommation calculées sur ces rabais.

23. La présente loi entre en vigueur le 8 décembre 2019, à l'exception des articles 1 à 4, des paragraphes 2^o et 3^o de l'article 6 et des articles 8 à 10 et 18, qui entrent en vigueur le 1^{er} avril 2020.

Pièce P-11

Le 26 février 2020

Par SDÉ, courriel et poste

M^e Véronique Dubois, Secrétaire
Régie de l'énergie
Tour de la Bourse
800, rue du Square-Victoria
Bureau 2.55
Montréal (Québec) H4Z 1A2

Me Jean-Olivier Tremblay
Avocat

Hydro-Québec - Affaires juridiques
4^e étage
75, boul. René-Lévesque Ouest
Montréal (Québec) H2Z 1A4

Tél. : 514 289-2211, poste 4683
Télec. : 514 289-2007
C. élec. : Tremblay.Jean-Olivier@hydro.qc.ca

Objet **Demande du Distributeur relative au programme GDP Affaires**
Dossier Régie: R-4041-2019
Notre dossier: R055977 ST

Chère consœur,

Dans sa décision D-2019-164 datée du 2 décembre 2019, la Régie de l'énergie (la Régie) rendait notamment les ordonnances suivantes en ce qui a trait au programme GDP Affaires du Distributeur (le « Programme ») :

DÉCIDE que la Programme, dans sa mise en œuvre actuelle, constitue une offre tarifaire optionnelle et qu'il doit respecter les caractéristiques inhérentes à cette catégorie réglementaire;

ESTIME que le Programme entraîne une augmentation des tarifs de l'ordre de 54,3 M\$ sur l'horizon 2025-2026 et qu'une optimisation de la valeur de l'appui financier du Programme, tel qu'exprimé à la section 5.3, devrait en assurer la neutralité tarifaire;

DEMANDE au Distributeur de soumettre, au plus tard le 27 février 2020 à 12 h, une preuve comprenant :

- La proposition tarifaire, précisant les modalités tarifaires et le texte des tarifs de la nouvelle offre tarifaire optionnelle; [...]

(emphase omise)

Pour les raisons exprimées ci-après, le Distributeur avise la Régie qu'il entend donner suite à ces ordonnances, dans le cadre du dossier qu'il déposera éventuellement relativement à la fixation des tarifs à compter du 1^{er} avril 2025 et demande à la présente formation d'en prendre acte.

Nouvelle Loi sur la simplification

Le 8 décembre 2019, l'Assemblée Nationale sanctionnait la *Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité*, L.Q. 2019, c. 27 (la « Loi sur la simplification »). Cette loi prévoit à son article 20 que jusqu'au 31 mars 2020, les tarifs auxquels l'électricité est distribuée sont ceux prévus à certaines décisions de la Régie identifiées spécifiquement, sous réserve d'une décision pouvant être rendue dans un autre dossier, lequel est également spécifiquement identifié. La décision D-2019-164, rendue le 2 décembre 2019, et le présent dossier R-4041-2018 n'en font cependant pas partie.

La Loi sur la simplification prévoit également qu'à compter du 1^{er} avril 2020 et jusqu'au 1^{er} avril 2025, les tarifs applicables seront ceux prévus à la nouvelle annexe I de la Loi sur Hydro-Québec. De nouvelles dispositions introduites par la Loi sur la simplification prévoient qu'un décret du gouvernement du Québec est requis pour qu'un dossier permettant à la Régie de modifier les tarifs prévus à l'annexe I pendant cette période puisse être initié. Les articles pertinents de la Loi sur la simplification entreront en vigueur le 1^{er} avril 2020.

Considérant ces nouvelles dispositions de la Loi sur la simplification, le Distributeur ne peut valablement donner suite aux ordonnances de la Régie, car celle-ci ne peut modifier les tarifs existants jusqu'au 31 mars 2020 ni par la suite avant 2025, sous réserve, dans ce dernier cas, de circonstances très précises mentionnées ci-haut.

Évolution du Programme

Le Programme est toujours en vigueur et la décision D-2019-164 ne met pas fin à celui-ci. Au contraire, une ordonnance de sauvegarde a été rendue permettant au Distributeur d'inclure un montant de 20,1 M\$ dans son revenu requis pour l'année tarifaire 2019-2020¹, puis renouvelée par une ordonnance au Distributeur de déposer une mise à jour du montant dépensé pour le Programme pour inclusion dans son revenu requis pour l'année tarifaire 2020-2021².

De plus, le Distributeur a annoncé, dans le récent Plan d'approvisionnement 2020-2029 (dossier R-4110-2019), qu'il comptait sur une contribution croissante du Programme. Celle-ci passerait de 280 MW au présent hiver à 515 MW à la pointe 2025-2026. La contribution atteindrait 505 MW dès 2023-2024. Le Distributeur entend faire évoluer le Programme de manière à atteindre cet objectif ambitieux et pourrait donc le modifier, le bonifier et faire varier le montant de l'appui financier en conséquence de manière à s'ajuster aux besoins des clients visés.

¹ Décision D-2018-113.

² Décision D-2019-092, para. 27.

Conclusion

Dans le dossier R-4100-2019 en cours d'étude par la Régie, celle-ci a demandé au Distributeur de lui présenter l'ensemble des ordonnances rendues par la Régie exigeant certains suivis et de lui faire part de sa proposition de classement de ces ordonnances selon diverses catégories. Considérant que ce ne sera qu'en 2025 que la Régie sera appelée à déterminer le revenu requis et modifier les tarifs auxquels l'électricité est distribuée, le Distributeur soutient que la demande de la Régie relative à une proposition de nouvelle option tarifaire ne peut qu'être classée dans la catégorie des suivis « prématurés ». Les éléments relatifs aux coûts du Programme en lien avec l'établissement du revenu requis pour l'année tarifaire 2020-2021 devraient quant à eux être classés dans la catégorie « caducs ». De façon cohérente avec ses représentations faites au dossier R-4100-2019, le Distributeur estime qu'en ces circonstances, c'est la présente formation qui devrait reconnaître les caractères respectivement prématuré et caducs des ordonnances prévues à la décision D-2019-164.

Le Distributeur propose donc de donner suite aux ordonnances de la Régie prévues à la décision D-2019-164 dans le cadre du dossier de détermination du revenu requis et de la fixation des tarifs pour l'année tarifaire 2025-2026. Le Distributeur apportera alors les ajustements nécessaires compte tenu de l'évolution du Programme et des coûts dont il demandera la reconnaissance.

Le Distributeur demande à la Régie de prendre acte de ces engagements de sa part.

Veuillez recevoir, chère consœur, nos meilleures salutations.

(s) Jean-Olivier Tremblay

JEAN-OLIVIER TREMBLAY
JOT/jl

c.c. Intervenants

Pièce P-12

Montréal, le 11 mars 2020

Par courriel et par dépôt électronique (SDÉ)

À : Tous les participants

**Objet : Demande relative au programme GDP Affaires
(Dossier R-4041-2018)**

Le 26 février 2020, le Distributeur dépose une lettre¹ par laquelle il avise la Régie de l'énergie (la Régie) qu'il entend donner suite aux ordonnances contenues à la décision D-2019-164 visant le dépôt d'une proposition tarifaire. Toutefois, il fait état de la modification législative survenue entre la publication de cette décision et la date de dépôt prévue par celle-ci pour sa proposition tarifaire.

Dans ces circonstances, et en lien avec le dossier R-4100-2019, le Distributeur présente sa proposition de classement des ordonnances de la décision D-2019-164. Selon lui, considérant que ce ne sera qu'en 2025 que la Régie sera appelée à déterminer le revenu requis et modifier les tarifs auxquels l'électricité est distribuée, la demande de la Régie relative à une proposition de nouvelle option tarifaire ne peut qu'être classée dans la catégorie des suivis « prématurés ». D'autre part, les éléments relatifs aux coûts du Programme en lien avec l'établissement du revenu requis pour l'année tarifaire 2020-2021 devraient quant à eux être classés dans la catégorie « caducs ».

Le Distributeur estime qu'en ces circonstances, c'est la présente formation qui devrait reconnaître les caractères respectivement prématuré et caducs des ordonnances prévues à la décision D-2019-164.

En conclusion, il propose de donner suite aux ordonnances de la Régie prévues à la décision D-2019-164 dans le cadre du dossier de détermination du revenu requis et de la fixation des tarifs pour l'année tarifaire 2025-2026.

¹ Pièce [B-0061](#).

Le 27 février 2020, l'intervenant SÉ transmet une correspondance² dans laquelle il soumet qu'en raison de la modification législative, le programme GDP Affaires demeure un programme et, en conséquence, la Régie a le pouvoir de le modifier. Il propose donc à la Régie d'en examiner les modalités dans le cadre d'une Phase 2 du dossier.

Le 10 mars 2020, l'intervenante ACEFQ dépose également une lettre³ par laquelle elle indique ne partager aucunement les motifs énoncés par le Distributeur pour justifier son refus de donner suite à la décision D-2019-164. Elle indique qu'elle verra à présenter des commentaires détaillés, une fois que la Régie aura communiqué ses instructions aux parties intéressées.

La Régie demande aux intervenants de lui transmettre, **au plus tard le jeudi 2 avril 2020 à 16 h**, leurs commentaires sur la correspondance du Distributeur du 26 février 2020, ainsi que leur proposition de classement pour les ordonnances émises à la décision D-2019-164, et plus particulièrement quant à chacun des points sur lesquels le Distributeur devait soumettre une preuve au 27 février 2020.

Le cas échéant, le Distributeur pourra répliquer à ces commentaires, **au plus tard le jeudi 16 avril 2020 à 16 h**.

Veuillez agréer nos salutations distinguées,

Véronique Dubois, avocate
Secrétaire de la Régie de l'énergie

VD/ml

² Pièce [C-SÉ-0016](#).

³ Pièce [C-ACEFQ-0017](#).

Pièce P-13

Par SDÉ et courriel seulement

Le 16 avril 2020

M^e Véronique Dubois
Secrétaire
Régie de l'énergie
Tour de la Bourse
800, rue du Square-Victoria
2^e étage, bureau 2.55
Montréal (Québec) H4Z 1A2

Me Simon Turmel
Avocat
Hydro-Québec – Affaires juridiques

75, boul. René-Lévesque Ouest,
4^e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4
Tél. : 514 289-2211, poste 3563
Télec. : 514 289-2007
C. élec. : turmel.simon@hydro.qc.ca

OBJET : Demande du Distributeur relative au programme GDP affaires
Dossier Régie : R-4041-2018 Phase 2 / Notre dossier : R055977 ST

Chère consœur,

Conformément à la correspondance de la Régie de l'énergie (la Régie) du 11 mars 2020 (A-0048), Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) réplique aux commentaires formulés par les différents intervenants à la suite de notre correspondance du 26 février 2020.

Absence de décret conformément à l'article 48.4 de la LRÉ

Le Distributeur constate dans un premier temps que plusieurs intervenants ont émis l'avis que la poursuite du programme devrait passer par l'obtention d'un décret de préoccupations économiques, sociales et environnementales, comme prévu à l'article 48.4 de la Loi sur la régie de l'énergie (LRÉ)¹.

Le Distributeur rappelle tout d'abord, comme il le mentionnait d'ailleurs dans sa correspondance du 26 février, qu'il entend donner suite aux conclusions de la décision D-2019-164. À cet effet, il déposera une proposition tarifaire dans le cadre du dossier visant l'établissement des tarifs d'électricité à compter du 1^{er} avril 2025.

¹ Position partagée par l'ACEFO, l'ACEF de Québec, l'AHQ-ARQ, GRAME, RNCREQ, ROÉÉ, UC.

Cela étant, la présente réplique du Distributeur s'inscrit dans les circonstances actuelles du dossier, lesquelles sont caractérisées, d'une part, par l'entrée en vigueur de la *Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité*, L.Q. 2019, c. 27 (la Loi sur la simplification) et, d'autre part, par l'absence d'un décret émis par le gouvernement suivant l'article 48.2 de la LRÉ.

Dans de telles circonstances, force est de constater que les modifications législatives découlant de la *Loi sur la simplification* et l'absence d'un décret ont comme seul effet possible la suspension des ordonnances liées à la phase 2 du dossier, et ce, jusqu'à la prochaine demande tarifaire. En effet, la poursuite de la phase 2 ne pourrait, compte tenu de la *Loi sur la simplification*, mener à la détermination d'un tarif susceptible d'entrer en vigueur de façon contemporaine à son établissement.

C'est donc en considération de ce contexte que le Distributeur réitère le bien-fondé de sa position telle qu'exprimée le 26 février dernier. En effet, le Distributeur est d'avis que la décision D-2019-164 n'a pas mis fin au programme et n'empêche pas sa poursuite dans la forme actuelle dans l'attente de l'examen qui aura lieu à l'horizon 2025. D'ailleurs, le programme s'est poursuivi suivant les mêmes modalités (par opposition à un tarif) durant l'hiver 2019-20, malgré la décision D-2019-164 rendue en décembre.

Non nécessité d'obtenir une ordonnance de sauvegarde

Certains intervenants réfèrent également à l'absence d'ordonnance de sauvegarde, ce qui empêcherait la poursuite du programme jusqu'en 2025. Le RNCREQ suggère aussi qu'une ordonnance de sauvegarde pourrait être prononcée par la Régie afin de conserver le programme tel quel, jusqu'en 2025.

Le Distributeur rappelle que l'ordonnance de sauvegarde rendue par la décision D-2018-113 pour l'hiver 2018-2019 a été prononcée dans le but de délimiter le budget relatif au programme, aux fins de sa récupération par voie de tarifs. Cette ordonnance de sauvegarde a été prolongée, aux mêmes fins, par la décision D-2019-09 pour l'hiver subséquent. Ces ordonnances de sauvegarde n'avaient donc pas pour vocation d'entériner l'existence même du programme.

Or, le Distributeur rappelle que la *Loi sur la simplification* modifie la méthode d'établissement des tarifs d'électricité. Cette nouvelle méthode d'établissement des tarifs rend inutile l'émission d'une ordonnance de sauvegarde précisant les coûts pouvant être récupérés au travers des revenus requis.

Dans les circonstances, le Distributeur est donc d'avis que les arguments des intervenants impliquant la nécessité de l'émission ou du renouvellement de telles ordonnances de sauvegarde ne sont pas fondés.

Conclusion

Le Distributeur est d'avis que l'unique solution permettant de concilier la décision D-2019-164 et les modifications législatives découlant de la *Loi sur la simplification* compte tenu du contexte actuel est celle présentée par le Distributeur dans sa correspondance du 26 février 2020.

Il s'agit également d'une approche pérenne, assurant une stabilité et une prévisibilité au programme, tout en reconnaissant sa contribution importante au bilan en puissance du Distributeur.

Espérant le tout conforme, nous vous prions de recevoir, chère consœur, nos salutations distinguées.

(S) Simon Turmel

SIMON TURMEL, avocat

ST/ab

c. c. Intervenants (par courriel seulement)

Pièce P-14

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2020-095

R-4041-2018

23 juillet 2020

Phase 2

PRÉSENTS :

Lise Duquette
François Émond
Esther Falardeau
Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision sur la poursuite de la phase 2 du dossier

Demande relative au programme GDP Affaires

Demanderesse :

Hydro-Québec

représentée par M^e Jean-Olivier Tremblay et M^e Simon Turmel.

Intervenants :

Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO)

représentée par M^e Steve Cadrin;

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ)

représentée par M^e Serena Trifiro;

Association des stations de ski du Québec (ASSQ)

représentée par M^e Marie-Annick Tourillon;

Association Hôtellerie Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ)

représenté par M^e Steve Cadrin;

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ)

représenté par M^e Pierre Pelletier;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI)

représentée par M^e André Turmel;

Groupe d'actions et de recommandations pour un meilleur environnement (anciennement Groupe de recherche appliquée en macroécologie) (GRAME)

représenté par M^e Prunelle Thibault-Bédard;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ)

représenté par M^e Franklin S. Gertler;

Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ)

représenté par M^e Prunelle Thibault-Bédard;

Stratégies énergétiques (SÉ)

représentée par M^e Dominique Neuman;

Union des consommateurs (UC)

représentée par M^e Hélène Sicard.

TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION.....	6
2.	POSITION DU DISTRIBUTEUR	9
3.	POSITION DES INTERVENANTS	10
3.1	ACEFO.....	10
3.2	ACEFQ.....	11
3.3	AHQ-ARQ	12
3.4	ASSQ	13
3.5	FCEI	14
3.6	GRAME	14
3.7	RNCREQ	16
3.8	ROÉÉ	16
3.9	SÉ	18
3.10	UC	19
4.	OPINION DE LA RÉGIE.....	21
4.1	Est-ce que les modifications apportées par la Loi sur la simplification ont pour effet d’invalider la décision D-2019-164?.....	22
4.2	Quels sont les effets juridiques de la décision D-2019-164 sur le statut du Programme?.....	32
4.3	Est-ce que la Loi sur la simplification prévoit une disposition qui autoriserait la poursuite du Programme?	35
4.4	Est-ce que la Régie peut rendre une ordonnance de sauvegarde en vertu de l’article 34 de la Loi pour l’hiver 2020-2021?	37
5.	CALENDRIER	39
	DISPOSITIF	39

1. INTRODUCTION

[1] Le 22 mai 2018, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur), dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu de l'article 31 (5°) de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), une demande relative au programme GDP Affaires (le Programme) conformément à l'ordonnance contenue au paragraphe 269 de la décision D-2018-025², afin d'en déterminer la rentabilité et d'en clarifier la nature juridique.

[2] Le 22 août 2018, la Régie rend une ordonnance de sauvegarde³ pour l'hiver 2018-2019 afin de permettre au Distributeur d'opérer le Programme.

[3] Le 1^{er} août 2019, la Régie rend une seconde ordonnance de sauvegarde, par sa décision D-2019-092⁴, et prolonge ainsi le Programme pour l'hiver 2019-2020.

[4] Le 2 décembre 2019, la Régie rend sa décision D-2019-164 par laquelle elle :

« [...]

DÉCIDE que le Programme, dans sa mise en œuvre actuelle, constitue une offre tarifaire optionnelle et qu'il doit respecter les caractéristiques inhérentes à cette catégorie réglementaire;

RETIENT, pour l'appréciation de la neutralité tarifaire du Programme :

- *l'horizon d'examen du plan d'approvisionnement 2017-2026,*
- *un coût évité de fourniture en puissance de court terme pour la période de 2018-2019 à 2022-2023 et de long terme pour la période de 2023-2024 à 2025-2026,*
- *la valeur de 0 \$ pour les coûts évités de transport et de distribution de l'analyse du TNT,*
- *que la valeur de l'appui financier a un effet significatif sur la neutralité tarifaire;*

¹ [RLRO, c. R-6.01.](#)

² Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#).

³ Décision [D-2018-113](#).

⁴ Décision [D-2019-092](#).

ESTIME que le Programme entraîne une augmentation des tarifs de l'ordre de 54,3 M\$ sur l'horizon 2025-2026 et qu'une optimisation de la valeur de l'appui financier du Programme, tel qu'exprimé à la section 5.3, devrait assurer la neutralité tarifaire;

CRÉE une phase 2 au dossier pour procéder à l'examen d'une nouvelle option tarifaire, basée sur les caractéristiques du Programme reconnues par la présente décision »⁵.

[5] À cette fin, elle demande au Distributeur de soumettre, au plus tard le 27 février 2020 à 12 h, une preuve comprenant :

«

- *la proposition tarifaire, précisant les modalités tarifaires et le texte des tarifs de la nouvelle offre tarifaire optionnelle,*
- *les résultats du sondage/audit indépendant auprès des participants au Programme, précisé à la section 5.2,*
- *une nouvelle proposition d'appui financier dégressif tenant compte de la taille de la charge interrompue, harmonisée avec les crédits applicables à l'OÉI et l'option de crédit hivernal,*
- *la réduction du montant moyen de l'appui financier au Programme de la valeur estimée correspondant à la compensation du coût d'installation d'équipements chez les participants, laquelle pouvant être assortie d'une offre commerciale ou d'une IEÉ incitant l'installation d'équipements nécessaires à la GDP chez les participants,*
- *un suivi de la participation des clients à profil de consommation atypique, tel que précisé à la section 5.4.2 et du calcul de l'appui financier applicable à ces participants,*
- *une mise à jour de l'équivalent du tableau E-7 de la pièce B-0005,*
- *la mise à jour du Guide du participant, comprenant, notamment, la correction demandée pour éviter un avantage indu, via le MAMF, dans la compensation des participants non sollicités aux événements GDP »⁶.*

⁵ Décision [D-2019-164](#), p. 81 et 82.

⁶ Décision [D-2019-164](#), p. 82.

[6] Le 8 décembre 2019, le projet de loi n° 34 est sanctionné, adoptant la *Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité*⁷ (la Loi sur la simplification) et venant modifier, à la date de son adoption, certains articles de la Loi, dont les articles 25 et 48. Les autres articles de la Loi modifiés par la Loi sur la simplification doivent entrer en vigueur le 1^{er} avril 2020.

[7] Le 26 février 2020, le Distributeur dépose une correspondance par laquelle il explique ne pas procéder au dépôt de la preuve demandée par la décision D-2019-164 et propose plutôt de donner suite aux ordonnances de la Régie prévues dans cette décision dans le cadre du dossier de détermination du revenu requis et de la fixation des tarifs pour l'année tarifaire 2025-2026. Le Distributeur soumet qu'il y présentera les ajustements nécessaires, compte tenu de l'évolution du Programme et des coûts dont il demandera la reconnaissance⁸.

[8] Le 11 mars 2020, la Régie demande aux intervenants⁹ de lui transmettre leurs commentaires au sujet de la correspondance du Distributeur du 26 février 2020, à l'égard du traitement qu'il propose en suivi des ordonnances émises à la décision D-2019-164.

[9] Les 2 et 3 avril 2020, les intervenants déposent leurs commentaires, sauf l'AQCIE-CIFQ, qui n'en produit aucun.

[10] Le 16 avril 2020, le Distributeur réplique à ces commentaires¹⁰.

[11] Le 17 avril 2020, SÉ répond à la réplique du Distributeur.

[12] La présente décision porte sur le statut du Programme, sur l'impact de la sanction de la Loi sur la simplification sur la poursuite du dossier et tranche sur la tenue de la phase 2 du dossier.

⁷ [RLRO, c. 27.](#)

⁸ Pièce [B-0061.](#)

⁹ Pièce [A-0048.](#)

¹⁰ Pièce [B-0062.](#)

2. POSITION DU DISTRIBUTEUR

[13] Dans sa correspondance du 26 février 2020, le Distributeur affirme qu'il entend donner suite aux ordonnances de la Régie prévues dans sa décision D-2019-164 dans le cadre du dossier qu'il déposera relativement à la fixation des tarifs à compter du 1^{er} avril 2025. Il considère qu'il ne peut valablement donner suite aux ordonnances de la Régie contenues dans sa décision D-2019-164 dans le cadre du présent dossier, en raison des nouvelles dispositions de la Loi sur la simplification qui font en sorte que, sous réserve de circonstances précises, la Régie ne peut modifier les tarifs avant 2025.

[14] Selon lui, le Programme est toujours en vigueur et la décision D-2019-164 n'y met pas fin. Au contraire, il souligne qu'une ordonnance de sauvegarde a été rendue, lui permettant d'inclure un montant de 20,1 M \$ dans son revenu requis pour l'année tarifaire 2019-2020, puis renouvelée par une ordonnance pour une inclusion, dans son revenu requis, pour l'année tarifaire 2020-2021.

[15] Comme annoncé dans son récent plan d'approvisionnement 2020-2029, le Distributeur entend faire évoluer le Programme, de manière à accroître les objectifs de sa contribution, qui passeront de 280 MW à 515 MW à la pointe, en 2025-2026. Il prévoit donc bonifier le Programme, en plus de faire varier le montant de l'appui financier, de manière à s'ajuster aux besoins des clients visés.

[16] Selon lui, la demande de la Régie relative à une proposition de nouvelle option tarifaire doit être classée dans la catégorie des suivis prématurés.

[17] Enfin¹¹, les éléments relatifs aux coûts du Programme, en lien avec l'établissement du revenu requis pour l'année tarifaire 2020-2021, devraient quant à eux être classés dans la catégorie « caducs ». En conclusion, il propose de donner suite aux ordonnances de la Régie prévues à sa décision D-2019-164 dans le cadre du dossier de détermination du revenu requis et de la fixation des tarifs pour l'année tarifaire 2025-2026.

[18] Dans sa réplique, le Distributeur souligne, d'une part, l'entrée en vigueur de l'ensemble des articles de la Loi sur la simplification et, d'autre part, l'absence de décret émis par le gouvernement suivant l'article 48.2 de la Loi. Selon lui, le seul effet possible de ces éléments est la suspension des ordonnances liées à la phase 2 du dossier, jusqu'à la

¹¹ Pièce [B-0062](#).

prochaine demande tarifaire. Il affirme que la poursuite de la phase 2 ne pourrait mener à la détermination d'un tarif susceptible d'entrer en vigueur de façon contemporaine à son établissement. En conséquence, il est d'avis que le Programme peut ainsi se poursuivre, puisque la décision D-2019-164 n'y a pas mis fin et n'empêche pas sa poursuite dans la forme actuelle, dans l'attente de l'examen qui aura lieu à l'horizon 2025.

[19] De plus, le Distributeur prétend que les ordonnances de sauvegarde n'avaient pas pour vocation d'entériner l'existence même du Programme, mais plutôt d'en délimiter le budget, aux fins de sa récupération par voie de tarifs.

[20] Selon le Distributeur, la Loi sur la simplification modifie la méthode d'établissement des tarifs d'électricité. Cette nouvelle méthode rend inutile l'émission d'une ordonnance de sauvegarde qui viserait à préciser les coûts pouvant être récupérés dans les revenus requis. Dans ces circonstances, il est d'avis que les arguments des intervenants impliquant la nécessité d'émettre ou de renouveler de telles ordonnances de sauvegarde ne sont pas fondés.

[21] Ainsi, le Distributeur est d'avis que l'unique solution permettant de concilier la décision D-2019-164 et les modifications législatives découlant de la Loi sur la simplification, compte tenu du contexte actuel, est celle qu'il a présentée dans sa correspondance du 26 février 2020. Selon lui, il s'agit également d'une approche pérenne, assurant une stabilité et une prévisibilité au Programme, tout en reconnaissant sa contribution importante à son bilan en puissance.

3. POSITION DES INTERVENANTS

3.1 ACEFO

[22] L'ACEFO mentionne d'emblée qu'elle appuie entièrement l'essence des commentaires de l'ACEFQ, de l'AHQ-ARQ et de l'UC. Par souci de clarté, elle précise sa position selon laquelle le Programme ne peut se poursuivre au-delà du 31 mars 2020 sans avoir été approuvé par la Régie dans le cadre du présent dossier et, qu'en conséquence, la phase 2 est nécessaire pour assurer son existence au-delà de cette date.

[23] Dans sa décision D-2019-164, la Régie a clairement statué sur le fait que le Programme est une offre tarifaire, de nature optionnelle. En conséquence, il doit être traité comme une option tarifaire et le Distributeur doit procéder selon les modalités prévues à la Loi sur la simplification, c'est-à-dire s'adresser au ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles pour que le gouvernement adopte un décret, puis soumettre une demande d'approbation d'une nouvelle option tarifaire. Il ne peut agir de son propre chef à cet égard.

[24] Selon l'intervenante, le Distributeur a la possibilité de poursuivre le présent dossier dans le cadre de la phase 2, conformément à la décision D-2019-164 et d'assurer ainsi un traitement efficace, et déjà bien avancé, de la mise en place de cette option tarifaire. Agir autrement donnerait des allures d'appel déguisé de la décision D-2019-164, alors que le Distributeur a attendu au 26 février 2020 pour soulever son interprétation de l'application de la Loi sur la simplification et que la décision de la Régie a été rendue le 2 décembre 2019¹².

3.2 ACEFQ

[25] L'ACEFQ rappelle que la Régie n'a pas approuvé le Programme tel que soumis. Au-delà de l'hiver 2019-2020, couvert par le prolongement de l'ordonnance de sauvegarde, le Programme tel que soumis ne peut donc plus être en vigueur. Le Distributeur ne s'est pas prévalu, dans les délais prescrits, de son droit de révision de la décision D-2019-164 et n'a signifié aucune intention à cet égard¹³.

[26] Selon l'intervenante, considérant que la décision D-2019-164 a force exécutoire et compte tenu des dispositions de la Loi sur la simplification, le Distributeur doit soumettre une proposition d'option tarifaire s'il veut que le Programme se prolonge au-delà du 1^{er} avril 2020. Le Distributeur ne peut promouvoir et déployer de son propre chef un programme qui n'a pas été approuvé au-delà de la période couverte par la plus récente ordonnance de sauvegarde.

¹² Pièce [C-ACEFO-0019](#).

¹³ Pièce [C-ACEFQ-0018](#).

[27] L'ACEFQ souligne qu'en l'absence d'une telle approbation du Programme par la Régie, les coûts additionnels qu'il engagerait après le 31 mars 2020 ne sauraient être reconnus en vertu de la Loi ou de la Loi sur la simplification. La prétention contraire du Distributeur serait en contradiction avec la Loi et la Loi sur la simplification.

[28] Ainsi, en conformité avec le statut juridique et les caractéristiques établies dans la décision D-2019-164, puisque l'approbation du Programme par la Régie est requise, le Distributeur doit faire rapport au ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles et déposer une demande à la suite de l'adoption d'un décret par le gouvernement, comme le prévoit la Loi sur la simplification.

[29] Quant à la position du Distributeur à l'effet que « [l]es éléments relatifs aux coûts du Programme en lien avec l'établissement du revenu requis pour l'année tarifaire 2020-2021 devraient quant à eux être classés dans la catégorie “ caducs ” »¹⁴, l'ACEFQ soumet que, au contraire, la mise à jour des coûts du Programme comptabilisés dans le compte d'écart et de reports demeure nécessaire, même si la disposition du solde de ce compte ne devrait se faire que lors de l'établissement du revenu requis de 2025-2026.

[30] Selon l'ACEFQ, si le Distributeur soumet seulement le Programme pour approbation, en conformité avec les ordonnances énoncées dans la décision D-2019-164 pour l'année 2025, il pourra seulement demander l'inclusion, dans son revenu requis, de ses dépenses prévues pour l'hiver 2025-2026, étant entendu que le Programme n'aurait aucun statut juridique d'ici là et qu'aucune dépense engagée à partir du 1^{er} avril 2020, jusqu'à l'hiver 2025-2026, le cas échéant, ne pourrait être reconnue ultérieurement pour inclusion dans le revenu requis.

3.3 AHQ-ARQ

[31] L'AHQ-ARQ endosse les commentaires formulés par l'UC et les fait siens.

[32] Selon l'intervenant, le Distributeur fait une lecture tronquée de la législation sur laquelle il tente de prendre appui. Ainsi, si le Distributeur entend maintenir son option tarifaire pour le GDP Affaires pour les années à venir, il doit suivre le processus fixé par la

¹⁴ Pièce [B-0061](#), p. 3.

législation ou, encore, respecter les ordonnances émises par la Régie dans sa décision D-2019-164.

[33] De plus, l'intervenant est d'opinion que le législateur ne pouvait ignorer que le présent dossier était en cours et il avait même eu l'opportunité de prendre connaissance de la décision D-2019-164 avant l'entrée en vigueur de la Loi sur la simplification.

[34] Dans ces circonstances, l'AHQ-ARQ considère que le législateur a tout simplement laissé la Régie exercer sa juridiction à l'égard du Programme, selon le processus alors en vigueur, puisque le dossier avait été initié bien avant sa modification législative et que le tarif qui serait éventuellement autorisé par la Régie devra être ajouté à la liste de l'annexe I de la *Loi sur Hydro-Québec* en temps opportun. À défaut, le Distributeur ne pourra plus compter sur cette option tarifaire dans le futur, sans reprendre le processus du début et en vertu du nouveau régime législatif applicable.

[35] L'intervenant conclut que la décision de la Régie confirme le statut de « tarif » du Programme, puisqu'elle a été rendue avant l'entrée en vigueur de la Loi sur la simplification. En conséquence, le Distributeur n'a d'autre choix que de poursuivre, dans le cadre de la phase 2, le processus en cours dans le présent dossier ou d'abandonner l'option tarifaire du Programme, ce qui serait bien dommage, puisque qu'une telle option présente des avantages indéniables pour l'ensemble de la clientèle québécoise¹⁵.

3.4 ASSQ

[36] L'ASSQ indique avoir pris acte de la décision D-2019-164. Dans l'éventualité où la phase 2 du présent dossier a lieu, elle souhaite intervenir, afin de discuter de la proposition tarifaire venant préciser les modalités tarifaires et le texte des tarifs de la nouvelle offre tarifaire optionnelle¹⁶.

¹⁵ Pièce [C-AHQ-ARQ-0020](#).

¹⁶ Pièce [C-ASSQ-0022](#).

3.5 FCEI

[37] La FCEI estime que, s'il est vrai que les modifications apportées par la Loi sur la simplification font dorénavant de l'usage d'un décret gouvernemental un passage obligé pour pallier les insuffisances réglementaires d'ici 2025, l'option tarifaire GDP Affaires demeure en place et continue à produire ses effets juridiques et réglementaires, puisqu'elle n'a été abrogée ni par la Régie, ni par le Distributeur, ni par la Loi.

[38] L'intervenante considère qu'il doit y avoir une continuité tarifaire et d'affaires pour la clientèle qui bénéficie de cet important Programme/tarif permettant aux petites et moyennes entreprises (PME) de demeurer compétitives.

[39] La FCEI est d'avis que le Distributeur doit, pour donner un sens aux nouvelles dispositions législatives, demander au gouvernement de permettre à la Régie la poursuite de la phase 2 du présent dossier et terminer le travail important qu'elle avait débuté dans ce dossier dans le cadre de sa phase 1, afin que ce Programme/tarif permette de mieux répondre aux besoins des PME et assurer une cohérence tarifaire, tel que la Régie l'a décidé dans le cadre de la phase 1.

3.6 GRAME

[40] À l'égard du statut réglementaire du Programme, le GRAME adhère à l'analyse juridique du RNCREQ selon laquelle le Programme correspond, sur le fond, à une option tarifaire, sans toutefois en avoir le format, ce qui a pour conséquence qu'aucun traitement réglementaire précis ne s'applique. En l'absence d'un traitement réglementaire approprié, le maintien du Programme repose sur l'ordonnance de sauvegarde contenue dans la décision D-2019-092, qui s'est terminée le 31 mars 2020. En raison de l'expiration de cette ordonnance, le Distributeur ne peut continuer à offrir le Programme dans sa forme actuelle.

[41] Le GRAME reconnaît l'importance du Programme, mais est d'avis qu'il doit répondre à un traitement réglementaire précis et conforme à ses caractéristiques.

[42] Il est d'avis que trois options sont à la disposition du Distributeur à cet égard et en explique le traitement réglementaire. La première option est de formaliser le statut d'option tarifaire, en ayant recours à la nouvelle procédure de modification des tarifs prévue à l'article 48.4 de la Loi. La deuxième option consiste à modifier les modalités de mise en œuvre du Programme afin qu'il corresponde adéquatement à une autre catégorie réglementaire. La troisième option serait de prolonger l'ordonnance de sauvegarde jusqu'en 2025, conditionnellement au respect des ordonnances visant à corriger l'appui financier.

[43] Selon le GRAME, si la troisième option était retenue, le Distributeur n'aurait pas à déposer de proposition de texte tarifaire avant le dossier visant à fixer les tarifs à compter du 1^{er} avril 2025. Les ordonnances visant à corriger l'appui financier seraient quant à elles étudiées dans le cadre de la phase 2 du présent dossier. Par la suite, les modalités d'application du Programme pourraient faire l'objet d'un suivi via les suivis du plan d'approvisionnement¹⁷.

[44] Le GRAME est en désaccord avec le Distributeur quand il affirme que les éléments relatifs aux coûts du Programme, en lien avec l'établissement du revenu requis pour l'année tarifaire 2020-2021, devraient être classés dans la catégorie « caducs ». Selon l'intervenant, pour les trois mêmes motifs que ceux exposés par le RNCREQ, les ordonnances de la Régie demeurent exécutoires, en ce que le statut d'option tarifaire du Programme ne le soustrait pas à la compétence de la Régie, que cette dernière conserve sa compétence exclusive pour surveiller les opérations du Distributeur afin de s'assurer que les consommateurs paient selon un juste tarif et que la décision D-2019-164 a identifié des éléments susceptibles d'atteindre la neutralité tarifaire du Programme.

[45] Enfin, le GRAME recommande le classement des diverses ordonnances de la décision D-2019-164 en fonction de l'option retenue par le Distributeur.

¹⁷ Pièce [C-GRAME-0018](#).

3.7 RNCREQ

[46] À l'égard du statut réglementaire du Programme, le RNCREQ souligne que la décision D-2019-164 n'est pas dépourvue d'effets. Cette décision a tranché que, dans sa mise en œuvre actuelle, il s'agit d'un moyen d'approvisionnement dont les caractéristiques, sur le fond, correspondent à une option tarifaire qui doit respecter les caractéristiques inhérentes à cette catégorie réglementaire.

[47] Alors que la décision D-2019-164 n'a pas mis fin au Programme, l'ordonnance de sauvegarde qui permettait son maintien temporaire s'est terminée à la fin de l'hiver 2019-2020. La Régie ayant conclu que le Programme, « *dans sa mise en œuvre actuelle* », est de nature tarifaire, mais que ce statut juridique n'a pas été formalisé, le RNCREQ est d'avis que le Distributeur ne peut offrir le Programme dans sa forme actuelle pour l'hiver 2020-2021, à moins que la Régie n'émette une nouvelle ordonnance de sauvegarde.

[48] Le RNCREQ estime que le Programme doit pouvoir se poursuivre, puisqu'il joue un rôle important dans le maintien de l'équilibre offre-demande. À cet égard, il propose deux options, soit la formalisation du statut d'option tarifaire par la nouvelle procédure prévue à l'article 48.4 de la Loi ou, encore, la modification des modalités de mise en œuvre du Programme afin qu'il corresponde adéquatement à une autre catégorie réglementaire.

3.8 ROEÉ

[49] Le ROEÉ soutient que les principes modernes d'interprétation et l'article 5 de la Loi requièrent que la Régie rende des décisions qui tiennent compte de l'ensemble des textes et de leur contexte, des finalités de la régulation publique et de la réalité des circonstances. Le but doit être de produire des résultats pratiques qui permettent de concilier l'intérêt public, la protection des consommateurs, le traitement équitable du Distributeur et de favoriser la satisfaction des besoins énergétiques, dans le respect des objectifs des politiques énergétiques et dans une perspective de développement durable et d'équité. Les interprétations retenues par la Régie et ses décisions doivent permettre de favoriser la transition énergétique.

[50] Dans cette perspective, l'intervenant soutient que la solution à retenir par la Régie devrait, d'une part, permettre la satisfaction des besoins en puissance à la suite de la Loi sur la simplification et, d'autre part, assurer que le rôle de la Régie ne soit pas évacué de manière à permettre au Distributeur d'établir lui-même des tarifs.

[51] Le ROEÉ se dit globalement en accord avec les analyses, commentaires et conclusions de l'ACEFO, de l'ACEFQ, de l'AHQ-ARQ, du GRAME, du RNCREQ et de l'UC. Ainsi, il soutient que si le Distributeur veut profiter de la gestion de la puissance à travers le Programme, il devrait obligatoirement faire fixer l'option tarifaire par la Régie, dans le cadre de la phase 2 du présent dossier. Cela nécessiterait désormais le respect du processus de l'article 48.4 de la Loi, incluant l'obtention d'un décret du gouvernement.

[52] Selon le ROEÉ, l'article 48.4 de la Loi fait tout autant partie du droit positif que les autres articles de la *Loi sur Hydro-Québec*¹⁸ et de la Loi, telles que modifiées. De plus, il ne faut pas confondre le contexte politique du gel des tarifs avec la réalité du régime en vigueur. L'Assemblée nationale a prévu que des modifications aux tarifs sont permises lorsque cela est « *nécessaire* ».

[53] Le recours à l'article 48.4 de la Loi et la poursuite de la phase 2 du présent dossier sont aussi les solutions qui permettent de mieux respecter l'autorité de la loi, tant en ce qui a trait aux décisions de la Régie qu'aux modifications opérées par la Loi sur la simplification¹⁹.

[54] Selon le ROEÉ, la décision D-2019-164 a été rendue par la Régie le 2 décembre 2019, avant la sanction de la Loi sur la simplification, dans l'exercice de compétences exclusives qui lui sont accordées par l'Assemblée nationale (article 31 de la Loi). Cette décision pouvait acquérir la force d'un jugement émanant de la Cour supérieure (article 39 de la Loi), était sans appel (article 40 de la Loi), protégée par une clause privative des plus fortes (article 41 de la Loi) et n'a pas fait l'objet de demande de révision (article 37 de la Loi). De plus, la Loi sur la simplification n'a été sanctionnée que le 8 décembre 2019 et ne prévoit pas de rétroactivité. Le Distributeur et même le gouvernement sont donc tenus de respecter la décision de la Régie et cette dernière doit lui donner son effet.

¹⁸ [RLRQ, c. H-5.](#)

¹⁹ Pièce [C-ROEÉ-0018](#).

[55] Le ROEE considère que la Régie possède toute l'autorité nécessaire afin de rendre une éventuelle ordonnance de sauvegarde, suivant l'article 34 de la Loi, dans le cadre de la phase 2 du présent dossier.

3.9 SÉ

[56] Dans sa correspondance du 2 avril 2020, SÉ confirme sa recommandation exprimée les 9 décembre 2019 et 27 février 2020²⁰ visant à ce que la phase 2 du présent dossier soit tenue dès à présent. Selon elle, la proposition du Distributeur de reporter la phase 2 du présent dossier à l'année 2025-2026 est à la fois mal fondée en droit et inopportune.

[57] Selon l'intervenante, la décision D-2019-164 n'a pas pour effet de transformer le Programme en une option tarifaire. Ce dernier demeure un programme de transition ou innovation ou efficacité énergétique qui est contenu au Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec 2018-2023 de Transition énergétique Québec (Plan directeur de TEQ). La Régie conserve donc la pleine juridiction qu'elle possédait dans le cadre de la phase 1, soit d'effectuer le suivi du Programme et de le modifier en énonçant les principes qui lui apparaissent opportuns. Il n'y a donc pas lieu, pour la Régie, de suspendre la phase 2 du présent dossier en attendant l'année 2025-2026 ou un hypothétique décret gouvernemental selon l'article 48.4 de la Loi²¹.

[58] Selon SÉ, dans le cadre de la phase 1 du présent dossier, la Régie a statué sur l'approbation du Programme et l'apport financier nécessaire jusqu'au 31 mars 2020. Il est donc possible, selon elle, que, juridiquement, le Programme continue d'exister de plein droit, du 1^{er} avril 2020 au 31 mars 2023, sans intervention de la Régie, d'autant plus qu'il constitue l'une des importantes mesures destinées à équilibrer le bilan de puissance du plan d'approvisionnement 2020-2029. Toutefois, pour plus de certitude et pour éviter toute éventuelle contestation, SÉ recommande à la Régie de rendre d'urgence une décision interlocutoire prolongeant le Programme sous sa forme actuelle, au-delà du 31 mars 2020, au moins pour une année de plus, afin d'assurer à la clientèle une stabilité pendant que la phase 2 procédera.

²⁰ Pièces [C-SÉ-0014](#) et [C-SÉ-0016](#).

²¹ Pièce [C-SÉ-0017](#).

[59] La Régie n'a pas encore exercé sa juridiction décisionnelle d'approbation, avec ou sans modification de ce Programme et de l'apport financier nécessaire, pour la période se situant entre le 1^{er} avril 2020 et le 31 mars 2023, date de fin du Plan directeur de TEQ. Il reste donc à la Régie à exercer cette juridiction, dans le cadre de la phase 2 du présent dossier.

[60] Selon SÉ, il n'y a rien d'anormal à ce que le pouvoir décisionnel de la Régie soit différent, selon qu'elle agisse au stade de la planification ou au stade opérationnel. En effet, un assujetti tel le Distributeur a toujours le droit, au stade opérationnel, de mettre en œuvre des programmes ou activités qui ne se trouvent pas dans un de ses plans d'approvisionnement. De même, cet assujetti a toujours le droit, au stade opérationnel, de ne pas mettre en œuvre des programmes ou activités qui se trouvent dans un tel plan. De telles choses arrivent souvent. Mais ces flexibilités opérationnelles n'ont pas pour effet d'abolir l'exigence que ces plans soient eux aussi approuvés de la manière prévue en droit.

3.10 UC

[61] L'UC soumet que les motifs allégués par le Distributeur pour ne pas donner suite aux ordonnances de la Régie contenues à sa décision D-2019-164 sont erronés et les conclusions qu'il soumet quant au maintien en vigueur du Programme au-delà de l'année tarifaire 2019-2020 sont contraires à cette décision et ne respectent ni les dispositions de la décision, ni celles de la Loi.

[62] L'intervenante souligne que le tarif GDP Affaires ne se trouve pas à l'annexe I de la *Loi sur Hydro-Québec*. En conséquence, un tel tarif n'existe pas et ne peut être appliqué tant que la Régie n'en aura pas déterminé les paramètres précis.

[63] Contrairement à ce que soumet le Distributeur, le Programme, tel qu'il existait avant la décision D-2019-164, n'est plus en vigueur, sa qualification juridique telle que soumise n'ayant pas été retenue par la Régie. Selon l'UC, bien que le tarif et les conditions tarifaires applicables au Programme n'aient pu être déterminés par la Régie, sa nature tarifaire a définitivement été déterminée par la décision D-2019-164 et, à ce jour, le Distributeur n'a pas déposé d'informations, ni pris les mesures requises afin que la Régie soit en mesure de fixer le tarif qu'elle seule a la compétence de fixer.

[64] Selon l'intervenante, le Distributeur n'a ni les pouvoirs, ni la discrétion de déterminer un tarif et de l'appliquer unilatéralement sans qu'une décision de la Régie, fixant un tel tarif, intervienne. Le Distributeur ne peut donc, à son entière discrétion, continuer de faire évoluer le Programme et l'intégrer à son plan d'approvisionnement. Le fait, pour le Distributeur, de fixer unilatéralement un tarif et des conditions tarifaires, en contravention avec une décision de la Régie, est un processus illégal.

[65] La Régie n'a, en aucun temps, autorisé la continuation du Programme au-delà de l'année tarifaire 2019-2020. De plus, elle a jugé que les conditions d'application actuelles du Programme étaient inadéquates. À partir du moment où la Régie a déterminé que le Programme est une offre tarifaire, il ne peut plus être offert et continuer d'exister sans une décision de la Régie qui, dans l'exercice de sa pleine compétence en vertu de l'article 31.1 de la Loi, doit fixer un tarif juste et raisonnable pour ce Programme.

[66] L'UC soumet que, dans les circonstances, si le Distributeur veut poursuivre le Programme que la Régie a, dans sa décision D-2019-164, qualifié d'option tarifaire analogue à l'option d'électricité interruptible, il devait non seulement soumettre à la Régie, dans les délais impartis, les informations requises mais, il doit également, en respect des nouveaux articles 48.2 à 48.6 de la Loi, présenter un rapport au gouvernement afin d'obtenir un décret indiquant à la Régie ses préoccupations économiques, sociales et environnementales à l'égard de l'option tarifaire GDP Affaires. Cette démarche est spécifiquement prévue aux articles 48.2 à 48.6 de la Loi depuis le 1^{er} avril 2020.

[67] Par ailleurs, ces articles ne modifient en rien le pouvoir exclusif que l'article 31 confère à la Régie pour fixer et modifier les tarifs.

[68] L'UC est d'avis que l'adoption de la Loi sur la simplification n'a pas eu pour effet de rendre les décisions de la Régie inopérantes ou invalides, de même que ses pouvoirs et ses responsabilités en matières tarifaires. Si le Distributeur souhaite compter la nouvelle option tarifaire GDP Affaires dans son bilan, il doit se soumettre à la décision de la Régie et se tourner vers le gouvernement pour obtenir un décret²². Selon elle, le Distributeur doit respecter les décisions rendues par la Régie et la juridiction que la Loi lui confère. À défaut par le Distributeur de respecter cette procédure, l'option tarifaire que constitue le Programme sera caduque et ne pourra légalement et légitimement se poursuivre.

²² Pièce [C-UC-0021](#).

[69] En conséquence, les coûts du Programme, qui ne seraient donc pas autorisés, devraient être comptabilisés strictement et séparément et ne devraient pas être inclus dans la base tarifaire ou récupérés par le Distributeur auprès de sa clientèle, dans le futur ou à quelque moment que ce soit.

[70] Si le Distributeur veut intégrer ses coûts à sa base tarifaire et mettre légitimement et légalement en place ce Programme, il doit respecter le processus mis en place par la Loi sur la simplification afin de demander la fixation d'un tarif. Le fait que le Distributeur invoque qu'il compte sur ce Programme dans son plan d'approvisionnement ne rend pas légitime ou juridiquement acceptable, d'un point de vue réglementaire, la mise en place, par le Distributeur, de manière cavalière, unilatérale et sans approbation par la Régie, d'un nouveau tarif dont la nature a été reconnue par la Régie, mais dont les paramètres n'ont pas encore été approuvés.

4. OPINION DE LA RÉGIE

[71] Disposant de la position de tous les participants au dossier en lien avec l'impact de la sanction de la Loi sur la simplification sur la poursuite de la phase 2 du dossier, la Régie se prononce sur les questions juridiques suivantes, afin de statuer sur la tenue de cette phase :

- Est-ce que les modifications apportées par la Loi sur la simplification ont pour effet d'invalider la décision D-2019-164?
- Quels sont les effets juridiques de la décision D-2019-164 sur le statut du Programme?
 - Plus particulièrement, est-ce que la Régie demeure compétente pour autoriser et fixer une option tarifaire pour le Programme, dans le cadre de la phase 2 du présent dossier?
- Est-ce que la Loi sur la simplification prévoit une disposition qui autoriserait la poursuite du Programme?
 - Dans la négative, est-ce que le Distributeur peut maintenir le Programme au-delà du 31 mars 2020?
- Est-ce que la Régie peut rendre une ordonnance de sauvegarde en vertu de l'article 34 de la Loi pour l'hiver 2020-2021?

[72] Pour ce faire, elle doit déterminer l'interprétation à retenir pour l'analyse appropriée de l'application dans le temps des nouvelles dispositions modifiant sa loi constitutive.

[73] Pour les motifs qui suivent, la Régie est d'avis que les modifications apportées par la Loi sur la simplification n'invalident pas, en tout ou en partie, sa décision D-2019-164.

4.1 EST-CE QUE LES MODIFICATIONS APORTEES PAR LA LOI SUR LA SIMPLIFICATION ONT POUR EFFET D'INVALIDER LA DECISION D-2019-164?

[74] Rendue le 2 décembre 2019, avant la sanction de la Loi sur la simplification, la décision D-2019-164 respecte le cadre réglementaire alors en vigueur et est fondée sur la version de la Loi qui prévalait durant toute la durée de l'instance.

[75] Ainsi, les dispositions en vigueur pendant l'examen du dossier prévoient le plein exercice du pouvoir tarifaire de la Régie à l'égard du Distributeur et ses décisions sont exécutoires dès leur publication, celles-ci étant sans appel²³.

[76] La Régie souligne que sa compétence exclusive de fixer les tarifs du Distributeur prévue à l'article 31 de la Loi n'a pas été modifiée par la Loi sur la simplification, même si cette dernière modifie la façon et la périodicité de l'exercice de son pouvoir tarifaire.

[77] La Régie note au passage que cet aspect ne fait l'objet d'aucune contestation et que tous les participants au dossier s'accordent pour convenir de la légalité de la décision D-2019-164. D'ailleurs, le Distributeur reconnaît d'emblée que cette décision porte effet et annonce son intention de se conformer aux ordonnances de la Régie qui y sont formulées, au moment qu'il considère opportun.

[78] La Régie détermine qu'au moment de rendre sa décision D-2019-164, elle était compétente pour ce faire. Cette décision était et demeure légale et exécutoire, malgré les changements apportés à la Loi à la suite de la sanction de la Loi sur la simplification.

²³ En vertu des articles 40 et 48 de la Loi.

[79] Considérant les positions exprimées par les participants, il n’y a toutefois pas de consensus quant à la portée des nouvelles dispositions promulguées par la Loi sur la simplification et à leurs impacts sur l’instance en cours.

[80] Ainsi, il importe d’examiner spécifiquement les nouvelles dispositions de la Loi sur la simplification et de juger si elles sont venues *a posteriori*, lors de leur entrée en vigueur respective, invalider, modifier ou autrement priver d’effet certaines conclusions de la décision D-2019-164 et, le cas échéant, dans quelle mesure.

Régime transitoire

[81] Les dispositions transitoires de la Loi sur la simplification prévoient des modalités d’entrée en vigueur progressive pour ses dispositions, telles qu’énoncées à son article 23 :

« 23. La présente loi entre en vigueur le 8 décembre 2019, à l’exception des articles 1 à 4, des paragraphes 2° et 3° de l’article 6 et des articles 8 à 10 et 18, qui entrent en vigueur le 1^{er} avril 2020 ».

[nous soulignons]

[82] Au 27 février 2020, date prévue pour le dépôt de la preuve du Distributeur pour la phase 2, l’entrée en vigueur des nouvelles dispositions était partielle et les changements apportés à la Loi et à la *Loi sur Hydro-Québec* étaient limités.

[83] Cet état transitoire, expressément prévu par le législateur, a apporté un certain flottement entre les deux régimes réglementaires, lequel a persisté jusqu’au 1^{er} avril 2020, date à laquelle les nouvelles dispositions sont entrées en vigueur.

[84] Dans l’intervalle, l’interprétation des dispositions opérantes de la Loi prévoit que, tout en conservant sa compétence exclusive pour « *fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l’électricité est distribuée par le distributeur d’électricité* »²⁴, la Régie ne peut plus exercer ce pouvoir tarifaire de plein droit, tel qu’il appert des modifications apportées à l’article 48 de la Loi, en vigueur jusqu’au 1^{er} avril 2020²⁵ :

²⁴ Article 31 1° de la Loi.

²⁵ L’alinéa 1 de l’article 6 de la Loi sur la simplification abroge ces termes « [s]ur demande d’une personne intéressée ou de sa propre initiative, fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l’électricité est distribuée par le distributeur d’électricité » de l’article 48 de la Loi.

« 48. Sur demande d'une personne intéressée ou de sa propre initiative, la Régie fixe ou modifie les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée par le transporteur d'électricité ou distribuée par le distributeur d'électricité ou ceux auxquels le gaz naturel est fourni, transporté ou livré par un distributeur de gaz naturel ou emmagasiné de même que les conditions auxquelles l'électricité est distribuée par le distributeur d'électricité. Elle peut notamment demander au transporteur d'électricité, au distributeur d'électricité ainsi qu'à un distributeur de gaz naturel de lui soumettre une proposition de modification.

[...] ». [nous soulignons]

[85] Cette période du 8 décembre 2019 au 1^{er} avril 2020 a mis en place un vide juridique où les nouvelles modalités de calcul des prix des tarifs, prévues aux articles 48.2 à 48.6 de la Loi demeuraient inapplicables, alors que la *Loi sur Hydro-Québec* continuait de prévoir, jusqu'au 1^{er} avril 2020, que les « *tarifs et les conditions auxquels l'énergie est distribuée sont fixés par la Régie* » et que l'annexe I²⁶ n'existait pas.

[86] **Ainsi, au 27 février 2020, soit la date prévue pour le dépôt de sa preuve, le Distributeur pouvait certes soutenir que la Loi sur la simplification allait avoir certains impacts à partir du 1^{er} avril 2020, position que la Régie examinera plus loin, mais il aurait dû respecter les ordonnances de la Régie à l'égard de la phase 2, puisque ces dernières n'étaient pas rendues inopérantes.**

[87] **Puisque l'écoulement du temps a permis l'entrée en vigueur de la totalité des dispositions de la Loi sur la simplification, la Régie juge qu'il est plus utile d'examiner uniquement la portée du nouveau régime sur le présent dossier à sa pleine application et ne statuera pas spécifiquement sur l'effet de l'entrée en vigueur partielle des nouvelles dispositions au 27 février 2020.**

[88] Considérant l'arrimage qui doit être fait dans le présent dossier afin de respecter à la fois la légalité de la décision D-2019-164, le caractère exécutoire des ordonnances qu'elle contient, la préexistence du dossier à la date de la sanction de la Loi sur la simplification et la poursuite du dossier en conformité avec le nouveau cadre législatif, la Régie procède à l'examen de l'application dans le temps de la Loi sur la simplification pour interpréter son impact sur la poursuite du présent dossier.

²⁶ Instaurée dans la *Loi sur Hydro-Québec* par l'article 2 de la Loi sur la simplification.

[89] La Régie doit notamment déterminer si l'application de la Loi sur la simplification, lors de son entrée en vigueur complète au 1^{er} avril 2020, a opéré un changement au caractère exécutoire des ordonnances contenues à la décision D-2019-164, si elle a modifié les effets de ces ordonnances ou a changé la procédure entourant l'exercice du pouvoir tarifaire de la Régie.

Règles d'interprétation générales

[90] En matière d'interprétation des lois, la règle de base sur l'application de nouvelles dispositions modifiant une loi existante veut que son application se fasse généralement pour l'avenir, de manière dite prospective. À moins de le prévoir expressément, une nouvelle disposition est présumée ne pas produire d'effets antérieurs à son entrée en vigueur. Elle ne doit pas être interprétée ou appliquée d'une façon telle à déterminer les effets des faits accomplis avant son entrée en vigueur, de telle sorte qu'ils soient considérés avoir toujours été affectés par la modification, sans que cette intention soit explicite du texte de la loi²⁷.

[91] La Loi sur la simplification, dont la sanction est postérieure à la décision D-2019-164, ne peut être interprétée comme ayant une portée rétroactive générale et implicite lui permettant de s'appliquer à une décision valablement rendue sous le régime antérieur, pour invalider une décision légale et qui respecte le cadre législatif en vigueur au moment de sa publication.

[92] Si le législateur a l'intention de donner une portée rétroactive à une nouvelle loi, il doit habituellement l'exprimer dans les dispositions transitoires, qui sont notamment utilisées pour préciser les exceptions dans l'application des règles générales d'interprétation législatives expressément souhaitées par le législateur.

[93] D'application temporaire et limitées dans le temps, les dispositions transitoires sont soumises à une interprétation restrictive puisqu'elles visent à refléter l'intention du législateur pour instrumenter l'intégration des nouvelles dispositions et faciliter la transition entre deux régimes pour les lois qui sont modifiées par la nouvelle loi.

²⁷ Voir notamment *Épiciers Unis Métro-Richelieu Inc., division « Éconogros » c. Collin*, [2004] 3 R.C.S. 257, 2004 CSC 59, par. 45 et ss.

[94] Autant que faire se peut, le texte en vigueur pendant la période transitoire doit permettre de régler les enjeux transitionnels découlant du changement législatif, en donnant au texte un sens le plus près possible de sa lettre. Les dispositions transitoires seront interprétées par une lecture stricte des termes utilisés, sans ajouter au texte, en évitant de lui prêter une portée implicite ou qui excéderait le sens et l'effet direct des modifications apportées.

[95] Une loi rétroactive se concilie difficilement avec le principe de la primauté du droit, de la stabilité législative et peut être une source d'injustice. La doctrine reconnaît que l'interprète d'une loi rétroactive doit se montrer exigeant à l'égard du législateur, en ne donnant d'effet rétroactif que si l'intention apparaît très clairement ou en interprétant restrictivement la loi rétroactive²⁸.

[96] Ainsi, il n'est pas justifié d'inférer un effet rétroactif implicite aux dispositions transitoires. Elles ne doivent pas s'interpréter pour induire généralement une portée rétroactive à la loi nouvelle ou frapper de nullité ou d'illégalité un fait ou un acte antérieur à son entrée en vigueur, à moins que cette intention soit libellée de façon expresse et explicite.

[97] Par ailleurs, les dispositions transitoires peuvent prévoir des effets rétrospectifs aux nouvelles dispositions, précisant que le nouveau régime s'applique immédiatement, en produisant des effets pour l'avenir sur les actes antérieurs à l'entrée en vigueur de la nouvelle loi ou faits juridiques déjà constitués.

[98] Les lois d'interprétation québécoise²⁹ et fédérale³⁰ prévoient des dispositions qui indiquent que l'abrogation d'une disposition n'a pas pour effet de porter atteinte aux avantages et droits acquis ou procédures intentées en vertu de l'ancien régime et que les droits acquis peuvent être exercés et les procédures continuées, malgré l'abrogation.

[99] Toutefois, les lois d'interprétation prévoient aussi que lorsque les nouvelles dispositions ont pour effet à la fois d'abroger et de modifier un régime existant, les droits et avantages acquis sous l'ancien régime persistent, à moins d'incompatibilité avec le nouveau texte, mais qu'ils sont exercés en vertu de la procédure édictée en vertu des

²⁸ P.-A. Côté et al, *Interprétation des lois*, 4^e éd., Montréal, Thémis, 2009, p. 171 et 172.

²⁹ [RLRQ, c. I-16](#), art. 12.

³⁰ [L.R.C. \(1985\), ch. I-21](#), art. 43 c), e) et alinéa 2.

nouvelles dispositions. On dira de ces modifications de procédure qu'elles ont une application immédiate³¹.

[100] Ainsi, la règle générale d'interprétation législative établit une présomption en faveur du principe de non-rétroactivité et de l'application prospective des dispositions modificatrices :

« En droit public, le principe de non-rétroactivité de la loi prête à deux applications distinctes. Il signifie d'abord que les textes législatifs doivent s'interpréter, si possible, de manière à éviter tout effet rétroactif. Le principe a, toutefois, en droit public, une autre application : il signifie de surcroît que les textes habilitants doivent s'interpréter comme n'accordant pas la faculté d'exercer rétroactivement des pouvoirs conférés.

La loi, en droit public, s'interprète de manière à éviter la remise en cause de faits accomplis »³².

[101] Il y a effet immédiat de la loi nouvelle lorsqu'elle s'applique à l'égard d'une situation juridique en cours au moment où la loi prend effet. La loi nouvelle gouvernera alors le déroulement futur de cette situation, selon une application dite rétrospective. Si, par contre, la loi nouvelle ne s'applique pas à l'égard d'une situation en cours, cette situation restera régie par la loi ancienne : c'est le principe de la survie de la loi ancienne³³.

[102] Dans le cas spécifique des instances en cours lors de l'adoption de nouvelles dispositions, les tribunaux ont confirmé que l'application immédiate des nouvelles règles aux affaires pendantes visait spécifiquement les modifications de nature purement procédurale. Ils ont toutefois précisé qu'une loi de pure procédure ne devrait avoir d'effets que sur la manière d'exercer un droit et qu'une loi entraînant la suppression d'un droit d'action déborde de la simple procédure.

³¹ Article 13 de la loi d'interprétation québécoise et article 44 de la loi d'interprétation fédérale.

³² P.-A. Côté et al, *Interprétation des lois*, 4^e éd., Montréal, Thémis, 2009, p. 167.

³³ *Ibid.*, p. 176.

[103] Le professeur Côté note³⁴ :

« Ainsi la jurisprudence est quasi unanime à conclure qu'une loi qui supprime un droit d'action n'a pas un effet procédural seulement : de telles lois ne sauraient, sauf indication contraire, s'appliquer à des créances nées avant leur adoption ».

[notes de bas de page omises]

[104] Il poursuit en précisant que les lois relatives à la compétence des tribunaux ne sont pas, en règle générale, applicables aux instances en cours, car il est bien établi que la compétence n'est pas une question de procédure.

[105] Ce principe, fréquemment appliqué par les tribunaux, vaut aussi bien pour la compétence du tribunal de première instance que pour celle des tribunaux compétents à l'égard des recours contre les décisions de première instance. À ce sujet, il note que la Cour suprême a fixé au jour de l'introduction de l'action en première instance, par opposition au jour du jugement ou de la mise en délibéré, la date de concrétisation du droit d'appel.

[106] Ainsi, la Régie retient que dans le cas d'une modification législative visant la compétence d'un tribunal, il faut généralement interpréter que le cadre législatif de référence est cristallisé au moment du dépôt de la demande introductive d'instance et qu'il est maintenu pour tout le traitement lié à cette compétence.

[107] Sous réserve d'une disposition transitoire expresse à l'effet contraire, puisque l'examen du présent dossier était et demeure en cours d'instance, en vertu du principe de la survie de la loi ancienne, cet examen doit se faire en vertu de la compétence tarifaire de la Régie telle qu'elle était à la date du dépôt de la demande du Distributeur.

[108] Ainsi, à moins de conclure que la Loi sur la simplification contient une telle disposition à l'effet contraire, en vertu du principe de la survie de la loi ancienne, la Régie pourra exercer sa compétence sous le régime antérieur dans la poursuite du dossier, jusqu'à ce qu'elle ait complété l'examen découlant des ordonnances rendues dans sa décision D-2019-164.

³⁴ *Ibid.*, p. 211.

Effets de la Loi sur la simplification sur le dossier en cours

[109] Les dispositions transitoires sont édictées aux articles 19 à 23 de la Loi sur la simplification. Parmi elles, les articles 19 et 20 reflètent l'intention explicite du législateur de créer pour certains dossiers en cours d'instance devant la Régie un régime transitoire particulier et spécifique, indépendant de celui qui pourrait être inféré des règles d'interprétation générales et des autres dispositions transitoires d'application plus générale.

[110] L'article 19 de la Loi sur la simplification édicte un régime particulier de transition qui prévoit explicitement, d'une part, la survie du régime antérieur pour l'exercice du pouvoir tarifaire et, d'autre part, qui aménage une procédure particulière pour l'application des nouveaux tarifs fixés dans des dossiers spécifiques :

« 19. Les dispositions de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5) et de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) continuent de s'appliquer, telles qu'elles se lisaient avant leurs modifications par la présente loi, aux dossiers R-4045-2018 et R-4091-2019 devant la Régie de l'énergie.

Toute décision rendue par la Régie dans ces dossiers modifie l'annexe I de la Loi sur Hydro-Québec en conséquence. Une telle décision contient l'annexe modifiée.

La Régie publie à la Gazette officielle du Québec l'annexe modifiée en y indiquant la date à compter de laquelle elle prend effet. À partir de cette publication, le ministre de la Justice assure la mise à jour de l'annexe I dans le Recueil des lois et des règlements du Québec ».

[111] Pour sa part, l'article 20 de cette loi stipule que :

« 20. Les tarifs auxquels l'électricité est distribuée fixés ou modifiés par la Régie de l'énergie dans ses décisions D-2019-037 du 22 mars 2019, D-2019-129 du 23 octobre 2019 et D-2019-145 du 12 novembre 2019 s'appliquent jusqu'au 31 mars 2020 et ne peuvent être modifiés sous réserve d'une décision de la Régie de l'énergie dans le dossier R-4045-2018 ».

[112] Cette disposition prévoit explicitement qu'à l'exception des décisions qui y sont énumérées, aucune décision de la Régie ne peut fixer ou modifier les tarifs d'électricité en vigueur et, par conséquent, le contenu de l'annexe I, avant son entrée en vigueur le 1^{er} avril 2020.

[113] Le présent dossier n'est pas expressément visé par les exceptions prévues aux articles 19 et 20 de la Loi sur la simplification et la décision D-2019-164 n'a pas produit cet effet.

[114] Au demeurant, si la Régie venait à rendre une décision dans une éventuelle phase 2, elle ne contreviendrait pas à l'article 20 de la Loi sur la simplification, dont la portée temporelle s'éteignait au 31 mars 2020 et qui est maintenant caduque par l'entrée en vigueur complète des dispositions de cette loi.

[115] En conséquence, la Régie conclut que le législateur n'a pas prévu expressément le régime transitoire applicable au présent dossier et qu'il lui appartient d'interpréter l'intention de ce dernier. Le législateur lui a laissé le soin d'interpréter le régime réglementaire applicable et la manière dont elle devait exercer sa compétence dans le contexte, en appliquant les autres dispositions transitoires et, de façon supplétive, les règles générales d'interprétation précédemment décrites.

[116] Ainsi, ni les dispositions transitoires de la Loi sur la simplification, ni les modifications apportées par les autres dispositions de cette loi n'ont pour effet d'empêcher la poursuite de dossiers déjà en cours et par lesquels la Régie exerce déjà valablement sa compétence tarifaire, afin que ces dossiers viennent éventuellement modifier l'annexe I, après son entrée en vigueur au 1^{er} avril 2020³⁵.

[117] D'ailleurs, la Régie est d'avis que le fait d'interpréter le texte des dispositions transitoires de la Loi sur la simplification d'une façon qui infère de tels effets altérerait sa compétence pour fixer les tarifs du Distributeur, d'une façon incompatible et irréconciliable avec l'intention exprimée par le législateur dans le cadre de l'adoption de cette loi.

³⁵ Conformément à l'article 4 de la Loi sur la simplification.

[118] Constatant l'absence de dispositions transitoires expresses prescrivant la nullité de la décision D-2019-164 ou empêchant la survie du présent dossier, la Régie estime que la Loi sur la simplification n'a pas pour effet d'invalider cette décision ou de la priver de ses effets.

[119] En conséquence, et conformément aux règles d'interprétation générales, la Régie considère qu'elle demeure investie de la compétence tarifaire exclusive requise, en vertu de la Loi, pour poursuivre le présent dossier et procéder à l'examen requis pour fixer le tarif GDP Affaires, dans la phase 2.

[120] Par ailleurs, la Régie juge que la poursuite de la phase 2 du présent dossier sous l'ancien régime de la Loi est justifiée par l'intérêt supérieur de maintenir sa compétence tarifaire identique tout au long du dossier.

[121] De surcroît, nonobstant qu'elle soit investie de sa compétence tarifaire inchangée par le maintien du régime réglementaire, la Régie considère que la Loi sur la simplification n'a pas altéré sa compétence exclusive pour fixer les tarifs du Distributeur, qui demeure enchâssée à l'article 31 de la Loi, mais qu'elle a plutôt modifié le processus par lequel elle peut exercer cette compétence à partir du 1^{er} avril 2020.

[122] Bien que les modalités d'exercice de son pouvoir tarifaire aient été modifiées par la Loi sur la simplification pour les dossiers à venir, elle peut recourir à ce pouvoir préexistant dans le cadre de la présente instance.

[123] Indépendamment des modifications apportées aux modalités d'exercice, la Régie doit continuer à exercer sa compétence tarifaire et procéder à l'examen de la structure tarifaire qui sera proposée, afin de fixer le tarif GDP Affaires.

[124] Cependant, la Régie estime qu'il est préférable de considérer une interprétation qui favorise une application conforme aux modifications législatives et, en même temps, qui préserve la cohérence des travaux du tribunal, surtout en ce qui a trait à l'exercice de sa compétence à l'intérieur d'un même dossier, qui n'a pas été altérée par les nouvelles dispositions.

[125] La Régie considère qu'une telle interprétation réconcilie la position du Distributeur à l'égard de l'objet du dossier et la compétence tarifaire qu'elle doit continuer d'exercer, dans le cadre d'un dossier en cours d'instance. Cette interprétation permet de favoriser l'allègement et la cohérence réglementaires, tout en évitant de surcharger inutilement le déroulement du dossier visant la fixation des tarifs 2025-2026 du Distributeur.

[126] Considérant que les règles d'interprétation sont généralement comprises de manière à prévoir une application rétrospective en matière procédurale, la Régie juge qu'il est opportun, dans le cadre de la poursuite du dossier, d'exercer sa discrétion en matière procédurale et de respecter l'esprit des nouvelles exigences procédurales, notamment en lien avec la publication des décisions et la modification de l'annexe I de la *Loi sur Hydro-Québec*.

[127] Ainsi, il appartient au Distributeur de se conformer aux modalités procédurales prévues à la Loi pour déposer sa proposition.

4.2 QUELS SONT LES EFFETS JURIDIQUES DE LA DÉCISION D-2019-164 SUR LE STATUT DU PROGRAMME?

[128] Ayant établi que la Loi sur la simplification n'invalide pas la décision D-2019-164, qu'elle ne la prive pas de ses effets et que, pour la poursuite du présent dossier, la compétence tarifaire de la Régie s'exerce selon le régime antérieur, il convient d'en confirmer les effets juridiques.

[129] Par sa décision D-2019-164, la Régie a exposé le résultat de ses délibérations sur l'examen au mérite des questions de fond soulevés dans le présent dossier, soit la détermination de la nature juridique du Programme mis en place par le Distributeur depuis 2015 et en concluant sur ses impacts à la hausse sur les tarifs.

[130] Tel que mentionné précédemment, en vertu de la Loi, les décisions de la Régie étant pleinement exécutoires dès leur publication, elle juge que sa décision D-2019-164 a produit les effets juridiques suivants :

- déterminer que le Programme est une offre tarifaire optionnelle;

- requérir du Distributeur qu'il respecte les caractéristiques inhérentes à ce type de catégorie réglementaire, incluant le traitement des coûts en respect avec la détermination de tarif;
- édicter les principes à respecter dans l'élaboration de la structure tarifaire et les textes de tarifs;
- création d'une phase 2, pour y examiner ces éléments.

[131] Ainsi, la nature juridique du Programme a été irrémédiablement changée lors de la publication de la décision D-2019-164 pour devenir une offre tarifaire optionnelle. Cette détermination de la nature réglementaire du Programme a engendré des impacts spécifiques. Il appartient dorénavant à la Régie d'examiner et d'établir la structure tarifaire, sur proposition du Distributeur, et de fixer les textes du tarif et leur entrée en vigueur sans qu'il puisse, à terme, s'y soustraire.

[132] D'ailleurs, la conclusion déclarant la nature tarifaire du Programme emporte, de plein droit, certaines conséquences qui découlent de stipulations d'ordre public enchâssées dans la Loi. Ainsi, dès la publication de la décision D-2019-164, par le simple effet de la Loi, ses articles 53 et 54 ont commencé à opérer à l'égard du Programme et étaient opposables au Distributeur.

[133] Reconnu comme un tarif, le Programme doit être traité sous cette forme, sinon le Distributeur contreviendrait à l'article 53 de la Loi qui stipule :

« 53. Le transporteur ou le distributeur d'électricité ou un distributeur de gaz naturel ne peut convenir avec un consommateur ou exiger de celui-ci un tarif ou des conditions autres que ceux fixés par la Régie ou par le gouvernement ou prévus à l'annexe I de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5).

Il ne peut discontinuer ou suspendre le service au consommateur pour la raison que ce dernier refuse de payer un montant autre que celui résultant de l'application d'un tarif ou d'une condition fixé par la Régie ou par le gouvernement ou prévu à l'annexe I de la Loi sur Hydro-Québec ».

[nous soulignons]

[134] L'article 54 de la Loi prévoit que « [t]oute stipulation d'une convention dérogeant à celle d'un tarif fixé par la Régie ou par le gouvernement ou prévu à l'annexe I de la Loi sur Hydro-Québec ». Conformément à l'interprétation constante de la Régie, cette disposition est d'ordre public.

[135] Selon le professeur Patrice Garant :

« *Les dispositions du Code concernant la compétence, ou ce que l'on appelle au Québec la « juridiction » d'un tribunal ont toujours été considérées comme étant d'ordre public. C'est le cas de la compétence inhérente des cours supérieures, protégée d'ailleurs par l'article 96 de la Constitution, de même que des « compétences d'attribution ». Ce principe vaut également à l'égard des tribunaux administratifs et quasi judiciaires. [...]* »³⁶.

[136] En effet, les articles 53 et 54 de la Loi sont des dispositions corollaires de son article 31 qui prévoit la compétence tarifaire exclusive de la Régie et ces articles prévoient le caractère obligatoire des *Tarifs d'électricité* et des *Conditions de service*.

[137] Depuis la décision D-2019-164, la Régie est saisie, dans le présent dossier, de la fixation d'un tarif pour rendre le Programme conforme aux exigences de la Loi. Le Distributeur ne peut y déroger, même s'il persiste à l'opérer de façon contractuelle avec les participants.

[138] La Régie s'est déjà prononcée à plusieurs reprises³⁷ sur cette question en précisant que les *Conditions de service* et les *Tarifs d'électricité* correspondent à un contrat réglementé. En rappelant qu'ils sont fixés par elle au terme d'audiences publiques, en vertu des articles 31, alinéa 1 (1^o) et 48 de la Loi, que les articles 53 et 54 de la Loi prévoient qu'ils sont d'application obligatoire et que nul ne peut y déroger par convention et qu'ainsi, il s'agit d'un contrat réglementé dont ni le Distributeur ni le client ne peut modifier le contenu, la Régie reprend à son compte les propos du juge Déziel de la Cour supérieure³⁸ :

³⁶ P. Garant, *Quelques réflexions sur l'ordre public dans le droit processuel québécois*, Les Cahiers de droit, 1999, p. 373 : <https://www.erudit.org/fr/revues/cd1/1999-v40-n2-cd3818/043546ar.pdf>.

³⁷ Voir notamment : dossier P-110-3294, décision [D-2019-035](#), p. 13, par. 56; dossier P-110-3370, décision [D-2019-089](#), p. 8, par. 26 et dossier P-110-3362, décision [D-2019-091](#), p. 9, par. 30.

³⁸ [Maltais c. Hydro-Québec](#), 2012 QCCS 3291.

« [42] Les Tarifs et conditions ne sont pas déterminés par Hydro-Québec, mais plutôt imposés par la Régie de l'énergie. Aucune réduction des obligations ne peut être obtenue en faveur du consommateur ni d'Hydro-Québec; il s'agit non seulement d'un contrat d'adhésion, mais d'un contrat jouissant d'un caractère réglementaire, comme l'a décidé la Cour suprême du Canada dans l'arrêt Glykis, précité ».

[139] Sur une question similaire, la Régie a d'ailleurs précisé que les ententes consensuelles, s'inscrivant en marge du contrat réglementé dont elle est la garante, ne peuvent être conclues qu'en respectant l'esprit et la lettre qui les sous-tendent. Elle notait³⁹ :

« [112] [...] il n'en demeure pas moins qu'en vertu de l'article 53 de la Loi, le Transporteur ne peut conclure que des conventions de service conformes aux tarifs et conditions fixés par la Régie. Par conséquent, une convention de service de transport entre le Transporteur et un client ne peut être conclue que dans la mesure où les conditions préalables fixées par les Tarifs et conditions ont été respectées. De plus, une fois qu'elle a été valablement conclue, elle incorpore implicitement, pour chacune des parties, les droits et obligations qui leur échoient respectivement dans un tel cas en vertu des Tarifs et conditions ». [nous soulignons]

[140] **Pour toutes ces raisons, la décision D-2019-164 ayant cristallisé la nature tarifaire du Programme et décrété les principes et caractéristiques soutenant la structure tarifaire à être autorisée, il n'est plus loisible au Distributeur d'en poursuivre l'opération, même de façon contractuelle, sans que la Régie ait d'abord approuvé une offre tarifaire GDP Affaires respectant ces principes et caractéristiques.**

4.3 EST-CE QUE LA LOI SUR LA SIMPLIFICATION PREVOIT UNE DISPOSITION QUI AUTORISERAIT LA POURSUITE DU PROGRAMME?

[141] Ainsi, la décision D-2019-164 a eu pour effet de modifier la nature réglementaire du Programme en reconnaissant sa nature tarifaire. La Loi sur la simplification n'a pas réformé cette décision et, en conséquence, le Programme est, depuis le 2 décembre 2019, un tarif. Or, comme mentionné précédemment, le Distributeur ne peut convenir avec un

³⁹ Dossiers R-3959-2016 et R-3961-2016, décision [D-2017-102](#), p. 37 et 38.

consommateur ou exiger de ce dernier un tarif ou des conditions autres que ceux fixés par la Régie, par le gouvernement ou prévus à l'annexe I de la *Loi sur Hydro-Québec*.

[142] La Régie n'a pas fixé un tarif GDP Affaires. Il s'agit de l'objet de la phase 2 du présent dossier pour lequel l'examen n'a pas débuté. Par ailleurs, l'ordonnance de sauvegarde contenue dans la décision D-2019-092, que la Régie rendait le 1^{er} août 2019, prolongeait l'autorisation du Programme pour le seul hiver 2019-2020 et n'autorisait pas qu'il se poursuive au-delà de cette période. En conséquence, l'ensemble des autorisations de la Régie d'opérer le Programme en lien avec cette ordonnance prenaient fin le 31 mars 2020.

[143] Par ailleurs, à la connaissance de la Régie, il n'existe aucun acte officiel du gouvernement autorisant un tarif GDP Affaires.

[144] Enfin, comme le faisait remarquer le Distributeur dans sa correspondance du 26 février 2020, ni la décision D-2019-164 rendue le 2 décembre 2019, ni le présent dossier ne sont expressément visés par l'article 20 de la Loi sur la simplification, pour identifier, jusqu'au 31 mars 2020, les tarifs auxquels l'électricité est distribuée et, par conséquent, pour constituer, au 1^{er} avril 2020, le contenu de l'annexe I de la *Loi sur Hydro-Québec*.

[145] Enfin, la Loi sur la simplification prévoit qu'à compter du 1^{er} avril 2020 et jusqu'au 1^{er} avril 2025, les tarifs applicables seront ceux prévus à la nouvelle annexe I de la *Loi sur Hydro-Québec*.

[146] À la suite de la revue des sources susceptibles d'autoriser un tarif GDP Affaires, force est de constater qu'une telle offre tarifaire n'est pas répertoriée. La Régie considère que cette dernière n'ayant pas été autrement autorisée, le Distributeur ne peut appliquer le tarif GDP Affaires sous l'ancienne formule, sans contrevenir à la Loi.

[147] Considérant la modification de la nature du Programme en un tarif par la décision D-2019-164 et l'absence d'autorisation spécifique de la part de la Régie ou du gouvernement ainsi que des nouvelles dispositions de la Loi sur la simplification, le Distributeur ne peut valablement continuer d'opérer le Programme.

[148] S'il souhaite offrir le tarif GDP Affaires au cours de l'hiver 2020-2021, il devra se conformer aux prescriptions d'ordre public de la Loi et, suivant les ordonnances de la Régie, déposer une preuve pour permettre la poursuite du dossier dans le cadre de la phase 2.

4.4 EST-CE QUE LA REGIE PEUT RENDRE UNE ORDONNANCE DE SAUVEGARDE EN VERTU DE L'ARTICLE 34 DE LA LOI POUR L'HIVER 2020-2021?

[149] Comme mentionné ci-haut, en vertu de l'article 53 de la Loi, en l'absence d'une autorisation du gouvernement, le Distributeur ne peut offrir de tarif sans obtenir l'autorisation explicite de la Régie à cet égard. S'il souhaite offrir le tarif GDP Affaires à l'hiver 2020-2021, il doit obtenir une telle autorisation de la Régie.

[150] Dans le cadre des ordonnances de sauvegarde émises lors de la phase 1 du présent dossier, il avait été mis en preuve que la période d'inscription des clients devait débiter au plus tard au mois de septembre précédent la période d'hiver afin que le Distributeur puisse opérer le Programme efficacement, ce qui signifie, pour l'hiver 2020-2021, que l'autorisation devrait être obtenue d'ici septembre 2020.

[151] Considérant la date de publication de la présente décision, il est improbable que l'examen complet de la phase 2 puisse être complété d'ici-là.

[152] Toutefois, la Régie demeure favorable aux objectifs visés par le Programme en tant qu'outil de gestion des besoins en puissance à la pointe du Distributeur et note que la continuité de l'offre est un facteur critique pour sa bonne opération.

[153] De l'avis de la Régie, la compétence qu'elle possède de fixer le tarif GDP Affaires inclut la compétence, en vertu de l'article 34 de la Loi, d'autoriser un tarif provisoire pour l'option tarifaire GDP Affaires.

[154] Tel qu'elle le soulignait dans une décision récente :

« [197] Ainsi, la Formation en révision constate que, suivant l'arrêt Bell Canada, dans l'exercice de l'éventail des pouvoirs implicites qui découlent de sa compétence tarifaire exclusive, la Régie possède le pouvoir de rendre des ordonnances de sauvegarde et d'établir des tarifs provisoires comme mesure conservatoire. Ce pouvoir tarifaire s'accompagne également d'un pouvoir implicite de revisiter les composantes de ce tarif provisoire dans la décision finale, laquelle disposera de la preuve au mérite »⁴⁰.

[155] Tel que mentionné dans sa décision D-2019-164 et comme l'ensemble des participants le souligne, la Régie est convaincue que le Programme est utile à la gestion de la pointe du réseau. C'est d'ailleurs pour cette raison qu'elle a accordé les ordonnances de sauvegarde nécessaires pour permettre au Distributeur de maintenir le Programme au cours des hivers 2018-2019 et 2019-2020, pendant qu'elle procédait à son examen⁴¹.

[156] La Régie est disposée, si le Distributeur souhaite poursuivre le Programme à l'hiver 2020-2021, à autoriser un tarif GDP Affaires de manière provisoire, d'ici à ce que l'examen de la phase 2 se termine et que ce tarif soit autorisé suivant les conclusions de cet examen.

[157] La Régie ordonne au Distributeur de lui fournir, au plus tard le **10 août 2020, à 12 h**, une proposition tarifaire, y incluant les modifications aux conditions de service pertinentes, le cas échéant, afin de fixer un tel tarif provisoire, en fonction des caractéristiques du Programme, tel qu'il était lors de la publication de la décision D-2019-164.

[158] Les intervenants devront faire parvenir leurs commentaires sur cette proposition tarifaire au plus tard le **21 août 2020 à 12 h**. Le Distributeur aura jusqu'au **28 août 2020 à 12 h** pour répliquer à ces commentaires.

⁴⁰ Dossier R-4106-2019, décision [D-2020-081](#), p. 54.

⁴¹ Voir les décisions [D-2018-113](#) et [D-2019-092](#).

5. CALENDRIER

[159] En ce qui a trait à l'établissement du calendrier de la phase 2, la Régie ordonne au Distributeur de lui soumettre une proposition de calendrier pour le traitement du dossier, au plus tard le **10 août 2020, à 12 h**. Cette proposition doit tenir compte du fait que le nouveau tarif GDP Affaires résultant de la phase 2 doit être en vigueur pour l'hiver 2021-2022.

[160] Les intervenants auront jusqu'au **21 août 2020 à 12 h** pour commenter cette proposition de calendrier.

[161] La Régie déterminera le calendrier ultérieurement, à la suite des commentaires des participants et de l'examen du calendrier réglementaire. Elle juge qu'il est important de mentionner que le calendrier réglementaire de l'année en cours est chargé. En conséquence, elle demande à chacun de collaborer, afin de respecter le calendrier et de permettre un traitement réglementaire efficace du présent dossier.

[162] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

DÉTERMINE qu'au moment de rendre sa décision D-2019-164, elle était compétente pour ce faire;

CONSIDÈRE :

- que, par sa décision D-2019-164, elle a déterminé que le Programme était dorénavant un tarif et a statué sur les principes et caractéristiques qui doivent soutenir la structure tarifaire à être autorisée,
- que, dès la publication de cette décision, les dispositions d'ordre public contenues aux articles 53 et 54 de la Loi ont commencé à opérer, de plein droit, à l'égard du Programme et sont opposables au Distributeur;

DÉCLARE que malgré les changements postérieurs apportés à la Loi, à la suite de la sanction de la Loi sur la simplification, la décision D-2019-164 était et demeure légale et exécutoire;

DÉCLARE que, pour les fins du présent dossier, il y a survie du régime antérieur;

EST D'AVIS que le cadre législatif de référence encadrant l'exercice de la compétence tarifaire exclusive de la Régie dans le présent dossier s'est cristallisé au moment du dépôt de la demande introductive d'instance;

CONSIDÈRE qu'elle détient la compétence requise pour poursuivre le dossier dans le cadre de la phase 2, jusqu'à ce qu'elle ait complété l'examen découlant des ordonnances rendues dans sa décision D-2019-164 visant à fixer le tarif GDP Affaires et **DÉTERMINE** que le Distributeur doit respecter ces ordonnances relatives à la phase 2 pour la fixation du tarif GDP Affaires;

DÉTERMINE qu'il serait contraire à l'ordre public pour le Distributeur de maintenir le Programme, sans que la Régie ait d'abord approuvé une offre tarifaire GDP Affaires respectant les principes et caractéristiques de sa décision D-2019-164;

ORDONNE au Distributeur de lui fournir une proposition tarifaire assortie des modifications pertinentes aux conditions de service, le cas échéant, afin de fixer un tarif provisoire respectant les caractéristiques du Programme, tel qu'il était lors de la publication de la décision D-2019-164, au plus tard le **10 août 2020, à 12 h**;

ORDONNE au Distributeur de lui soumettre, afin d'établir le calendrier de la phase 2, une proposition de calendrier pour la poursuite du traitement du dossier, au plus tard le **10 août 2020, à 12 h**. Cette proposition doit tenir compte du fait que le nouveau tarif GDP Affaires résultant de la phase 2 doit être en vigueur pour l'hiver 2021-2022;

ORDONNE aux participants de se conformer à tous les autres éléments décisionnels de la présente décision.

Lise Duquette
Régisseur

François Émond
Régisseur

Esther Falardeau
Régisseur

Pièce P-15

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO : R-4130-2020
(R-4041-2018)

HYDRO-QUÉBEC, personne morale de droit public légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ. c. H-5) ayant son siège social au 75, René Lévesque Ouest, dans la cité et district de Montréal, province de Québec

Demanderesse

DEMANDE DE RÉVISION DE LA DÉCISION D-2020-095 ET

DEMANDE D'URGENCE DE SURSIS D'EXÉCUTION DE LA DÉCISION D-2020-095

(Articles 34 et 37 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*)

AU SOUTIEN DE SA DEMANDE, HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ (LE « DISTRIBUTEUR ») EXPOSE RESPECTUEUSEMENT CE QUI SUIT :

I. LA DEMANDE DE RÉVISION

1. Le 23 juillet 2020, une formation de la Régie (la « **Première formation** ») rendait la décision D-2020-095 (la « **Décision** ») par laquelle elle se prononçait sur sa compétence de fixer un nouveau tarif d'électricité relativement aux activités de gestion de puissance pour la clientèle d'affaires du Distributeur (« **GDP Affaires** ») dans le contexte de la nouvelle *Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs d'électricité*, RLRQ c. 27 (la « **Loi sur la simplification** »).
2. La Décision comporte des vices de fond de nature à l'invalider principalement en ce que la Première formation a commis un excès de compétence en concluant que la Régie conserve celle d'adopter, en l'absence de tout décret gouvernemental, un nouveau tarif malgré les dispositions de la Loi sur la simplification et en déclarant illégal le programme GDP Affaires existant du Distributeur, le tout au détriment de l'intérêt public.

3. Pour les motifs exposés ci-après, le Distributeur demande à une seconde formation de la Régie (la « **Seconde formation** ») de réviser les conclusions suivantes de la Décision (les « **Conclusions** ») :

- a) Les conclusions apparaissant aux paragraphes 73, 83, 86, 114 à 128, 130 à 133, 137, 140, 141, 142, 146 à 150, 153, 157 et 159 de la Décision ; et
- b) Les ordonnances suivantes du dispositif de la Décision :

CONSIDÈRE :

- que, par sa décision D-2019-164, elle a déterminé que le Programme était dorénavant un tarif et a statué sur les principes et caractéristiques qui doivent soutenir la structure tarifaire à être autorisée,
- que, dès la publication de cette décision, les dispositions d'ordre public contenues aux articles 53 et 54 de la Loi ont commencé à opérer, de plein droit, à l'égard du Programme et sont opposables au Distributeur;

DÉCLARE que malgré les changements postérieurs apportés à la Loi, à la suite de la sanction de la Loi sur la simplification, la décision D-2019-164 était et demeure légale et exécutoire;

DÉCLARE que, pour les fins du présent dossier, il y a survie du régime antérieur;

EST D'AVIS que le cadre législatif de référence encadrant l'exercice de la compétence tarifaire exclusive de la Régie dans le présent dossier s'est cristallisé au moment du dépôt de la demande introductive d'instance;

CONSIDÈRE qu'elle détient la compétence requise pour poursuivre le dossier dans le cadre de la phase 2, jusqu'à ce qu'elle ait complété l'examen découlant des ordonnances rendues dans sa décision D-2019-164 visant à fixer le tarif GDP Affaires et **DÉTERMINE** que le Distributeur doit respecter ces ordonnances relatives à la phase 2 pour la fixation du tarif GDP Affaires;

DÉTERMINE qu'il serait contraire à l'ordre public pour le Distributeur de maintenir le Programme, sans que la Régie ait d'abord approuvé une offre tarifaire GDP Affaires respectant les principes et caractéristiques de sa décision D-2019-164;

ORDONNE au Distributeur de lui fournir une proposition tarifaire assortie des modifications pertinentes aux conditions de service, le cas échéant, afin de fixer un tarif provisoire respectant les caractéristiques du Programme, tel qu'il était lors de la publication de la décision D-2019-164, au plus tard le 10 août 2020, à 12 h;

ORDONNE au Distributeur de lui soumettre, afin d'établir le calendrier de la phase 2, une proposition de calendrier pour la poursuite du traitement du dossier, au plus tard le 10 août 2020, à 12 h. Cette proposition doit tenir compte du fait que le nouveau tarif GDP Affaires résultant de la phase 2 doit être en vigueur pour l'hiver 2021-2022;

ORDONNE aux participants de se conformer à tous les autres éléments décisionnels de la présente décision.

4. Le Distributeur soutient que les Conclusions sont grevées de vices de fond ou de procédure de nature à les invalider au sens de l'article 37(3°) de la Loi sur la Régie de l'énergie (la « LRÉ »), en ce que la Première formation a excédé sa compétence prévue à la LRÉ ainsi qu'à la Loi sur la simplification et a rendu des ordonnances insoutenables en fait et en droit et plus particulièrement :

Motif 1 : La Première formation a excédé sa compétence en ignorant l'article 19 de la Loi sur la simplification qui met en place un régime transitoire en vertu duquel seuls deux dossiers existants de la Régie continuent de se voir appliquer les anciennes dispositions de la LRÉ, mais dont le présent dossier ne fait pas partie ;

Motif 2 : La Première formation a excédé sa compétence en déclarant que la poursuite du programme GDP Affaires existant constituerait une contravention ou des conditions autres qu'un tarif fixé par la Régie, alors que la Première formation reconnaît expressément ne pas avoir fixé de tarif relatif aux activités de GDP Affaires ;

Motif 3 : La Première formation a rendu des ordonnances contraires à l'intérêt public en ce qu'elles empêchent le Distributeur de poursuivre utilement le déploiement de ses activités de GDP Affaires et en ce qu'elles mettent à risque l'atteinte des cibles d'effacement et le bilan en puissance.

II. LE CADRE APPLICABLE À UNE DEMANDE DE RÉVISION

5. En vertu de la LRÉ, une seconde formation de la Régie peut réviser ou révoquer toute décision rendue par une première formation si cette décision est affectée d'un vice de fond ou de procédure de nature à l'invalider (art. 37(3°) de la LRÉ).
6. Il est bien établi par la jurisprudence de la Régie et des tribunaux judiciaires qu'une erreur de fait ou de droit sérieuse et fondamentale ayant un caractère déterminant sur l'issue de la décision constitue un vice de fond de nature à invalider la décision au sens de l'article 37(3°) de la LRÉ.
7. La simple erreur de droit suffit dès qu'elle soulève une question de compétence.
8. La notion de vice de fond doit être interprétée largement, comme l'indique la Cour d'appel du Québec dans un arrêt de principe sur la question :

[140] [...] Elle est suffisamment large pour permettre la révocation d'une décision qui serait *ultra vires* ou qui, plus simplement, ne pourrait contextuellement ou littéralement se justifier. Il peut s'agir, non limitativement, d'une absence de motivation, d'une erreur manifeste dans l'interprétation des faits lorsque cette erreur joue un rôle déterminant, de la mise à l'écart d'une règle de droit ou encore

que l'omission de se prononcer sur un élément de preuve important ou sur une question de droit pertinente¹.

III. LES MOTIFS DE RÉVISION

Motif 1 : La Première formation a excédé sa compétence en ignorant l'article 19 de la Loi sur la simplification qui met en place un régime transitoire en vertu duquel seuls deux dossiers existants de la Régie continuent de se voir appliquer les anciennes dispositions de la LRÉ, mais dont le présent dossier ne fait pas partie ;

9. La Loi sur la simplification a mis en place un nouveau régime juridique encadrant l'exercice des compétences de la Régie de l'énergie. Cette loi contient désormais une Annexe I qui codifie les tarifs d'électricité et qui réfère à certaines décisions de la Régie, expressément identifiées, pour ce qui est des conditions d'application de ces tarifs.
10. Plus particulièrement, l'article 1 de la Loi sur la simplification, entré en vigueur le 1^{er} avril 2020, prévoit que « l]es tarifs auxquels l'électricité est distribuée par la Société sont ceux prévus à l'annexe I ».
11. Le contenu de l'annexe I est prévu en détail à l'article 4 de la Loi sur la simplification, également entré en vigueur le 1^{er} avril 2020. Aucune disposition relative aux activités de GDP Affaires ne s'y trouve.
12. L'article 19 de la Loi sur la simplification, entré en vigueur le 8 décembre 2019, prévoit que la Régie ne peut modifier l'annexe I, sauf dans le cadre de deux dossiers expressément identifiés dans ce même article :

« 19. Les dispositions de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5) et de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) continuent de s'appliquer, telles qu'elles se lisaient avant leurs modifications par la présente loi, aux dossiers R-4045-2018 et R-4091-2019 devant la Régie de l'énergie.

Toute décision rendue par la Régie dans ces dossiers modifie l'annexe I de la Loi sur Hydro-Québec en conséquence. Une telle décision contient l'annexe modifiée. »
(Nous soulignons)
13. Le présent dossier R-4041-2018 n'est pas l'un d'eux.
14. Il s'agit d'un régime transitoire clair prévu expressément dans la loi dans une section intitulée « Dispositions transitoires et finales ».
15. Pourtant, la Première formation n'y voit pas de disposition « expresse », notamment pour le motif surprenant et inédit que la « nullité de la décision D-2019-164 » n'est pas prononcée dans la loi :

¹ *Tribunal administratif du Québec c. Godin*, [2003] R.J.Q. 2490 (C.A.).

« [118] Constatant l'absence de dispositions transitoires expresses prescrivant la nullité de la décision D-2019-164 ou empêchant la survie du présent dossier, la Régie estime que la Loi sur la simplification n'a pas pour effet d'invalidier cette décision ou de la priver de ses effets ».

16. Ainsi, par une analyse déficiente de la Loi sur la simplification ainsi que par un raisonnement erronément fondé sur des considérations relatives à une supposée application rétroactive de celle-ci, la Première formation conclut à tort qu'elle possède le pouvoir de fixer de nouveaux tarifs non prévus dans l'annexe I dans un dossier qui n'est pas identifié dans la loi et en l'absence de tout décret gouvernemental.
17. Ce raisonnement est contraire à la Loi sur la simplification et est insoutenable.
18. De plus, la Décision crée un dangereux précédent, car la logique de la Première formation conduit à la conclusion que toute ordonnance déjà rendue par la Régie pourrait valablement donner lieu à la fixation de tarifs supplémentaires à ceux de l'Annexe 1 prévu à l'article 4 de la Loi sur la simplification, ou encore à l'exercice de toute autre compétence de nature tarifaire, au mépris du texte de cette loi et de l'intention du législateur à la base de celle-ci.

Motif 2 : La Première formation a excédé sa compétence en déclarant que la poursuite du programme GDP Affaires existant constituerait une contravention ou des conditions autres qu'un tarif fixé par la Régie alors que la Première formation reconnaît expressément ne pas avoir fixé de tarif relatif aux activités de GDP Affaires ;

19. La Loi sur la simplification a mis en place un nouveau régime juridique encadrant l'exercice des compétences de la Régie. Cette loi contient désormais une Annexe I qui codifie les tarifs d'électricité et qui réfère à certaines décisions de la Régie, expressément identifiées, pour ce qui est des conditions d'application de ces tarifs.
20. L'Annexe 1 ne contient aucun tarif relatif aux activités de GDP Affaires.
21. La Première formation reconnaît expressément dans la Décision ne pas avoir fixé de tarif relatif aux activités de GDP Affaires (para. 142), ni même n'avoir débuté l'examen de la question (para. 142).
22. La Loi sur la simplification interdit à la Régie de modifier l'Annexe 1, sauf dans le cadre de deux dossiers en cours expressément identifiés, dont le présent dossier ne fait pas partie (art. 19 de la loi).
23. La Première formation décide néanmoins que la poursuite du programme de GDP Affaires contreviendrait à l'article 53 de la LRÉ pour le motif que le Distributeur dérogerait alors à un tarif fixé par la Régie.
24. En l'absence de fixation d'un tarif relatif aux activités de GDP Affaires, ce raisonnement de la Première formation est insoutenable et les Conclusions qui en découlent doivent être révisées : le Distributeur ne peut contrevenir à un tarif qui n'a pas été fixé. Il n'est pas plus soutenable de prétendre que le Distributeur ne

- peut convenir avec un participant à la GDP Affaires des conditions autres que celles d'un tarif qui n'a pas jamais été fixé.
25. De plus, le programme de GDP Affaires s'est poursuivi pendant tout l'hiver 2019-2020, à la connaissance de la Première formation. Le raisonnement insoutenable de la Première formation ferait en sorte que la décision D-2019-164 du 2 décembre 2019 obligeait le Distributeur à cesser ou suspendre immédiatement les activités relatives à ce programme.
 26. En effet, suivant le raisonnement insoutenable de la Première formation, une fois rendue la conclusion selon laquelle le programme devrait plutôt être un tarif en vertu de la décision D-2019-164 du 2 décembre 2019, toutes les activités de GDP Affaires devaient cesser jusqu'à ce que la Régie procède à la fixation d'un tarif.
 27. Aucune ordonnance de sauvegarde n'aurait valablement pu permettre la survie du programme de GDP Affaires en l'absence d'un tarif, fût-il provisoire, fixé par la Régie.
 28. Ainsi, par son raisonnement insoutenable et circulaire, la Première formation se trouve à établir que sa propre ordonnance de sauvegarde permettant la survie du programme de GDP Affaires pendant l'hiver 2019-2020 était illégale.
 29. De fait, la proposition du Distributeur faite à la Première formation, à savoir qu'il était uniquement possible de donner suite à la décision D-2019-164 concernant la nature juridique des activités de GDP Affaires sous forme de tarif plutôt que d'un programme dans le cadre du dossier tarifaire 2025, est la seule proposition qui se situe en adéquation avec la Loi sur la simplification.
 30. La Décision contient également des passages portant sur la période située entre le 8 décembre 2019 et le 1^{er} avril 2020 et mentionne que la décision D-2019-164 était toujours exécutoire pendant cette période. Cette affirmation est insoutenable au regard de l'article 20 de la Loi sur la simplification, qui prévoit que les tarifs existants au 8 décembre 2019 ne peuvent être modifiés, à une seule exception près, à savoir la fixation de tarifs dans le cadre du dossier R-4045-2018.
 31. La poursuite des activités de GDP Affaires qui sont en cours depuis plusieurs années ne saurait être incompatible avec un dialogue réglementaire sur la meilleure façon de livrer ces activités, qui plus est dans un contexte où il ne s'agit d'activités en marge de la distribution d'électricité.

Motif 3 : La Première formation a rendu des ordonnances contraires à l'intérêt public en ce qu'elles empêchent le Distributeur de poursuivre utilement le déploiement de ses activités de GDP Affaires et qui mettent à risque l'atteinte des cibles d'effacement et le bilan en puissance.

32. Les décisions rendues au dossier R-4041-2018 par la Première formation sont la conséquence d'un processus long et axé sur la « détermination de la nature réglementaire » des activités de GDP Affaires plutôt que sur la recherche des conditions gagnantes susceptibles d'en favoriser le succès au bénéfice à la fois du Distributeur et des participants de manière à contribuer le plus possible au bilan de puissance du Québec et en tenant compte de l'intérêt public.

33. Les activités de GDP Affaires sont essentielles au maintien de l'équilibre offre-demande du Distributeur. La contribution actuelle est de l'ordre de 280 MW d'effacement à la pointe et les cibles pour le futur augmentent à 515 MW à l'horizon 2025-2026, atteignant 505 MW dès 2023-2024. La formation de la Régie saisie de la demande d'approbation du plan d'approvisionnement en électricité examine ces questions dans le dossier R-4110-2019. L'ensemble de la preuve et des réponses aux demandes de renseignements a d'ailleurs déjà été déposé dans ce dossier et une audience est fixée en date du 15 septembre prochain.
34. Le Programme est destiné à une catégorie de clients qui s'est montrée jusqu'à présent peu susceptible d'être rejointe par des moyens tarifaires, dont l'Option tarifaire interruptible déjà offerte dans le passé aux clients M et la participation des clients a été marginale (moins de 5 clients). Le tarif Flex a été offert à titre de pilote à plusieurs clients M à l'hiver 2019-20 et là aussi, la participation a été marginale (2 clients) ;
35. L'incertitude amenée par la Décision, notamment par le cumul d'ordonnances à caractère déclaratoire concernant l'illégalité de la poursuite des activités actuelles et la possibilité offerte au Distributeur par la Première formation de demander la fixation de tarifs provisoires, c'est-à-dire qui peuvent être modifiés rétroactivement (révision de l'appui financier à la hausse ou à la baisse à l'occasion d'une décision finale qui peut survenir d'ici de nombreux mois), empêche le Distributeur de promouvoir efficacement les activités de GDP Affaires et de maximiser leur contribution au bilan en puissance.
36. Après des mois de délai, et dans le cadre d'un dossier qui a démarré il y a plus de 2 ans, cette décision survient tardivement, à quelques jours de la culmination des efforts de sollicitation de la clientèle visée par le Distributeur pour rencontrer sa cible d'effacement pour l'hiver 2020-2021, ces efforts s'intégrant par ailleurs dans le cycle de décision de ces clients relativement à leur engagement à participer à une telle activité.
37. Il n'est pas possible pour le Distributeur de procéder au déploiement des activités de GDP en informant les participants que l'aide financière est susceptible d'être révisée à la baisse par la Régie, de façon rétroactive qui plus est. La sécurité énergétique des Québécois est affectée par cette incertitude persistante. Celle-ci perdure depuis plusieurs années en raison notamment des longs délais associés à l'examen des diverses questions dont s'est saisie la Première formation.
38. Ce long processus suivi par la Première formation a également nécessité une multiplication d'ordonnances de sauvegarde, parfois même à l'initiative de la Première formation elle-même, accentuant l'incertitude dans laquelle la Première formation maintient le Distributeur et les participants au programme GDP Affaires depuis plus de 2 ans.
39. Le Distributeur sollicite la Seconde formation pour mettre fin à cette situation contraire à l'intérêt public, à la mission de la Régie en matière d'approvisionnement en électricité et à l'article 5 de la LRÉ.
40. Cette situation, dont la Décision est la dernière manifestation, constitue un vice de fond ou de procédure de nature à invalider la Décision.

IV. LA DEMANDE D'URGENCE DE SURSIS D'EXÉCUTION DE LA DÉCISION D-2020-095

41. L'article 34 de la LRÉ confère à la Régie la discrétion de surseoir à l'exécution d'une décision portée en révision en vertu de l'article 37 de la LRÉ ;
42. Lorsqu'elle considère une demande de sursis, la Régie réfère, sans se lier, aux critères de l'injonction interlocutoire, soit :
- a. l'apparence d'un droit à la révision, soit une perspective raisonnable de succès ;
 - b. l'existence d'un préjudice sérieux ou irréparable ou d'une situation de faits ou de droit de nature à rendre le jugement final inefficace ;
 - c. l'importance relative ou « balance » des inconvénients favorisant l'exécution ou le sursis d'exécution.
43. L'application de ces trois critères doit cependant être modulée suivant l'objet de la décision en révision et des effets de la demande de sursis, en faveur d'une interprétation moins exigeante, donc plus souple de ces critères;
- « Ces critères visent différentes alternatives : l'apparence de droit, le préjudice sérieux ou irréparable ou la situation de fait ou de droit de nature à rendre le jugement final inefficace. Ces critères, s'ils devaient s'appliquer systématiquement à toute demande de suspension d'une décision, sont très exigeants. La Régie considère que leur application peut être modulée suivant l'objet de la décision dont on demande la révision et les effets de la demande de suspension de la décision en question »².
44. Dans l'exercice de sa discrétion et de cette faculté de moduler selon l'espèce, la Régie doit assurer, notamment, un traitement équitable du Distributeur et la protection de ses clients conformément à l'article 5 de la LRÉ;
45. Le Distributeur soutient que ces trois conditions sont établies en l'instance pour les motifs décrits ci-dessous :

A. Existence d'une apparence de droit à la révision

46. Au stade de la demande de sursis, l'identification d'une question sérieuse à trancher suite à un examen sommaire des fondements de la demande de révision suffit pour satisfaire au critère de l'apparence de droit; il suffit que la demande de révision ne soit pas vouée à l'échec parce que futile, vexatoire ou dilatoire.
47. À ce stade, la Régie n'est pas saisie ni ne dispose de la demande de révision et ne procède qu'à une évaluation préliminaire et provisoire du droit à la révision en se gardant de trancher la question au fond.

² Décision D-2006-133, p. 5, citée avec approbation par la décision D-2016-050, page 15.

48. De plus, lorsque le droit à la révision est clair, il ne sera pas nécessaire de se pencher sur le critère de la balance des inconvénients.
49. En l'instance, le Distributeur soutient que les Conclusions sont grevées de vices de fond ou de procédure de nature à les invalider au sens de l'article 37(3°) LRÉ, considérant la section III de la présente demande et notamment que :
- a) la Première formation a commis un excès de compétence justifié par un raisonnement insoutenable allant à l'encontre d'une loi claire et,
 - b) La Première formation conclut que le Distributeur, en poursuivant ses activités de GDP Affaires dans le cadre d'un programme, se trouverait à contrevenir ou à prévoir des conditions autres que celles d'un tarif fixé par la Régie, alors que dans la même décision, la Première formation reconnaît elle-même n'avoir fixé aucun tel tarif ni même n'avoir débuté l'examen de la question et,
 - c) La Première formation a rendu des ordonnances contraires à l'intérêt public en ce qu'elles empêchent le Distributeur de poursuivre utilement le déploiement de ses activités de GDP Affaires et en ce qu'elles qui mettent à risque l'atteinte des cibles d'effacement et le bilan en puissance.
50. Ces motifs de révision et les questions qu'ils soulèvent sont sérieux et présentent une perspective raisonnable de succès au sens des précédents jurisprudentiels applicables, de sorte que la Demande de révision n'est pas vouée à l'échec, ni futile, vexatoire ou dilatoire.
51. Le Distributeur soutient qu'il jouit d'un droit clair à la révision eu égard aux règles de droit applicables et à la preuve administrée devant la Première formation.

B. Un préjudice sérieux ou irréparable

52. Un préjudice sérieux ou irréparable est un préjudice qui ne peut être quantifié monétairement ou un préjudice auquel il ne peut être remédié, en général parce qu'une partie ne peut être dédommée par l'autre. De plus, un simple préjudice suffit si la décision est manifestement invalide.
53. La Première formation a rendu des ordonnances qui empêchent le Distributeur de poursuivre utilement le déploiement de ses activités de GDP Affaires et qui mettraient à risque l'atteinte des cibles d'effacement.
54. Les activités de GDP Affaires sont essentielles au maintien de l'équilibre offre-demande du Distributeur. La contribution actuelle est de l'ordre de 280 MW d'effacement à la pointe et les cibles pour le futur augmentent à 515 MW à l'horizon 2025-2026, atteignant 505 MW dès 2023-2024. La formation de la Régie saisie de la demande d'approbation du plan d'approvisionnement en électricité examine ces questions dans le dossier R-4110-2019. L'ensemble de la preuve et des réponses aux demandes de renseignements a d'ailleurs déjà été déposé dans ce dossier et une audience est fixée en date du 15 septembre prochain.
55. Le Programme est destiné à une catégorie de clients qui s'est montrée jusqu'à présent peu susceptible d'être rejointe par des moyens tarifaires, dont l'Option

- tarifaire interruptible déjà offerte dans le passé aux clients M et la participation des clients a été marginale (moins de 5 clients). Le tarif Flex a été offert à titre de pilote à plusieurs clients M à l'hiver 2019-20 et là aussi, la participation a été marginale (2 clients).
56. Le Programme est destiné à une catégorie de clients qui s'est montrée jusqu'à présent peu susceptible d'être rejointe par des moyens tarifaires (i.e. faible part des coûts d'électricité dans leur coûts totaux, peu de flexibilité opérationnelle, recours à des agrégateurs ou firmes d'ingénierie spécialisées pour soutenir la participation).
 57. L'incertitude amenée par la Décision, c'est-à-dire par le cumul d'ordonnances à caractère déclaratoire concernant l'illégalité de la poursuite des activités actuelles et la possibilité offerte au Distributeur par la Première formation de demander la fixation de tarifs provisoires, c'est-à-dire qui peuvent être modifiés rétroactivement (révision de l'appui financier à la hausse ou à la baisse à l'occasion d'une décision finale qui peut survenir d'ici de nombreux mois), empêche le Distributeur de promouvoir efficacement les activités de GDP Affaires et de maximiser leur contribution au bilan en puissance.
 58. Après des mois de délai, et dans le cadre d'un dossier qui a démarré il y a plus de 2 ans, cette décision survient tardivement, à quelques jours de la culmination des efforts de sollicitation de la clientèle visée par le Distributeur pour rencontrer sa cible d'effacement pour l'hiver 2020-2021, ces efforts s'intégrant par ailleurs dans le cycle de décision de ces clients relativement à leur engagement à participer à une telle activité.
 59. Il n'est pas possible pour le Distributeur de procéder au déploiement des activités de GDP en informant les participants que l'aide financière est susceptible d'être révisée à la baisse par la Régie, de façon rétroactive qui plus est. La sécurité énergétique des Québécois est affectée par cette incertitude persistante. Celle-ci perdure depuis plusieurs années en raison notamment des longs délais associés à l'examen des diverses questions dont s'est saisie la Première formation.
 60. Une ordonnance de sursis permettrait au Distributeur de poursuivre le déploiement du programme existant de GDP Affaires, d'en faire une promotion efficace auprès de la clientèle et de maximiser sa contribution au bilan en puissance en lien avec les cibles présentées à la Régie dans le dossier du plan d'approvisionnement.
 61. Compte tenu de l'importance de la GDP Affaires pour l'équilibre énergétique du Québec, le préjudice que subissent le Distributeur et sa clientèle en raison de l'incertitude relative aux conditions applicables est très grave.
 62. De plus, vu la teneur de la demande de révision du Distributeur et les motifs à son soutien, l'incertitude réglementaire qui découlerait d'une situation où la Première formation poursuit ses démarches ayant trait à la fixation d'un tarif alors que ces démarches pourraient être frappées de nullité par l'effet d'une décision de la Seconde formation n'est pas souhaitable.

63. Il s'agit d'un motif distinct et suffisant pour qu'un sursis d'exécution soit accordé³.
64. Considérant l'objet des Conclusions et de leurs effets en l'absence d'un sursis, la faculté évoquée précédemment au paragraphe 44 de moduler l'application des critères applicables à la demande de sursis milite tout autant pour le statu quo durant l'instance en révision.
65. Par déférence pour le processus en révision dont est saisie la Seconde formation, un sursis des Conclusions présentées de la Décision s'impose donc dans les circonstances.
66. Dans un strict objectif de prudence en lien avec certaines conclusions de la Décision (conclusions qui sont par ailleurs contestées par la présente demande), le Distributeur demande à la Seconde formation d'émettre une ordonnance de sursis sauvegarde à l'égard du programme de GDP Affaires, à savoir de l'autoriser à poursuivre le déploiement sans restriction, de manière à maximiser la contribution de la GDP Affaires, jusqu'à ce qu'une décision finale soit rendue au présent dossier.

C. La balance des inconvénients

67. Le Distributeur considère que le critère de l'importance relative des inconvénients n'a pas à être examiné considérant son droit clair à la révision.
68. Subsidiairement, si la Régie considère que ce critère doit être examiné, le Distributeur est d'avis que la balance des inconvénients milite fortement en faveur d'un sursis.
69. Au titre des considérations jugées pertinentes aux fins de cet arbitrage, mentionnons, de façon non limitative et sans ordre particulier :
 - a. la durée du sursis d'exécution avant l'audition de la demande de révision ;
 - b. les coûts susceptibles d'être encourus inutilement pour donner effet à une décision ;
 - c. le dédoublement de procédures administratives ;
 - d. des pertes de ressources ;
 - e. l'existence et l'importance de préjudices affectant les parties intéressées.

V. CONCLUSIONS RECHERCHÉES

70. Le Distributeur demande à la Régie de réviser et révoquer les conclusions de la Décision mentionnées au paragraphe 3 de la présente demande de révision.

³ Décision D-2016-050, para. 52 et 53.

71. En raison des motifs de révision invoqués par le Distributeur dans la présente demande, l'entièreté de la Décision est grevée de vices de fond ou de procédure de nature à l'invalidier.
72. De plus, le Distributeur demande à la Seconde formation d'émettre une ordonnance de sursis d'exécution des effets de la Décision. **Le Distributeur demande à la Seconde formation de procéder à une audition d'urgence compte tenu notamment de l'échéance très rapprochée fixée par la Première formation pour le dépôt d'une proposition tarifaire, à savoir le 10 août 2020**, le tout dans le contexte de la culmination en cette période des efforts de sollicitation par le Distributeur de la clientèle visée pour réaliser sa cible d'effacement pour l'hiver 2020-2021, de même que de la prise en compte, pour cette clientèle, du cycle décisionnel associé à son engagement à participer à une telle activité.
73. Enfin, par prudence et sans admission aucune, le Distributeur demande l'émission d'une ordonnance de sauvegarde afin de dissiper tout doute sur la validité de la poursuite des activités jusqu'à ce qu'une décision finale soit rendue au présent dossier ou jusqu'au 31 mars 2021, selon la plus tardive de ces deux échéances.

PAR CES MOTIFS, PLAISE À LA RÉGIE :

ACCUEILLIR la présente demande ;

RÉVISER ET RÉVOQUER la décision D-2020-095 ;

ORDONNER le sursis d'exécution des conclusions de la décision D-2020-095 identifiées au paragraphe 3 de la présente demande jusqu'à la décision finale sur le fond dans le présent dossier ;

PERMETTRE au Distributeur de poursuivre le déploiement du programme de GDP Affaires selon ses conditions actuelles sans limite quant aux participants, aux quantités et aux montants d'appui financier jusqu'à décision finale sur le fond dans le présent dossier ou jusqu'au 31 mars 2021, selon la plus tardive de ces deux échéances ;

ANNULER la phase 2 du dossier R-4041-2018 ;

METTRE FIN au dossier R-4041-2018 et **PRENDRE ACTE** de l'engagement du Distributeur de déposer une proposition relative à la GDP Affaires dans le cadre du dossier tarifaire 2025.

Montréal, le 30 juillet 2020

Hydro-Québec - Affaires juridiques
(Me Jean-Olivier Tremblay)

AFFIRMATION SOLENNELLE

Je, soussigné, **JEAN-PIERRE CHAKRA**, chef – Conception développement interventions efficacité énergétique de la division Hydro-Québec Distribution au 2, Complexe Desjardins, 15^e étage, en la ville de Montréal, province de Québec, affirme solennellement ce qui suit :

1. J'ai participé à la préparation de la demande de révision et de sursis d'exécution de la décision D-2020-195 ;
2. J'ai une connaissance personnelle des faits allégués dans la présente demande ;
3. Tous les faits allégués dans ladite demande sont vrais.

Et j'ai signé à Montréal, Québec,
le 30 juillet 2020

JEAN-PIERRE CHAKRA

Déclaré solennellement devant moi par vidéoconférence
Chambly, Québec, le 30 juillet 2020

Josée Gagnon #150462
Commissaire à l'assermentation
pour le Québec

Pièce P-16

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2020-105

R-4130-2020

7 août 2020

PRÉSENTS :

Marc Turgeon

Simon Turmel

Jocelin Dumas

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Personnes intéressées dont les noms apparaissent ci-après

**Décision sur la demande de sursis d'exécution de
certaines conclusions de la décision D-2020-095**

*Demande de révision d'Hydro-Québec dans ses activités de
distribution d'électricité de la décision D-2020-095 dans le
dossier R-4041-2018, Phase II*

Demanderesse :

Hydro-Québec

représentée par M^e Jean-Olivier Tremblay.

Personnes intéressées :

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ)

représentée par M^e Serena Trifiro;

Association Hôtellerie Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ)

représenté par M^e Steve Cadrin;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ)

représenté par M^e Franklin S. Gertler;

Stratégies énergétiques (SÉ)

représentée par M^e Dominique Neuman;

Union des consommateurs (UC)

représentée par M^e Hélène Sicard.

1. DEMANDE

[1] Le 30 juillet 2020, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande de révision de la décision D-2020-095 (Demande de révision) et une demande d'urgence de sursis d'exécution de certaines conclusions de cette décision (Demande de sursis).

[2] Le 31 juillet 2020, la Régie convoque le Distributeur à une audience en vidéoconférence pour entendre la Demande de sursis.

[3] Le 4 août 2020, la Régie (la Formation en révision) tient l'audience sur la Demande de sursis en présence du Distributeur ainsi que des intervenants suivants au dossier R-4041-2018 : l'ACEFQ, l'AHQ-ARQ, le ROEÉ, SÉ et l'UC.

[4] Le 5 août 2020, la Formation en révision entame son délibéré après avoir reçu la confirmation du Distributeur qu'il n'entend pas transmettre de réplique aux commentaires écrits de l'ACEFQ et de SÉ.

[5] La présente décision porte uniquement sur la Demande de sursis.

2. CONCLUSION PRINCIPALE DE LA RÉGIE

[6] **Pour les motifs énoncés ci-après, la Régie rejette la demande de sursis d'exécution de la décision D-2020-095.**

3. DEMANDE DE SURSIS D'EXÉCUTION DE LA DÉCISION D-2020-095

[7] Le Distributeur demande à la Formation en révision d'ordonner le sursis d'exécution des conclusions contenues aux paragraphes 73, 83, 86, 114 à 128, 130 à 133, 137, 140, 141,

142, 146 à 150, 153, 157 et 159 de la décision D-2020-095. Les conclusions visées par la Demande de sursis (les Conclusions) se lisent comme suit :

« [73] Pour les motifs qui suivent, la Régie est d'avis que les modifications apportées par la Loi sur la simplification n'invalident pas, en tout ou en partie, sa décision D-2019-164.

[83] Cet état transitoire, expressément prévu par le législateur, a apporté un certain flottement entre les deux régimes réglementaires, lequel a persisté jusqu'au 1^{er} avril 2020, date à laquelle les nouvelles dispositions sont entrées en vigueur.

[86] Ainsi, au 27 février 2020, soit la date prévue pour le dépôt de sa preuve, le Distributeur pouvait certes soutenir que la Loi sur la simplification allait avoir certains impacts à partir du 1^{er} avril 2020, position que la Régie examinera plus loin, mais il aurait dû respecter les ordonnances de la Régie à l'égard de la phase 2, puisque ces dernières n'étaient pas rendues inopérantes.

[114] Au demeurant, si la Régie venait à rendre une décision dans une éventuelle phase 2, elle ne contreviendrait pas à l'article 20 de la Loi sur la simplification, dont la portée temporelle s'éteignait au 31 mars 2020 et qui est maintenant caduque par l'entrée en vigueur complète des dispositions de cette loi.

[115] En conséquence, la Régie conclut que le législateur n'a pas prévu expressément le régime transitoire applicable au présent dossier et qu'il lui appartient d'interpréter l'intention de ce dernier. Le législateur lui a laissé le soin d'interpréter le régime réglementaire applicable et la manière dont elle devait exercer sa compétence dans le contexte, en appliquant les autres dispositions transitoires et, de façon supplétive, les règles générales d'interprétation précédemment décrites.

[116] Ainsi, ni les dispositions transitoires de la Loi sur la simplification, ni les modifications apportées par les autres dispositions de cette loi n'ont pour effet d'empêcher la poursuite de dossiers déjà en cours et par lesquels la Régie exerce déjà valablement sa compétence tarifaire, afin que ces dossiers viennent éventuellement modifier l'annexe I, après son entrée en vigueur au 1^{er} avril 2020¹.

¹ Conformément à l'article 4 de la Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité¹ (la Loi sur la simplification).

[117] D'ailleurs, la Régie est d'avis que le fait d'interpréter le texte des dispositions transitoires de la Loi sur la simplification d'une façon qui infère de tels effets altérerait sa compétence pour fixer les tarifs du Distributeur, d'une façon incompatible et irréconciliable avec l'intention exprimée par le législateur dans le cadre de l'adoption de cette loi.

[118] Constatant l'absence de dispositions transitoires expresses prescrivant la nullité de la décision D-2019-164 ou empêchant la survie du présent dossier, la Régie estime que la Loi sur la simplification n'a pas pour effet d'invalider cette décision ou de la priver de ses effets.

[119] En conséquence, et conformément aux règles d'interprétation générales, la Régie considère qu'elle demeure investie de la compétence tarifaire exclusive requise, en vertu de la Loi, pour poursuivre le présent dossier et procéder à l'examen requis pour fixer le tarif GDP Affaires, dans la phase 2.

[120] Par ailleurs, la Régie juge que la poursuite de la phase 2 du présent dossier sous l'ancien régime de la Loi est justifiée par l'intérêt supérieur de maintenir sa compétence tarifaire identique tout au long du dossier.

[121] De surcroît, nonobstant qu'elle soit investie de sa compétence tarifaire inchangée par le maintien du régime réglementaire, la Régie considère que la Loi sur la simplification n'a pas altéré sa compétence exclusive pour fixer les tarifs du Distributeur, qui demeure enchâssée à l'article 31 de la Loi, mais qu'elle a plutôt modifié le processus par lequel elle peut exercer cette compétence à partir du 1^{er} avril 2020.

[122] Bien que les modalités d'exercice de son pouvoir tarifaire aient été modifiées par la Loi sur la simplification pour les dossiers à venir, elle peut recourir à ce pouvoir préexistant dans le cadre de la présente instance.

[123] Indépendamment des modifications apportées aux modalités d'exercice, la Régie doit continuer à exercer sa compétence tarifaire et procéder à l'examen de la structure tarifaire qui sera proposée, afin de fixer le tarif GDP Affaires.

[124] Cependant, la Régie estime qu'il est préférable de considérer une interprétation qui favorise une application conforme aux modifications législatives et, en même temps, qui préserve la cohérence des travaux du tribunal, surtout en ce qui a trait à l'exercice de sa compétence à l'intérieur d'un même dossier, qui n'a pas été altérée par les nouvelles dispositions.

[125] La Régie considère qu'une telle interprétation réconcilie la position du Distributeur à l'égard de l'objet du dossier et la compétence tarifaire qu'elle doit continuer d'exercer, dans le cadre d'un dossier en cours d'instance. Cette interprétation permet de favoriser l'allègement et la cohérence réglementaires, tout en évitant de surcharger inutilement le déroulement du dossier visant la fixation des tarifs 2025-2026 du Distributeur.

[126] Considérant que les règles d'interprétation sont généralement comprises de manière à prévoir une application rétrospective en matière procédurale, la Régie juge qu'il est opportun, dans le cadre de la poursuite du dossier, d'exercer sa discrétion en matière procédurale et de respecter l'esprit des nouvelles exigences procédurales, notamment en lien avec la publication des décisions et la modification de l'annexe I de la Loi sur Hydro-Québec.

[127] Ainsi, il appartient au Distributeur de se conformer aux modalités procédurales prévues à la Loi pour déposer sa proposition.

[128] Ayant établi que la Loi sur la simplification n'invalide pas la décision D-2019-164, qu'elle ne la prive pas de ses effets et que, pour la poursuite du présent dossier, la compétence tarifaire de la Régie s'exerce selon le régime antérieur, il convient d'en confirmer les effets juridiques.

[130] Tel que mentionné précédemment, en vertu de la Loi, les décisions de la Régie étant pleinement exécutoires dès leur publication, elle juge que sa décision D-2019-164 a produit les effets juridiques suivants :

- déterminer que le Programme est une offre tarifaire optionnelle;
- requérir du Distributeur qu'il respecte les caractéristiques inhérentes à ce type de catégorie réglementaire, incluant le traitement des coûts en respect avec la détermination de tarif;
- édicter les principes à respecter dans l'élaboration de la structure tarifaire et les textes de tarifs;
- création d'une phase 2, pour y examiner ces éléments.

[131] Ainsi, la nature juridique du Programme a été irrémédiablement changée lors de la publication de la décision D-2019-164 pour devenir une offre tarifaire optionnelle. Cette détermination de la nature réglementaire du Programme a engendré des impacts spécifiques. Il appartient dorénavant à la Régie d'examiner

et d'établir la structure tarifaire, sur proposition du Distributeur, et de fixer les textes du tarif et leur entrée en vigueur sans qu'il puisse, à terme, s'y soustraire.

[132] D'ailleurs, la conclusion déclarant la nature tarifaire du Programme emporte, de plein droit, certaines conséquences qui découlent de stipulations d'ordre public enchâssées dans la Loi. Ainsi, dès la publication de la décision D-2019-164, par le simple effet de la Loi, ses articles 53 et 54 ont commencé à opérer à l'égard du Programme et étaient opposables au Distributeur.

[133] Reconnu comme un tarif, le Programme doit être traité sous cette forme, sinon le Distributeur contreviendrait à l'article 53 de la Loi qui stipule :

“ 53. Le transporteur ou le distributeur d'électricité ou un distributeur de gaz naturel ne peut convenir avec un consommateur ou exiger de celui-ci un tarif ou des conditions autres que ceux fixés par la Régie ou par le gouvernement ou prévus à l'annexe I de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5).

Il ne peut discontinuer ou suspendre le service au consommateur pour la raison que ce dernier refuse de payer un montant autre que celui résultant de l'application d'un tarif ou d'une condition fixé par la Régie ou par le gouvernement ou prévu à l'annexe I de la Loi sur Hydro-Québec ”.

[soulignements retirés]

[137] Depuis la décision D-2019-164, la Régie est saisie, dans le présent dossier, de la fixation d'un tarif pour rendre le Programme conforme aux exigences de la Loi. Le Distributeur ne peut y déroger, même s'il persiste à l'opérer de façon contractuelle avec les participants.

[140] Pour toutes ces raisons, la décision D-2019-164 ayant cristallisé la nature tarifaire du Programme et décrété les principes et caractéristiques soutenant la structure tarifaire à être autorisée, il n'est plus loisible au Distributeur d'en poursuivre l'opération, même de façon contractuelle, sans que la Régie ait d'abord approuvé une offre tarifaire GDP Affaires respectant ces principes et caractéristiques.

[141] Ainsi, la décision D-2019-164 a eu pour effet de modifier la nature réglementaire du Programme en reconnaissant sa nature tarifaire. La Loi sur la simplification n'a pas réformé cette décision et, en conséquence, le Programme est, depuis le 2 décembre 2019, un tarif. Or, comme mentionné précédemment, le Distributeur ne peut convenir avec un consommateur ou exiger de ce dernier un

tarif ou des conditions autres que ceux fixés par la Régie, par le gouvernement ou prévus à l'annexe I de la Loi sur Hydro-Québec.

[142] La Régie n'a pas fixé un tarif GDP Affaires. Il s'agit de l'objet de la phase 2 du présent dossier pour lequel l'examen n'a pas débuté. Par ailleurs, l'ordonnance de sauvegarde contenue dans la décision D-2019-092, que la Régie rendait le 1er août 2019, prolongeait l'autorisation du Programme pour le seul hiver 2019-2020 et n'autorisait pas qu'il se poursuive au-delà de cette période. En conséquence, l'ensemble des autorisations de la Régie d'opérer le Programme en lien avec cette ordonnance prenaient fin le 31 mars 2020.

[146] À la suite de la revue des sources susceptibles d'autoriser un tarif GDP Affaires, force est de constater qu'une telle offre tarifaire n'est pas répertoriée. La Régie considère que cette dernière n'ayant pas été autrement autorisée, le Distributeur ne peut appliquer le tarif GDP Affaires sous l'ancienne formule, sans contrevenir à la Loi.

[147] Considérant la modification de la nature du Programme en un tarif par la décision D-2019-164 et l'absence d'autorisation spécifique de la part de la Régie ou du gouvernement ainsi que des nouvelles dispositions de la Loi sur la simplification, le Distributeur ne peut valablement continuer d'opérer le Programme.

[148] S'il souhaite offrir le tarif GDP Affaires au cours de l'hiver 2020-2021, il devra se conformer aux prescriptions d'ordre public de la Loi et, suivant les ordonnances de la Régie, déposer une preuve pour permettre la poursuite du dossier dans le cadre de la phase 2.

[149] Comme mentionné ci-haut, en vertu de l'article 53 de la Loi, en l'absence d'une autorisation du gouvernement, le Distributeur ne peut offrir de tarif sans obtenir l'autorisation explicite de la Régie à cet égard. S'il souhaite offrir le tarif GDP Affaires à l'hiver 2020-2021, il doit obtenir une telle autorisation de la Régie.

[150] Dans le cadre des ordonnances de sauvegarde émises lors de la phase 1 du présent dossier, il avait été mis en preuve que la période d'inscription des clients devait débiter au plus tard au mois de septembre précédent la période d'hiver afin que le Distributeur puisse opérer le Programme efficacement, ce qui signifie, pour l'hiver 2020-2021, que l'autorisation devrait être obtenue d'ici septembre 2020.

[153] De l'avis de la Régie, la compétence qu'elle possède de fixer le tarif GDP Affaires inclut la compétence, en vertu de l'article 34 de la Loi, d'autoriser un tarif provisoire pour l'option tarifaire GDP Affaires.

[157] La Régie ordonne au Distributeur de lui fournir, au plus tard le 10 août 2020, à 12 h, une proposition tarifaire, y incluant les modifications aux conditions de service pertinentes, le cas échéant, afin de fixer un tel tarif provisoire, en fonction des caractéristiques du Programme, tel qu'il était lors de la publication de la décision D-2019-164.

[159] En ce qui a trait à l'établissement du calendrier de la phase 2, la Régie ordonne au Distributeur de lui soumettre une proposition de calendrier pour le traitement du dossier, au plus tard le 10 août 2020, à 12 h. Cette proposition doit tenir compte du fait que le nouveau tarif GDP Affaires résultant de la phase 2 doit être en vigueur pour l'hiver 2021-2022 ».

[8] Selon le Distributeur, lorsqu'elle considère une demande de sursis d'exécution, la Régie doit se référer sans se lier, aux critères de l'injonction interlocutoire, soit :

- a) l'apparence d'un droit à la révision, soit une perspective raisonnable de succès;
- b) l'existence d'un préjudice sérieux ou irréparable ou d'une situation de faits ou de droit de nature à rendre le jugement final inefficace;
- c) l'importance relative ou « balance » des inconvénients favorisant l'exécution ou le sursis d'exécution.

[9] Le Distributeur soumet que l'application de ces trois critères doit cependant être modulée suivant l'objet de la décision en révision et des effets de la demande de sursis, en faveur d'une interprétation moins exigeante de ces critères. Aussi, dans l'exercice de sa discrétion et de cette faculté de moduler selon l'espèce, la Régie doit assurer, notamment, un traitement équitable du Distributeur et la protection de ses clients conformément à l'article 5 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*² (la Loi).

² [RLRQ, c. R-6.01.](#)

[10] Le Distributeur soumet que les trois critères sont satisfaits en l'espèce.

[11] À l'égard du critère de l'apparence de droit, le Distributeur soutient que les Conclusions sont grevées de vices de fond ou de procédure de nature à les invalider au sens de l'article 37 (3°) de la Loi, notamment que :

- a) la première formation a commis un excès de compétence justifié par un raisonnement insoutenable allant à l'encontre d'une loi claire;
- b) la première formation conclut que le Distributeur, en poursuivant ses activités de GDP Affaires dans le cadre d'un programme, se trouverait à contrevenir ou à prévoir des conditions autres que celles d'un tarif fixé par la Régie, alors que dans la même décision, elle reconnaît elle-même n'avoir fixé aucun tel tarif ni même avoir débuté l'examen de la question;
- c) la première formation a rendu des ordonnances contraires à l'intérêt public en ce qu'elles empêchent le Distributeur de poursuivre utilement le déploiement de ses activités de GDP Affaires et en ce qu'elles qui mettent à risque l'atteinte des cibles d'effacement et le bilan en puissance.

[12] Le Distributeur soumet que ces motifs de révision et les questions qu'ils soulèvent sont sérieux et présentent une perspective raisonnable de succès au sens des précédents jurisprudentiels applicables, de sorte que la Demande de révision n'est pas vouée à l'échec, ni futile, vexatoire ou dilatoire.

[13] En ce qui a trait au critère du préjudice sérieux ou irréparable, le Distributeur soutient que les ordonnances rendues par la première formation l'empêchent de poursuivre ses activités de GDP Affaires et mettent à risque l'atteinte des cibles d'effacement.

[14] Le Distributeur souligne que l'incertitude découlant de la décision D-2020-095, c'est-à-dire par le cumul d'ordonnances à caractère déclaratoire concernant l'illégalité de la poursuite des activités actuelles et la possibilité qui lui est offerte de demander la fixation de tarifs provisoires, lesquels peuvent être modifiés rétroactivement, l'empêchent de promouvoir efficacement les activités de GDP Affaires et de maximiser leur contribution au bilan en puissance.

[15] Le Distributeur est d'avis qu'il ne peut procéder au déploiement des activités de GDP Affaires en informant les participants que l'aide financière est susceptible d'être révisée à la baisse par la Régie, de façon rétroactive. Selon lui, la sécurité énergétique des Québécois est affectée par cette incertitude qui perdure depuis plusieurs années en raison, notamment, des longs délais associés à l'examen des diverses questions dont s'est saisie la première formation.

[16] Le Distributeur soumet qu'une ordonnance de sursis lui permettrait de poursuivre le déploiement du programme existant de GDP Affaires, d'en faire une promotion efficace auprès de la clientèle et de maximiser sa contribution au bilan en puissance en lien avec les cibles présentées à la Régie dans le dossier du plan d'approvisionnement.

[17] Le Distributeur souligne l'importance de la GDP Affaires pour l'équilibre énergétique du Québec et soumet que l'incertitude relative aux conditions applicables causerait un préjudice très grave.

[18] De plus, selon lui, l'incertitude règlementaire qui découlerait d'une situation où la première formation poursuit ses démarches ayant trait à la fixation d'un tarif alors que ces démarches pourraient être frappées de nullité par l'effet d'une décision en révision n'est pas souhaitable.

[19] Dans un strict objectif de prudence en lien avec certaines conclusions de la Décision (conclusions qui sont par ailleurs contestées par la Demande de révision), le Distributeur demande à la Formation en révision d'émettre une ordonnance de sursis à l'égard du programme de GDP Affaires, à savoir de l'autoriser à poursuivre le déploiement sans restriction, de manière à maximiser la contribution de la GDP Affaires, jusqu'à ce qu'une décision finale soit rendue au présent dossier.

[20] Quant à la balance des inconvénients, le Distributeur plaide qu'elle penche en faveur de l'ordonnance de sursis compte tenu des considérations suivantes :

- la durée du sursis d'exécution avant l'audition de la demande de révision;
- les coûts susceptibles d'être encourus inutilement pour donner effet à une décision;
- le dédoublement de procédures administratives;
- les pertes de ressources;

- l'existence et l'importance des préjudices affectant les parties intéressées.

[21] D'ailleurs, le Distributeur soutient qu'aux fins de la Demande de sursis, en l'absence d'une partie adverse, la balance des inconvénients ne peut que le favoriser. Selon lui, aucune autre partie ne peut subir de préjudice.

[22] Le Distributeur ajoute que même si on devait conclure que l'appui financier aux participants est trop élevé, sa clientèle ne paierait pas ces coûts puisque les tarifs d'électricité sont fixés par la loi jusqu'en 2025.

4. POSITION DES PERSONNES INTÉRESSÉES

[23] La Régie expose ci-après, de façon sommaire, les principales conclusions des intervenants au dossier R-4041-2018 qui ont fait part de leurs représentations sur la Demande en sursis :

ACEFQ

[24] L'ACEFQ appuie les positions du ROEE et de l'UC exposées ci-après.

[25] Pour ce qui est du critère de l'apparence de droit, l'ACEFQ est d'avis que le Distributeur n'a pas démontré l'existence du droit à la révision. Selon l'intervenante, les trois motifs invoqués par le Distributeur se rapportent aux faits de la décision D-2019-164, que le Distributeur tente de faire réviser par le biais de la décision D-2020-095.

[26] En ce qui a trait au critère du préjudice sérieux ou irréparable, selon l'ACEFQ, si un tel préjudice existe, celui-ci est causé par les comportements du Distributeur qui refuse, omet ou néglige de donner suite aux recommandations de la Régie dans la décision D-2019-164 et à son choix de ne pas demander le renouvellement de l'ordonnance de sauvegarde à la suite de la décision D-2019-092. Selon l'intervenante, les seuls préjudices qui pourraient survenir découleraient du défaut du Distributeur de se conformer aux deux options juridiquement possibles, soit de se conformer aux décisions D-2019-164 et D-2020-095 et demander au gouvernement l'émission d'un décret en vertu de la Loi.

AHQ-ARQ

[27] Sans admettre le bien-fondé des arguments du Distributeur, l'AHQ-ARQ ne conteste pas la Demande de sursis. L'intervenant souligne l'importance que le programme GDP Affaires se poursuive pour l'hiver 2020-2021.

ROÉÉ

[28] Le ROÉÉ recommande à la Formation en révision de refuser la Demande de sursis.

[29] L'intervenant est d'avis que la Formation en révision ne peut conclure qu'il y a apparence de droit clair à la révision de la décision D-2020-095. Au stade de la Demande de sursis, la Formation en révision doit faire preuve d'une grande déférence envers la première formation. Selon le ROÉÉ, la décision D-2020-095 comporte plusieurs interprétations qui se situent à l'intérieur des interprétations possibles de la situation juridique en cause.

[30] Quant au critère du préjudice sérieux, le ROÉÉ soumet que la Régie ne devrait pas donner de poids à l'argument du Distributeur sur l'incertitude créée par la décision D-2020-095 alors que le bilan de puissance pourrait être affecté à la baisse, notamment en raison de la COVID-19.

SÉ

[31] SÉ est d'avis que l'apparence de droit, le préjudice, la balance des inconvénients et l'intérêt public favorisent l'octroi de la décision D-2020-095.

[32] Selon l'intervenant, le critère de l'apparence de droit est satisfait. La décision D-2020-095 comporte au moins trois justifications³ à l'interprétation de la première formation de sa compétence qui seraient erronées et dont l'erreur pour chacune de ces justifications serait suffisamment grave pour faire l'objet d'une révision.

[33] L'intervenant soumet que le critère du préjudice sérieux est également satisfait et que la balance des inconvénients favorise l'émission de l'ordonnance de sursis. En effet,

³ Pièce [C-SÉ-0002](#).

SÉ souligne notamment que si la première formation devait statuer sur un tarif provisoire GDP Affaires et que la Demande en révision devait être accueillie ultérieurement, les participants au GDP Affaires pour l'hiver 2020-2021 se trouveraient en péril et devraient espérer le rétablissement du programme. Par ailleurs, SÉ appuie le témoignage du Distributeur selon lequel l'ordonnance de sursis d'exécution éviterait les inconvénients de l'instabilité réglementaire. Enfin, SÉ est également d'accord que la poursuite du dossier R-4041-2018 constituerait un usage inefficace des ressources réglementaires.

UC

[34] De manière générale, l'UC se dit d'accord avec les représentations du ROEE.

[35] L'intervenante fait part de ses réserves quant à l'analyse du Distributeur sur le critère de la balance des inconvénients. L'UC soumet qu'il ne suffit pas de regarder les inconvénients uniquement du point de vue du Distributeur. Elle soumet que les clients du Distributeur pourraient également subir, directement ou indirectement, les impacts des coûts du programme GDP Affaires lors de la fixation des tarifs 2025-2026.

[36] L'intervenante soulève une problématique particulière dans l'éventualité où la Régie accorderait la Demande de sursis. Dans un tel cas, l'UC est d'avis que l'on devrait remettre les parties dans l'état où elles étaient si la décision D-2020-095 n'avait pas été rendue. Or, l'UC comprend que l'ordonnance de sauvegarde rendue par la première formation dans la décision D-2019-092 prenait fin à la fin de l'hiver 2019-2020.

[37] Enfin, l'UC est d'avis que les problèmes soulevés par le Distributeur concernant la rétroactivité d'un tarif provisoire pourront faire l'objet de représentations dans le dossier R-4041-2018. L'UC plaide que la première formation détient tous les pouvoirs et toute la discrétion nécessaire pour déterminer la manière la plus appropriée de traiter ce tarif provisoire.

5. OPINION DE LA RÉGIE

[38] La Régie a déjà décidé qu'elle pouvait ordonner le sursis d'exécution des conclusions d'une décision qui fait l'objet d'une demande de révision. Elle s'est alors

fondée sur l'article 34 de la Loi qui lui permet de rendre toute décision ou ordonnance qu'elle estime propre à sauvegarder les droits des personnes concernées⁴. Lors de l'examen d'une demande de sursis, la Régie a appliqué les critères propres à l'examen d'une demande d'injonction interlocutoire. La présente formation partage cette approche.

[39] Selon le *Code de procédure civile*, une injonction interlocutoire peut être émise « *si celui qui la demande paraît y avoir droit et si elle est jugée nécessaire pour empêcher qu'un préjudice sérieux ou irréparable ne lui soit causé ou qu'un état de fait ou de droit de nature à rendre le jugement au fond inefficace ne soit créé* »⁵.

[40] À l'égard des critères applicables dans le cadre d'une demande de sursis, les auteurs Ferland et Emery écrivent ce qui suit :

« 2-1329 – Les modalités d'exercice du pouvoir discrétionnaire en matière de sursis ont été abondamment illustrées par la jurisprudence. [...] Le juge Beetz, dans l'arrêt Procureur général du Manitoba c. Metropolitan Stores (M.T.S.) Ltd., [...] rappelle que la suspension d'instance et l'injonction interlocutoire sont des recours de même nature et ayant la même origine [...].

2-1330 – Ainsi, le juge, pour décider d'une demande de sursis, s'appuiera sur les critères de l'injonction interlocutoire, soit l'apparence de droit, l'existence d'un préjudice sérieux et irréparable et la prépondérance des inconvénients [...].

2-1331 – Le critère de l'apparence de droit, comme l'écrivait le juge Beetz, doit revêtir « la forme d'une évaluation préliminaire et provisoire du fond du litige ». La demanderesse doit démontrer, selon le cas, une faiblesse apparente de la décision attaquée, l'importance de la question en droit et ses effets [...]. Il est important de rappeler que si l'apparence de droit est claire, le tribunal laissera de côté le troisième critère, soit la prépondérance des inconvénients.

2-1332 – Un préjudice sérieux et irréparable doit aussi être démontré, c'est-à-dire un préjudice qui ne peut être adéquatement compensé par des dommages-intérêts ou qui peut difficilement l'être. Le préjudice appréhendé doit être réel et certain et non simplement hypothétique ou éventuel. En revanche, si la décision est

⁴ Voir notamment les décisions D-99-117R (dossier R-3428-99), D-2006-133 (dossier R-3609-2006), D-2006-150 (dossier R-3614-2006) et D-2007-23 (dossier R-3613-2006).

⁵ Article 511 du *Code de procédure civile*, RLRQ, c. C-25.01. La substance de cet article est similaire à celle de l'article 752 (2) qui était en vigueur jusqu'au 31 décembre 2015. La jurisprudence relative à ce dernier article demeure donc pertinente.

intrinsèquement illégale ou manifestement invalide, un simple préjudice suffit à obtenir le sursis de procédure.

2-1333 – Il peut aussi, comme l'affirmait le juge Beetz [...], « y avoir beaucoup d'autres éléments particuliers dont il faut tenir compte dans les circonstances particulières d'un cas déterminé ». [...].

*2-1334 – Chaque partie peut ainsi faire pencher la balance des inconvénients en sa faveur « en démontrant au tribunal que l'intérêt public commande l'octroi ou le refus du redressement demandé. [...] »⁶. [les notes de bas de page ont été omises]
[nous soulignons]*

[41] Ainsi, selon ces enseignements, l'exercice du pouvoir discrétionnaire à l'égard d'une demande de sursis doit s'appuyer sur les critères d'examen d'une demande d'injonction interlocutoire, soit l'apparence de droit, l'existence d'un préjudice sérieux ou irréparable et la balance des inconvénients.

[42] La Régie rappelle que la décision D-2020-095 est finale et sans appel (article 40 de la Loi). La Régie adhère aux propos de l'ACEFQ à l'effet que la décision D-2020-095 est valide et exécutoire et que l'autorité et la stabilité des décisions commandent qu'une demande de sursis d'exécution ne soit accordée que dans des situations exceptionnelles⁷.

[43] La Régie examine maintenant chacun de ces critères.

Apparence de droit

[44] Au stade de la Demande de sursis, le Distributeur doit démontrer que les motifs qu'il invoque à l'encontre des Conclusions sont sérieux et que sa Demande en révision n'est pas vouée à l'échec parce que futile, vexatoire et dilatoire.

[45] La Régie doit procéder à une analyse préliminaire des motifs de révision soulevés par le Distributeur, sans chercher à disposer des questions de fond.

⁶ Denis Ferland et Benoît Emery, *Précis de procédure civile du Québec*, Éditions Yvon Blais, 5^e édition, vol. 2, 2015, p. 504 à 509.

⁷ Pièce [C-ACEFQ-0002](#).

[46] Tel qu'indiqué précédemment, le Distributeur invoque trois principaux motifs pour demander la révision des Conclusions de la décision D-2020-095.

[47] Comme premier motif, le Distributeur soutient que la première formation a excédé sa compétence en ignorant l'article 19 de la Loi sur la simplification qui met en place un régime transitoire en vertu duquel seuls deux dossiers existants de la Régie continuent de se voir appliquer les anciennes dispositions de la Loi, mais dont le dossier R-4041-2018 ne fait pas partie.

[48] Le Distributeur soumet que la première formation a écarté une règle de droit en omettant d'appliquer correctement la méthode moderne d'interprétation des lois. En autres, le Distributeur prétend que la première formation a omis de porter attention à l'objectif, le contexte et l'intention du législateur en lien avec les modifications législatives apportées par la Loi sur la simplification.

[49] Comme deuxième motif, le Distributeur soumet que la première formation a commis une erreur déterminante en concluant qu'en poursuivant le programme GDP Affaires, il se trouverait à contrevenir ou à prévoir des conditions autres qu'un tarif fixé par la Régie au sens de l'article 53 de la Loi⁸ alors que la première formation mentionne elle-même ne pas avoir fixé un tel tarif.

[50] Selon le Distributeur, l'article 53 de la Loi est clair : il fait référence à un tarif ou une condition fixés par la Régie, et non pas un tarif qui n'est pas encore fixé par la Régie. Dans ce contexte, le Distributeur soutient que la première formation aurait dû employer la méthode moderne d'interprétation des lois et élaborer notamment sur l'objectif du législateur, l'objet et l'économie de la loi. Le Distributeur conclut qu'en omettant de procéder ainsi, la première formation a commis un vice de fond de nature à invalider la décision.

[51] Comme troisième motif, le Distributeur plaide que la première formation a rendu des ordonnances contraires à l'intérêt public en l'empêchant de poursuivre utilement le déploiement de ses activités de GDP Affaires et en mettant à risque l'atteinte des cibles d'effacement et le bilan de puissance. Au soutien de son motif, le Distributeur reproche à

⁸ L'alinéa 1 de l'article 53 de la Loi se lit comme suit : « *Le transporteur ou le distributeur d'électricité ou un distributeur de gaz naturel ne peut convenir avec un consommateur ou exiger de celui-ci un tarif ou des conditions autres que ceux fixés par la Régie ou par le gouvernement ou prévus à l'annexe 1 de la Loi sur Hydro-Québec [...]* ».

la première formation sa gestion du dossier R-4041-2018 à plusieurs niveaux. Il soumet qu'il n'a pas été traité équitablement, que les clients ne sont pas protégés et que l'on nuit à un bon programme qui a des impacts importants sur la suffisance des approvisionnements que la Régie doit surveiller.

[52] Concernant le premier motif de révision du Distributeur, la Formation en révision constate que la première formation a appliqué les règles d'interprétation qu'elle jugeait pertinentes dans le cadre de son analyse des impacts de la Loi sur la simplification sur le dossier R-4041-2018 en cours. La première formation a élaboré longuement sur cette question avant de conclure que, selon les règles d'interprétation générales, elle demeurerait investie de la compétence tarifaire exclusive pour poursuivre le dossier R-4041-2018 et procéder à l'examen requis pour fixer le tarif GDP Affaires.

[53] La Formation en révision estime, à ce stade, qu'elle ne peut établir que le Distributeur détient un droit clair à la révision d'une décision d'une première formation qui a exercé sa compétence en interprétant le régime transitoire applicable au dossier R-4041-2018. Ce n'est qu'au stade de l'examen au fond de la Demande en révision que la Formation en révision pourra déterminer si les prétentions du Distributeur donnent ouverture à la révision.

[54] La même conclusion s'impose pour le deuxième motif de révision soulevé par le Distributeur. En effet, la première formation expose ses motifs dans la décision qui expliquent pourquoi elle considère que la poursuite du Programme GDP Affaires irait à l'encontre des articles 53 et 54 de la Loi.

[55] À ce stade-ci du dossier, la Formation en révision ne peut conclure que le Distributeur dispose d'un droit clair à la révision de la décision D-2020-095 sur la base de ces deux motifs.

[56] Cependant, même en l'absence d'un droit clair à la révision sur la base de ces motifs, le critère de l'apparence de droit peut être satisfait si le Distributeur démontre que les questions qu'ils soulèvent sont sérieuses et, par conséquent, que sa Demande de révision n'est pas vouée à l'échec. La Formation en révision estime que cette démonstration, qui est moins exigeante, a été faite en l'espèce.

[57] Compte tenu de ce qui précède, il n'est donc pas nécessaire d'élaborer sur le troisième motif de révision soulevé par le Distributeur.

Préjudice sérieux ou irréparable

[58] La Formation en révision doit se demander si le Distributeur subira un préjudice sérieux ou irréparable en cas de rejet de sa Demande de sursis.

[59] Le Distributeur a présenté une preuve testimoniale lors de l'audience portant sur les préjudices qu'il subirait dans le cas d'un rejet de la Demande de sursis⁹.

[60] Le Distributeur explique qu'un rejet de la Demande de sursis l'obligerait à déposer une demande de tarif provisoire pour l'option tarifaire GDP Affaires. Il estime que le travail requis, qui est d'ailleurs débuté, n'est pas particulièrement complexe et qu'environ 40 heures de travail ont été nécessaires à ce jour.

[61] Par contre, le Distributeur considère qu'un travail considérable doit être effectué pour une éventuelle proposition de tarif final de GDP Affaires afin de respecter les diverses orientations demandées par la première formation. Il estime que les travaux pourraient se dérouler sur une période de six à huit mois et impliquer des frais règlementaires importants. De plus, si la Demande de révision devait être accordée, le Distributeur est d'avis que les travaux effectués pourraient ne pas être utiles si le tarif GDP Affaires devait être à nouveau examiné lors de la tarification 2025-2026. À cet égard, le Distributeur insiste sur l'importance d'avoir une certaine contemporanéité des intrants à un tarif et à son application.

[62] Le Distributeur a également témoigné sur l'impact d'un rejet de la Demande de sursis sur les participants au programme GDP Affaires. Selon lui, un tarif GDP Affaires provisoire est problématique puisqu'il amène une incertitude quant aux conditions qui seront applicables aux participants. Il craint que cette incertitude nuise à l'intérêt des clients à s'engager et à procéder aux investissements requis si ces derniers ne connaissent pas à l'avance l'appui financier auquel ils auront droit.

[63] D'abord, la Formation en révision note, en ce qui a trait à la demande de tarif provisoire qui devrait être déposée dans le dossier R-4041-2018 en cas de rejet de la Demande de sursis, que le préjudice serait relativement limité. Le Distributeur ayant déjà effectué une partie du travail requis pour un tel dépôt, la Régie ne croit pas que le préjudice en terme de travail à effectuer est sérieux.

⁹ Pièce [A-0005](#), p. 17 et suivantes.

[64] Quant à la préparation du dossier du tarif final GDP Affaires, le témoignage du Distributeur est à l'effet que le travail à effectuer pourrait être significatif et des coûts règlementaires importants pourraient être engagés. À cet effet, le Distributeur réfère à la décision D-2016-050, portant également sur une demande de sursis d'exécution, dans laquelle la Régie s'exprimait ainsi sur un tel préjudice :

« [46] Sur la base de la preuve administrée par le Transporteur, la Régie constate que, dans l'éventualité d'une révision de la Décision, le travail décrit par le témoin du Transporteur s'avèrera inutile et coûteux en termes d'utilisation des ressources humaines et financières du Transporteur. Elle est d'avis que cela est contraire au principe d'efficacité règlementaire ».

[65] La Régie est d'avis qu'une distinction importante s'impose. En effet, dans le présent cas, le Distributeur reconnaît qu'un dossier tarifaire lié à la GDP Affaires devra avoir lieu, indépendamment de la décision à rendre dans le Dossier en révision. Dans ce contexte, les ressources humaines et financières déployées pour l'examen d'un tel dossier ne seront pas complètement inutiles dans le cas où le dossier devait être examiné plus tard. Par ailleurs, dans le cas où la Demande en révision devait être accueillie, la Formation en révision ne peut présumer que le dossier tarifaire GDP Affaires ne serait examiné que lors du dossier tarifaire 2025-2026. On ne peut exclure qu'une demande sous l'article 48.4 de la Loi soit déposée avant l'échéance prévue à l'article 48.2 de la Loi, soit le 1^{er} avril 2025.

[66] Dans ces circonstances, la Formation en révision est d'avis que les inconvénients soulevés par le Distributeur à cet égard ne peuvent être qualifiés de sérieux ou d'irréparables.

[67] En ce qui a trait aux craintes exprimées par le Distributeur relativement à l'impact de l'incertitude sur l'intérêt de sa clientèle à la GDP Affaires, la Formation en révision comprend qu'elles découlent du caractère provisoire du tarif qui devrait être déposé devant la première formation pour approbation. À cet égard, la Régie partage la position de l'UC à l'effet que les divers problèmes soulevés par le Distributeur concernant la rétroactivité d'un tarif provisoire pourront faire l'objet de représentations dans le dossier R-4041-2018. La première formation est certainement la mieux placée pour disposer des préoccupations du Distributeur à cet égard.

[68] À cet effet, la Formation en révision tient à souligner que la première formation a indiqué clairement qu'elle était favorable aux objectifs visés par le programme GDP Affaires en tant qu'outil de gestion des besoins de puissance à la pointe :

« [150] Dans le cadre des ordonnances de sauvegarde émises lors de la phase 1 du présent dossier, il avait été mis en preuve que la période d'inscription des clients devait débiter au plus tard au mois de septembre précédent la période d'hiver afin que le Distributeur puisse opérer le Programme efficacement, ce qui signifie, pour l'hiver 2020-2021, que l'autorisation devrait être obtenue d'ici septembre 2020.

[151] Considérant la date de publication de la présente décision, il est improbable que l'examen complet de la phase 2 puisse être complété d'ici-là.

[152] Toutefois, la Régie demeure favorable aux objectifs visés par le Programme en tant qu'outil de gestion des besoins en puissance à la pointe du Distributeur et note que la continuité de l'offre est un facteur critique pour sa bonne opération »¹⁰.

[69] Enfin, la Formation estime que le Distributeur n'a pas démontré, de façon convaincante, que l'atteinte des cibles d'effacement est mise à risque en l'absence d'un sursis ni que l'incertitude temporaire quant aux modalités de la GDP Affaires pourrait compromettre l'équilibre énergétique du Québec.

[70] En raison de ce qui précède, la Formation en révision conclut que le Distributeur n'a pas démontré que le rejet de la Demande de sursis causera un préjudice sérieux ou irréparable.

Balance des inconvénients

[71] Compte tenu des conclusions précédentes, la Régie juge qu'il n'est pas nécessaire d'élaborer sur la balance des inconvénients.

[72] Par ailleurs, la Formation en révision note que le Distributeur lui demande d'accorder la Demande de sursis, tout en précisant qu'il ne demande pas l'émission d'une ordonnance de sauvegarde¹¹.

[73] Dans le cas où la Formation en révision accueillait la Demande de sursis, le Distributeur estime être en droit de poursuivre le programme GDP Affaires. Or, à l'instar de l'UC, la Formation en révision soulève un doute quant à cette possibilité.

¹⁰ Décision [D-2020-095](#), p. 37, par. 150 à 152.

¹¹ Pièce [A-0005](#), p. 62.

[74] En effet, le programme GDP Affaires a fait l'objet de deux ordonnances de sauvegarde, soit la décision D-2018-113 (hiver 2018-2019) et la décision D-2019-092 (hiver 2019-2020). Selon la compréhension de la Formation en révision, la décision D-2019-092 ne prévoit pas que le programme puisse être en application lors de l'hiver 2020-2021.

[75] Par ailleurs, la première formation a rendu la décision D-2019-164, qui n'a pas fait l'objet d'une demande en révision, qui prévoit ce qui suit :

« [200] En conséquence, à la suite de l'examen des différentes catégories réglementaires, la Régie juge que le Programme, tel que mis en œuvre actuellement et avec les caractéristiques préconisées par le Distributeur, constitue plutôt une offre tarifaire, de nature optionnelle. Le Distributeur doit donc respecter les caractéristiques inhérentes qui se rapportent à cette catégorie réglementaire ».

[76] Ainsi, même dans l'hypothèse où la Formation en révision accueillait la Demande de sursis, il n'est pas clair que le Distributeur pourrait poursuivre le programme GDP Affaires sans obtenir une nouvelle ordonnance de sauvegarde dans le dossier R-4041-2018.

[77] La Formation en révision fera connaître ultérieurement le traitement et le calendrier pour l'examen au fond de la Demande de révision.

[78] **Considérant ce qui précède,**

La Régie de l'énergie :

REJETTE la demande de sursis d'exécution de la décision D-2020-095.

Marc Turgeon
Régisseur

Simon Turmel
Régisseur

Jocelin Dumas
Régisseur

Pièce P-17

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DEMANDE DE RÉVISION DE LA DÉCISION D-2020-095
ET DEMANDE D'URGENCE DE SURSIS D'EXÉCUTION
DE LA DÉCISION D-2020-095 RENDUE
DANS LE DOSSIER D-4041-2018

DOSSIER : R-4130-2020

RÉGISSEURS : Me MARC TURGEON, président
Me SIMON TURMEL et
M. JOCELIN DUMAS

AUDIENCE DU 4 AOÛT 2020

VOLUME 1

CLAUDE MORIN
Sténographe officiel

COMPARUTIONS

Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE
avocat de la Régie

REQUÉRANTE :

Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY
Me JOELLE CARDINAL
avocats d'Hydro-Québec Distribution (HQD)

PERSONNES INTÉRESSÉES :

Me SERENA TRIFIRO
avocate de l'association coopérative d'économie
familiale de Québec (ACEFQ);

Me STEVE CADRIN
avocat de l'Association hôtellerie Québec et de
l'Association des restaurateurs du Québec (AHQ-
ARQ); avocat de l'association coopérative
d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO)

Me FRANKLIN S. GERTLER
avocat du Regroupement des organismes
environnementaux en énergie (ROEE)

Me DOMINIQUE NEUMAN
avocat de Stratégies énergétiques (SÉ);

Me HÉLÈNE SICARD
avocate de l'Union des consommateurs (UC).

TABLE DES MATIÈRES

	<u>PAGE</u>
PRÉLIMINAIRES	4
PREUVE HQD	
STÉPHANIE CARON	
JEAN-PIERRE CHAKRA	
INTERROGÉS PAR Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY	17
DISCUSSION	45
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me FRANKLIN S. GERTLER	48
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN	56
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me HÉLÈNE SICARD	66
DISCUSSION	81
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN	82
INTERROGÉS PAR LA FORMATION	83
REPRÉSENTATIONS PAR Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY	101
REPRÉSENTATIONS PAR Me STEVE CADRIN	146
REPRÉSENTATIONS PAS Me FRANKLIN S. GERTLER	148
REPRÉSENTATIONS PAR Me HÉLÈNE SICARD	165
RÉPLIQUE PAR Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY	181

1 L'AN DEUX MILLE VINGT (2020), ce quatrième (4e)
2 jour du mois d'août :

3

4 PRÉLIMINAIRES

5

6 LA GREFFIÈRE :

7 Protocole d'ouverture. Audience du quatre (4) août
8 deux mille vingt (2020) par visioconférence.

9 Dossier R-4130-2020 : Demande de révision de la
10 décision D-2020-095 et demande d'urgence de sursis
11 d'exécution de la décision D-2020-095 rendue dans
12 le dossier R-4041-2018.

13 Les régisseurs désignés dans ce dossier sont maître
14 Marc Turgeon, président de la formation, de même
15 que maître Simon Turmel et monsieur Jocelin Dumas.

16 L'avocat de la Régie est maître Jean-François
17 Ouimette.

18 La requérante est Hydro-Québec Distribution
19 représentée par maître Jean-Olivier Tremblay et
20 maître Joelle Cardinal.

21 Les personnes intéressées sont :

22 Regroupement des organismes environnementaux en
23 énergie représenté par maître Franklin S. Gertler;
24 Stratégies énergétiques représentée par maître
25 Dominique Neuman;

1 Me DOMINIQUE NEUMAN :

2 Oui. Bonjour Messieurs les Régisseurs. Je serai en
3 audio aujourd'hui seulement.

4 Union des consommateurs représentée par maître
5 Hélène Sicard.

6 Me HÉLÈNE SICARD :

7 Bonjour. Est-ce qu'on m'entend?

8 LE PRÉSIDENT :

9 Oui.

10 Me HÉLÈNE SICARD :

11 O.K. Merci. Alors, j'annule. Et dites-nous le...

12 LA GREFFIÈRE :

13 Nous demandons aux participants de bien vouloir
14 s'identifier à chacune de leurs interventions pour
15 les fins de l'enregistrement. Merci.

16 LE PRÉSIDENT :

17 Maître Sicard, vous avez une question?

18 Me HÉLÈNE SICARD :

19 Oui. En fait, je me demandais si je ne devais pas
20 retirer mon image de l'écran maintenant que je me
21 suis identifiée.

22 LE PRÉSIDENT :

23 C'est à votre convenance. Attendez que j'aie
24 terminé avec le mot d'ouverture puis après ça vous
25 en jugerez si c'est pertinent. Ça vous va?

1 Me HÉLÈNE SICARD :

2 Merci.

3 LE PRÉSIDENT :

4 Merci.

5 Me HÉLÈNE SICARD :

6 Merci.

7 LE PRÉSIDENT :

8 Alors, merci Madame Cyr. Alors, comme... Je tiens
9 d'abord à souligner que peut-être pour certains
10 d'entre vous d'une première audience virtuelle.
11 Donc, je compte... donc c'est l'ordre habituel,
12 l'audience habituelle, votre collaboration et la
13 nôtre pour s'assurer de la bonne marche de
14 l'audience. S'il y a quelqu'un qui lève la main...
15 Oui, Monsieur le Sténographe.

16 PROBLÈME DE SON

17 DISCUSSION HORS DOSSIER

18 LE PRÉSIDENT :

19 Je vais continuer, si vous voulez bien, mon mot
20 d'ouverture. Alors, hier, la Régie a déposé, sur le
21 site Internet de la Régie et sur le SDÉ, le Guide
22 du participant à une audience par visioconférence.
23 Alors, je vous y fais référence parce qu'on vous
24 invite particulièrement à prendre connaissance du
25 guide. Et vous retrouverez, aux pages 2 à 4, les

1 consignes à respecter en audience, y compris le
2 décorum.

3 Donc, en plus de maître Jean-François
4 Ouimette, avocat pour la Régie, il est assisté par
5 madame Sylvianne René, stagiaire. Monsieur Yvan
6 Charbonneau, ingénieur, fait également partie de
7 l'équipe de la Régie.

8 Comme vous l'avez constaté, madame St-Cyr
9 est notre greffière audiencière et aussi notre
10 organisateur, organisatrice d'un GoToMeeting.

11 Enfin, monsieur Claude Morin, Claude
12 j'espère que tu m'entends bien, participe en tant
13 que sténographe.

14 Nous vous demandons de laisser en
15 permanence les caméras allumées, les trois
16 régisseurs, l'avocat du Distributeur ainsi que le
17 représentant de ce dernier parce que pour nous,
18 comme membres de la formation, c'est important de
19 voir vos réactions comme nous serions en salle
20 d'audience.

21 Alors, si c'est possible, Maître Tremblay,
22 de laisser votre caméra ouverte. Si jamais vous
23 devez parler à votre cliente, je n'ai pas de
24 problème, mais j'aimerais ça que vous soyez
25 toujours, de façon permanente, à l'affiche. Ainsi

1 que, je pense, c'est madame Caron qui représente le
2 Distributeur dans notre audience d'aujourd'hui.

3 La caméra... oui, parfait, j'apprécierais
4 aussi, si c'est possible d'avoir madame Caron à
5 l'écran. Pour nous, quand on voit, parfois, qu'on
6 est mal compris, c'est plus facile pour nous de
7 revenir et de redonner... de rephraser la question.

8 Vous êtes des gens... tout le monde est
9 important dans cette audience, mais comme vous êtes
10 les demandeurs, j'aimerais vous avoir à l'écran.
11 Pour sa part, notre avocat, maître Ouimette, va
12 l'être de façon intermittente parce qu'il y a un
13 problème de « settagé », aussi, au bureau, mais sa
14 caméra devra être aussi allumée en temps utile.

15 Également, nous vous demandons à tous que
16 les micros demeurent fermés sauf lorsque l'un
17 d'entre vous souhaitez intervenir pour enfin,
18 éviter les interférences. Il faut que vous sachiez
19 aussi que madame Saint-Cyr peut, en tout temps,
20 fermer les micros. C'est un pouvoir qu'elle a. Elle
21 peut tout nous fermer nos micros.

22 L'audience est enregistrée.
23 L'enregistrement sera mis en ligne sur YouTube et
24 les notes sténographiques seront déposées sur le
25 site Internet de la Régie dans les meilleurs

1 délais. Tout comme pour les audiences en personne,
2 à la Régie, il est interdit de filmer l'audience,
3 de prendre des captures d'écran ou, encore, d'en
4 enregistrer le contenu audio.

5 Si vous désirez transmettre un message au
6 greffier, par exemple, parce que vous éprouvez des
7 problèmes techniques, vous pouvez utiliser la
8 fonction clavardage que vous trouverez dans le haut
9 de l'écran, à droite.

10 Par ailleurs, si vous éprouvez un problème
11 technique majeur, c'est-à-dire une perte de
12 connexion, tel que mentionné aux coordonnées de
13 connexion, veuillez communiquer immédiatement avec
14 la Régie au 514 582-6120 afin que nous puissions
15 être prévenus et que nous puissions agir en
16 conséquence.

17 Tel qu'elle l'a précisé dans sa lettre du
18 trente et un (31) juillet dernier, la Régie
19 rappelle que la présente audience porte sur la
20 demande d'urgence de sursis d'exécution de la
21 décision D-2020-095 déposée par Hydro-Québec
22 Distribution, en date du trente (30) juillet deux
23 mille vingt (2020).

24 Je désire vous rappeler que l'un ou l'autre
25 des membres de la formation peut, s'il le souhaite,

1 vous poser des questions à la fin de votre
2 présentation ou, possiblement, des éclaircissements
3 au cours de celle-ci.

4 Nous débuterons par entendre maître
5 Tremblay pour le Distributeur, puis nous allons
6 entendre les autres participants par ordre
7 alphabétique. Je demande à chaque avocat de nous
8 indiquer, dès le début de son intervention,
9 l'estimé du temps requis pour le faire. Enfin, il
10 sera loisir, Maître Tremblay, si vous le jugez
11 important, de répliquer.

12 Alors, à moins d'une question
13 préliminaire... Je ne vois pas d'écran qui s'allume
14 avec des questions préliminaires, la Régie serait
15 prête à débiter. Maître Tremblay.

16 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

17 Alors, bonjour, Monsieur le Président de la
18 formation, Monsieur le Président de la Régie et
19 Monsieur le Régisseur. Bonjour à tous les
20 participants et intervenants et puis membres du
21 personnel.

22 Je suis très heureux d'être avec vous,
23 aujourd'hui. C'est la première fois que je viens
24 travailler au bureau depuis le confinement. J'ai
25 mis ma cravate. Je me souvenais comment faire un

1 noeud, j'étais très content.

2 Alors, mon premier mot, c'est de vous
3 remercier pour votre disponibilité très rapide à
4 nous entendre pour notre demande d'urgence pour
5 l'émission d'une ordonnance de sursis d'exécution
6 de la décision D-2020-095.

7 Nous sommes, évidemment, en pleine période
8 estivale et, en plus, lors d'une audience à
9 distance. Alors, je suis... Au nom du Distributeur,
10 nous sommes très heureux, très satisfaits, de votre
11 disponibilité, c'est très, très apprécié.

12 C'est, personnellement, ma première
13 expérience en audience virtuelle. Bien sûr, on
14 tient énormément de réunions vidéo, mais c'est ma
15 première expérience. Alors, je vais faire tout en
16 mon possible pour que ça se déroule bien. Je vous
17 invite à ne pas... En fait, je vous demande de ne
18 pas hésiter à m'interrompre si vous avez quelques
19 questions que ce soit.

20 Donc, nous sommes très, très heureux
21 d'avoir l'opportunité de présenter notre demande à
22 une nouvelle formation de régisseurs qui jettera un
23 oeil neuf et nouveau, et ouvert, à nos prétentions,
24 notre demande d'ordonnance de sursis d'exécution et
25 évidemment, dans un autre contexte ultérieur à

1 notre demande de révision.

2 Donc, évidemment, nous constatons que nous
3 avons trois régisseurs qui n'ont pas participé au
4 premier dossier, qui n'ont pas été impliqués dans
5 ce processus décisionnel. Alors, je vous informe
6 que, nous, de notre côté, à Hydro-Québec, nous
7 sommes au bureau dans une salle à deux mètres de
8 distance.

9 Donc, en face de moi, ma collègue, maître
10 Joëlle Cardinale est présente. À ma gauche, vous
11 voyez madame Stéphanie Caron, qui est notre
12 représentante. Et, également, nous avons monsieur
13 Jean-Pierre Chakra qui est avec nous qui témoignera
14 également, en plus de madame Caron, sur le volet
15 Préjudices.

16 Alors, nous sommes donc effectivement dans
17 une demande urgente, puisque la décision D-2020-095
18 survient après plusieurs mois de délibéré, mais à
19 un bien mauvais moment pour le Distributeur,
20 puisque le Distributeur est en plein déploiement,
21 en pleine campagne de recrutement pour les
22 participants au programme de GDP-Affaires et cela,
23 évidemment, pourrait créer beaucoup d'incertitude.

24 Alors, ne prenez pas ma parole. J'ai deux
25 témoins qui vont expliquer les préjudices que nous

1 subissons en raison de cette décision et qui vont
2 être nos prétentions au niveau de ce volet pour
3 notre demande de sursis d'exécution.

4 Donc, de l'incertitude et également, je
5 peux tout de suite mentionner un point. C'est que
6 la solution de conformité qui a été imaginée par la
7 première formation qui est celle de nous permettre
8 de demander l'émission de tarifs provisoires
9 pendant l'étude qu'elle entendait faire des autres
10 volets du dossier n'est pas une solution qui est
11 valable pour le Distributeur, pour la principale
12 raison que des tarifs provisoires peuvent être
13 révisés rétroactivement.

14 Donc, peuvent être modifiés rétroactivement
15 par la première formation et elle a la discrétion
16 de procéder à un tel exercice et nous le saurons,
17 le fin mot de l'histoire, qu'à la fin du processus.
18 Donc, lorsque la première formation aura pris
19 connaissance de l'ensemble de la preuve? Donc, ça
20 nous mène déjà dans plusieurs mois.

21 Alors, dans un contexte où les activités de
22 GDP-Affaires, donc, le programme gestion de
23 puissance pour la clientèle d'affaires, sont très
24 importantes pour le Distributeur, très importantes
25 pour assurer l'équilibre énergétique des québécois

1 dans un contexte où une autre formation, dont
2 certains d'entre vous sont membres également, est
3 en train d'étudier le plan d'approvisionnement du
4 Distributeur dans lequel le programme de GDP-
5 Affaires compte pour une contribution importante au
6 bilan en puissance.

7 Alors, nous sommes donc ici aujourd'hui
8 pour demander l'émission d'une ordonnance de sursis
9 d'exécution de la décision.

10 Les critères sont quand même assez bien
11 circonscrits. Assez bien connus par la Régie. Donc,
12 je ne vais pas prendre la peine de faire une longue
13 présentation sur ces critères-là, mais quand même
14 nous devons démontrer... notre fardeau aujourd'hui
15 est de démontrer d'une part...

16 Premier critère : un apparence de droit.
17 C'est-à-dire que notre demande n'est pas vouée à
18 l'échec, futile ou vexatoire. Ce n'est pas un
19 fardeau qui est très lourd à rencontrer pour nous.
20 Cependant, j'entends vous convaincre non seulement
21 que notre demande n'est pas vouée à l'échec, mais
22 qu'également, nous avons un droit clair à la
23 révision.

24 Deuxième volet, c'est le volet du
25 préjudice. Donc, c'est un volet qui se décline

1 généralement en quatre sous-catégories.

2 Donc, c'est un préjudice qui peut être
3 sérieux ou qui peut être irréparable ou un état de
4 faits qu'un jugement final ne pourra rétablir ou un
5 état de droit qu'un jugement final ne pourra
6 rétablir.

7 C'est un volet qui est, la plupart du
8 temps, factuel. Donc, c'est la raison pour laquelle
9 nous aurons deux témoins qui vont chacun expliquer
10 les deux préjudices que nous subissons.

11 Alors, en une phrase, pour chacun. Le
12 premier préjudice qui sera présentée par madame
13 Caron est celui d'avoir à préparer et mener tout un
14 dossier réglementaire devant la première formation,
15 alors que l'exercice pourrait être tout simplement
16 annulé si nous avons gain de cause en révision.

17 Le deuxième est tout aussi important. Il
18 sera présenté par le témoignage de monsieur Chakra
19 qui a trait à toute l'incertitude qui plane sur les
20 activités de GDP-Affaires du Distributeur, en
21 raison des ordonnances de la décision D-2020-095 et
22 qui nuit, donc, à son déploiement.

23 Alors, ces critères, donc, sont bien
24 établis, sont bien expliqués dans notre demande. Je
25 ne vais pas, donc, m'attarder plus que cela.

1 Le troisième critère est celui de la
2 balance des inconvénients. Si vous estimez que nous
3 avons un droit clair à la révision, nous n'aurons
4 pas à examiner le critère de la balance des
5 inconvénients. Sinon, bien nous devons nous
6 pencher sur ce critère-là.

7 Alors, si les critères sont rencontrés,
8 dans la jurisprudence de la Régie l'ordonnance de
9 sursis d'exécution est généralement accordée.

10 Nous n'avons pas retrouvé de dossiers où
11 malgré que les critères soient rencontrés, la Régie
12 ait refusé de rendre une ordonnance de sursis.

13 Alors, sans plus tarder, Madame la
14 Greffière, je vais vous demander de procéder à
15 l'assermentation de madame Stéphanie Caron et de
16 monsieur Jean-Pierre Chakra, qui vont témoigner en
17 panel.

18 Alors, je vous laisse procéder, donc,
19 Madame la Greffière.

1 PREUVE HQD

2

3 L'AN DEUX MILLE VINGT (2020), ce quatrième (4e)
4 jour du mois d'août, ONT COMPARU :

5

6 STÉPHANIE CARON

7 Stéphanie Caron, chef Affaires réglementaires et
8 tarifaires, 75, boulevard René-Lévesque Ouest, 22e
9 étage.

10 LA GREFFIÈRE :

11 Je vous remercie. Je vais procéder maintenant à la
12 deuxième assermentation..

13 JEAN-PIERRE CHAKRA

14 Mon nom est Jean-Pierre Chakra. Profession : chef,
15 Conception développement et gestion des programmes
16 commerciaux chez Hydro-Québec. Complexe Desjardins,
17 au 15e étage.

18 LA GREFFIÈRE :

19 Je vous remercie.

20 INTERROGÉS PAR Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

21 Q. [1] Très bien. Alors, on va débiter avec madame
22 Caron. Donc, madame Caron, dans un premier temps,
23 pourriez-vous indiquer à la Régie quelles sont vos
24 fonctions chez Hydro-Québec et décrire ces
25 fonctions.

1 Me SIMON TURMEL :

2 Je vois maître Gertler qui a une question, je
3 crois.

4 Me FRANKLIN S. GERTLER :

5 J'ai une question.

6 LE PRÉSIDENT :

7 Oui, est-ce que vous avez une question, Maître
8 Gertler?

9 Me FRANKLIN S. GERTLER :

10 Oui, une question de procédure à vous poser. C'est
11 que, bien d'abord, nous n'avons pas été avertis
12 qu'il était pour y avoir des témoins. On n'a pas
13 été invités à en avoir nous-mêmes et on n'est pas
14 non plus... est-ce qu'on va avoir l'opportunité de
15 contre-interroger ces témoins-là, parce que
16 normalement, on est un peu, je comprends un peu en
17 hybride, mais c'est comme si on était dans une
18 injonction interlocutoire puis on aurait
19 normalement l'opportunité, si le temps le permet,
20 de contre-interroger.

21 Alors, j'aimerais comprendre le... moi,
22 j'ai pris le dossier, je n'ai pas vu de preuve au
23 dossier puis, là, on va nous arriver, sans aucun
24 avertissement, avec des témoignages. Alors, je vous
25 sou mets qu'il y a un problème au niveau de l'équité

1 procédurale qui se pose, à ce moment-ci, là.

2 Le PRÉSIDENT :

3 Je vous dirais qu'effectivement, nous n'avons pas
4 été prévenus qu'il y aurait des témoins, mais ce
5 n'est pas, à mon avis, à première vue, ce n'est
6 pas, non plus inhabituel qu'il pourrait y en avoir
7 sur la question du préjudice.

8 Alors, effectivement, à partir du moment où
9 maître Tremblay nous a gentiment avisés qu'il y
10 aurait un témoignage sur cette partie-là, donc, ce
11 ne sont pas des questions de droit mais des
12 questions de faits et de perception, là, des frais,
13 ce que ça va amener comme préjudice, je vous dirais
14 que j'ai déjà avisé mes collègues régisseurs qu'il
15 y aurait un droit au contre-interrogatoire.

16 À ce moment-là, je demanderai, je passerai
17 à qui veut contre-interroger les témoins. À ce
18 moment-là, il y aura un contre-interrogatoire qui
19 se fera, comme le veut le plus usuel de vos droits,
20 maître Gertler. Ça vous va?

21 Me FRANKLIN S. GERTLER :

22 O.K. Mais j'aimerais aussi à ce moment-là qu'on se
23 réserve le droit de présenter nous-mêmes une
24 preuve.

25

1 LE PRÉSIDENT :

2 On n'est pas sur une question de preuve, ici, c'est
3 une question de faits du préjudice du distributeur.
4 À moins que vous ne me disiez que vous...

5 Me FRANKLIN S. GERTLER :

6 C'est justement, c'est justement, Monsieur le
7 Président, excusez-moi, c'est que la question du
8 préjudice, notamment dû à la nécessité de cette
9 puissance à cet hiver, c'est une question qui est
10 litigieuse, alors qui sera débattue dans 4110.
11 Alors, on ne pourrait pas juste prendre pour
12 « cash », si je peux m'exprimer ainsi,
13 l'affirmation que le montant qui était au bilan au
14 moment de déposer le dossier du plan d'appro est
15 celle qui va vraiment être au rendez-vous lorsque
16 vous, vous allez rendre une décision sur la
17 nécessité et le préjudice, dans ce cas-ci.

18 LE PRÉSIDENT :

19 Je...

20 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

21 Me permettez-vous, Monsieur le Président, de...

22 LE PRÉSIDENT :

23 Je vous en prie.

24 Me JEAN-OLIVIER-TREMBLAY :

25 ... dire un mot. En fait, en réponse, peut-être aux

1 propos de mon confrère, ne spéculez pas sur le
2 contenu, s'il vous plaît, du témoignage des deux
3 représentants, parce que ce n'était pas l'objet de
4 leur témoignage. Donc, je suggère, là, que nous
5 procédions à l'audition du témoignage de chacun de
6 ces témoins-là qui vont expliquer quel est le
7 préjudice.

8 Évidemment, c'est en lien avec les
9 allégations de notre requête, donc, il n'y aura pas
10 de surprise pour qui que ce soit, en ce sens-là.
11 Cependant, c'est notre droit le plus strict de
12 faire entendre des témoins au stade de la
13 sauvegarde et ce n'est pas une audition au fond.
14 Donc, le droit pour l'ensemble des autres
15 participants d'administrer une preuve à ce stade-ci
16 n'est pas acquis. Donc, je pense qu'on peut
17 procéder comme c'est le cas habituellement pour ces
18 demandes-là et dans les précédents de la Régie, je
19 pense que ce que nous faisons est conforme aux
20 pratiques.

21 Donc, je pense que les inquiétudes de mon
22 confrère du ROÉÉ risquent fort d'être dissipées,
23 lors, lorsque les témoins expliqueront leur point
24 de vue.

25

1 Me FRANKLIN S. GERTLER :

2 Merci, on va écouter le monde poliment là, mais
3 simplement pour vous dire que souvent, c'est de
4 jurisprudence et de doctrine et de connaissance que
5 souvent, le sort de... l'issue d'une provisoire
6 finit par être la chose qui gouverne la situation
7 factuelle dans les faits. Et dans les faits,
8 effectivement, si on donne le provisoire
9 aujourd'hui, bien le tour va être joué. En tout
10 cas, je vais écouter.

11 LE PRÉSIDENT :

12 Je pense que c'est très sage de commencer par
13 écouter...

14 Me FRANKLIN S. GERTLER :

15 Bien... euh...

16 LE PRÉSIDENT :

17 ... et...

18 Me FRANKLIN S. GERTLER :

19 Excusez-moi. Autrement dit, c'est que nous dire que
20 plus tard on aurait le droit à des preuves, ça ne
21 me rassure aucunement. Merci.

22 LE PRÉSIDENT :

23 En fait, ce que je vais vous rassurer, je vais vous
24 rassurer que, minimalement, ici, on n'est pas dans
25 le plan d'appro, on est dans une demande de sursis

1 avec... Et je prends pour acquis que ce qui va être
2 emmené par les témoins, c'est ce qui a été allégué
3 dans la demande du Distributeur.

4 Cela étant dit, Maître Gertler, dites-vous
5 que la Régie, ce n'est pas la première fois qu'elle
6 le fait et qu'elle saura très bien... Si jamais il
7 y a une partie du témoignage qu'on considère qui
8 n'est pas nécessaire, on n'en tiendra pas compte.
9 Mais, présentement, prenez des notes parce que vous
10 allez avoir le droit de contre-interroger. Ça,
11 c'est très clair.

12 Me FRANKLIN S. GERTLER :

13 Merci.

14 LE PRÉSIDENT :

15 Alors, on continue avec donc... Le panel a été
16 assermenté? Donc, allez-y, Maître Tremblay.

17 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

18 Q. [2] Merci beaucoup. Alors, Madame Caron, on va
19 débiter avec vous. Pourriez-vous, s'il vous plaît,
20 dans un premier temps, expliquer à la Régie quelles
21 sont vos fonctions, décrire ces fonctions, de même
22 que votre parcours professionnel.

23 Mme STÉPHANIE CARON :

24 R. Bien, je suis actuellement chef Affaires
25 réglementaires et tarification chez Hydro-Québec

1 Distribution. J'occupe cette fonction depuis
2 maintenant cinq ans. J'occupais des fonctions
3 similaires chez Hydro-Québec TransÉnergie,
4 auparavant, pendant quatre ans.

5 Donc, mon travail consiste
6 essentiellement... et bien sûr, celui de mon
7 équipe, consiste essentiellement à préparer,
8 coordonner, présenter toutes les demandes qui sont
9 soumises à la Régie pour autorisation, du côté
10 réglementaire.

11 Et pour ce qui est du volet tarifaire, et
12 bien, ça consiste en l'élaboration des tarifs qui
13 sont développés pour nos différentes clientèles.

14 Q. [3] Et, également, il y avait le second volet de la
15 question qui était votre parcours professionnel
16 dans l'entreprise ou avant.

17 R. Bien, alors, comme je le disais à l'instant, dans
18 l'entreprise, j'ai occupé des fonctions
19 réglementaires et tarifaires depuis mon arrivée
20 chez TransÉnergie, il y a de cela, maintenant, onze
21 (11) ans.

22 Et j'ai, d'abord, oeuvré à titre de
23 conseillère dans l'équipe Affaires réglementaires
24 et tarifaires du Transporteur. J'en suis devenue
25 chef et j'occupe maintenant les fonctions de chef

1 Affaires réglementaires et tarifaires chez Hydro-
2 Québec Distribution.

3 Auparavant, avant de me joindre à Hydro-
4 Québec, j'ai exercé différentes fonctions, toujours
5 dans le domaine de l'énergie, du côté opérationnel,
6 ventes, gestion de comptes de grands clients. Bien,
7 au début de ma carrière, c'était du côté du gaz
8 naturel et du pétrole, et j'ai progressivement...
9 j'allais dire évolué, disons bifurqué vers
10 l'électricité.

11 Q. **[4]** Merci. Madame Caron, maintenant, pouvez-vous
12 expliquer, pour le bénéfice de la Régie, quel
13 serait le préjudice factuel, au niveau factuel,
14 subi par le Distributeur si l'ordonnance de sursis
15 n'était pas rendue au niveau des activités
16 réglementaires du Distributeur?

17 R. Très bien. Bien, pour ce faire, je vais vous faire
18 part de l'ampleur des travaux et des ressources qui
19 seraient requises pour donner suite à la récente
20 décision de la première formation, dans le cas du
21 dossier GDP Affaires.

22 Cette décision nous enjoint à faire deux
23 choses. Premièrement, à développer un tarif
24 provisoire et, par la suite, conformément à
25 l'application du tarif provisoire développée à un

1 tarif final.

2 Pour ce qui est du tarif provisoire, il ne
3 s'agit pas nécessairement d'une tâche extrêmement
4 complexe ou laborieuse parce que la Régie nous a
5 donné comme instructions de fonder ce tarif sur les
6 caractéristiques du programme tel qu'il existait au
7 moment de sa première décision, en décembre deux
8 mille dix-neuf (2019).

9 Donc, il s'agit, pour nous, de transposer
10 les termes du Guide du participant dans un tarif
11 qui serait appliqué par la Régie, dans un premier
12 temps. Cela dit, nous avons déjà...

13 Je ne vous le cache pas, nous avons déjà
14 commencé à travailler en ce sens et nous en sommes
15 déjà rendus à une quarantaine d'heures de travail
16 pour produire...

17 D'abord, pour transposer les termes
18 d'exposition du Guide du participant au tarif,
19 comme je vous le mentionnais à l'instant, pour
20 produire des textes français et anglais de ces
21 tarifs.

22 On a dû faire des validations auprès des
23 équipes concernées et, donc, ça a mobilisé des gens
24 de l'équipe tarification, réglementation, expertise
25 énergétique. Et, aussi, il faudra envisager

1 recourir au service de réviseur et de traducteur si
2 on en venait à produire un texte à soumettre à la
3 Régie.

4 Puis, ça, évidemment, ça ne tient pas
5 compte des heures qui seraient requises pour
6 réinitialiser les démarches commerciales, passer de
7 la promotion d'un programme à la promotion d'un
8 tarif. Et, aussi, d'intégrer ce tarif dans nos
9 systèmes de facturation.

10 Mais, bref, comme je vous le disais, ça,
11 c'est quand même des travaux qui peuvent se
12 réaliser dans un temps qui nous apparaît, somme
13 toute, pas très long.

14 La plus grosse partie du travail, bien sûr,
15 ça serait l'élaboration du tarif final et je me
16 suis basée, pour me faire une idée du travail qui
17 serait requis, sur les instructions que la Régie
18 nous a données dans sa première décision, dans la
19 décision de décembre dernier, pour l'élaboration du
20 tarif final.

21 Vous le verrez le cumul de ces instructions
22 s'accroissent... pardon, résulte en un travail
23 considérable, en ce qu'elles dérogent de nos façons
24 de faire habituelle ou des analyses qu'on fait
25 habituellement pour produire les tarifs.

1 Première chose qu'on nous demande de faire,
2 c'est d'élaborer notre tarifaire de nature
3 optionnelle, assorti d'un programme commercial. Il
4 y a un petit volet, appui financier pour
5 l'acquisition d'équipements, je reviendrai là-
6 dessus un petit peu plus tard, et ou d'une
7 intervention en efficacité énergétique.

8 Et on nous demande d'intégrer le rôle de
9 l'agrégateur à ce tarif-là. Développer des
10 dispositions contractuelles en marge de la relation
11 tarifaire.

12 Puis on nous enjoint également élaborer une
13 méthode d'établissement de l'appui financier qui
14 remet en cause l'utilisation des coûts évités à
15 titre de balises, ce qu'on a l'habitude de faire et
16 c'est en cela que je dis que ça déroge un peu de
17 nos pratiques habituelles, puis pour nous diriger
18 vers un concept d'optimisation.

19 On nous demande aussi de faire des
20 démonstrations additionnelles quant au bien-fondé
21 d'utiliser les coûts évités en transport et
22 distribution pour élaborer ce tarif.

23 Maintenant, au niveau de la structure de
24 l'appui financier, on nous instruit de développer
25 un appui financier dégressif plutôt qu'uniforme

1 comme on avait proposé. Donc, encore là, il s'agit
2 d'un changement de logique pour nous.

3 On nous demande de faire la distinction
4 entre les coûts d'installation d'équipement et les
5 coûts d'opération. Il s'agirait là de scinder les
6 compensations entre ces deux types de coût :
7 programme pour le volet installation d'équipements
8 ou intervention de l'efficacité énergétique et puis
9 pour les coûts d'opération, ça serait, selon la
10 décision, plus couvert par le volet tarif.

11 La décision introduit également un nouveau
12 concept de rémunération à l'effort, c'est-à-dire
13 qu'il faudrait développer un tarif qui accorderait
14 une rémunération plus élevée pour...

15 Je vois que maître Sicard veut parler.

16 LE PRÉSIDENT :

17 Merci, Madame Caron. Maître Sicard. Votre micro est
18 éteint.

19 Me HÉLÈNE SICARD :

20 Je m'excuse, Madame Caron, c'est parce que votre
21 témoignage c'est très intéressant, mais comme vous
22 avez fait référence à la D-2019-164 et vous êtes
23 maintenant en révision de D-2020-095, quand vous
24 nous dites : « La Régie nous a demandé... »,
25 pouvez-vous nous référer à quelle décision et à

1 quel paragraphe vous faites référence s'il vous
2 plaît?

3 Que ce soit clair pour nous par après si on
4 a un contre-interrogatoire. Je pense que ce serait
5 plus simple.

6 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

7 Écoutez, je me permets d'intervenir à ce stade-ci
8 là. J'aimerais qu'on me laisse administrer ma
9 preuve-là. Je pense que monsieur le président de la
10 formation a été très clair sur l'existence d'un
11 droit au contre-interrogatoire.

12 Alors, si, Maître Sicard, vous avez des
13 précisions à demander à madame Caron, vous y serez
14 en mesure de le faire. Maintenant interrompre un
15 témoignage sans formuler d'objection comme vous le
16 faites, ce n'est pas habituel. Ce n'est pas
17 respectueux du processus.

18 Donc, moi, Monsieur le Président, je ne
19 souhaite pas que mes témoins soient interrompus
20 comme ça à tout bout de champs pendant leur
21 témoignage.

22 Qu'on les laisse témoigner. Ça ne sera pas
23 très long et ensuite, tous pourront, comme vous
24 l'avez dit, poser leurs questions.

25 Je ne vois pas pourquoi on dérogerait à nos

1 façons de faire respectueuses, puisqu'on est en
2 mode virtuel.

3 LE PRÉSIDENT :

4 Écoutez, moi je pense... Maître Sicard, j'ai tout à
5 fait compris votre question et à ce moment-là, je
6 suis d'accord avec maître Tremblay. Vous agirez au
7 moment... Vous essayez qu'on sauve tous du temps en
8 ayant...

9 Me HÉLÈNE SICARD :

10 Voilà.

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Mais cela étant dit, je pense que je suis d'accord
13 avec maître Tremblay qui doit procéder à son
14 interrogatoire.

15 Votre message qui, à mon avis, aurait dû
16 attendre votre prise de parole est quand même
17 passé.

18 Alors j'invite quand même les témoins de
19 maître Tremblay, si c'est possible, de mieux nous
20 situer quand vous faites référence à des choses,
21 pour que ça soit plus facile, à moins que vous
22 souhaitiez tous... -Il y a quelqu'un qui cogne sur
23 un appareil- à moins que vous souhaitiez tous qu'on
24 passe l'heure du souper ensemble. Moi, je n'ai pas
25 de problèmes là. Je suis bien assis chez moi.

1 Alors, Maître Sicard, vous fermez votre
2 micro. Vous prenez des notes.

3 Maître Tremblay, je retourne à votre
4 interrogatoire et je vous invite, si possible, de
5 demander à vos témoins d'être le plus pédagogiques
6 possible pour que le contre-interrogatoire puisse
7 se faire aussi de façon la plus heureuse possible.

8 Maître Turmel, vous voulez participer au
9 débat?

10 Me SIMON TURMEL :

11 J'entendais un son. Je pense qu'il y a quelqu'un
12 dans l'assistance qui a son cellulaire qui
13 fonctionne. Pas les écrans.

14 LE PRÉSIDENT :

15 Vous avez tout à fait raison. Il y a
16 présentement... J'ai compris que maître Neuman
17 était par téléphone.

18 Maître Neuman est au téléphone et je ne
19 sais pas si son appareil téléphonique lui joue des
20 tours. On va dire ça comme ça. Ça vous va Maître
21 Neuman?

22 Me DOMINIQUE NEUMAN :

23 Non. Absolument pas. J'entends très bien et mon son
24 est coupé pendant le reste de la réunion tant que
25 mon tour de parole n'arrive pas.

1 LE PRÉSIDENT :

2 Donc, ce n'est pas... On essaie de trouver un
3 coupable, maître Neuman, vous auriez pu m'aider.

4 Cela étant dit...

5 Me DOMINIQUE NEUMAN :

6 Ce n'est pas moi. Je ne suis pas coupable.

7 LE PRÉSIDENT :

8 Cette fois-ci ce n'est pas vous. On va dire ça
9 comme ça. Regardez tous vos appareils, il y a
10 effectivement, il y a des bruits de téléphone et ça
11 peut être, à un moment donné, agaçant et
12 particulièrement si on veille jusqu'à huit heures
13 (8 h 00) ce soir.

14 Alors, on retourne à maître Tremblay et son
15 interrogatoire.

16 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

17 Q. [5] Merci. Alors, Madame Caron, si vous voulez
18 poursuivre, s'il vous plaît et autant que faire se
19 peut de répondre aux besoins collectifs, si vous
20 êtes en mesure de le faire, sinon on le fera bien
21 lors des diverses questions.

22 R Très bien. Bien, ça va être très simple. Toutes les
23 instructions que je vous énonce sont les
24 instructions que j'ai recensées dans la décision
25 D-2019-164. Il me sera difficile, par contre, de

1 vous citer les numéros de paragraphe au fur et à
2 mesure que je m'exprime, mais ce sont les
3 instructions qui sont clairement énoncées dans la
4 décision, dans la portion « Opinion de la Régie »
5 de cette décision.

6 Donc, je vous avais parlé d'un appui
7 financier dégressif qu'il fallait développer, des
8 distinctions à faire entre les coûts d'installation
9 d'équipement et les coûts d'opération et puis aussi
10 de l'introduction d'un nouveau concept de
11 rémunération à l'effort, c'est-à-dire une
12 rémunération plus élevée pour les participants qui
13 font plus d'efforts pour s'effacer.

14 En plus de cela, cette décision prévoyait
15 des travaux préalables à l'élaboration du tarif.
16 Quels travaux? Eh bien la réalisation d'un sondage
17 ou d'un audit auprès des participants pour évaluer
18 la contribution des différentes mesures,
19 l'évaluation des différents coûts directs par types
20 de clients, par tarifs, par niveaux de réduction de
21 puissance afin de proposer un nouvel appui
22 financier dégressif. Il y avait des modifications
23 aussi apportées au Guide du participant, notamment
24 au niveau du montant d'appui financier minimum.

25 Tout ça pour dire que, bien, il s'agirait

1 d'élaborer un tarif, oui, mais quand même dans un
2 contexte où on nous avait donné des instructions
3 précises qui, comme je vous disais, différent de ce
4 qu'on aurait fait ou ce qu'on fait habituellement.
5 C'est un exercice qui va mobiliser des ressources
6 au sein de plusieurs équipes, les équipes
7 tarification, bien sûr, expertise énergétique,
8 approvisionnement. Puis, c'est un travail qui
9 pourrait, selon moi, s'échelonner sur quelques
10 mois.

11 Ça, c'est pour la portion qui, bien le but
12 de mon témoignage, c'était de vous exprimer
13 l'effort réglementaire et tarifaire associé à
14 l'exercice. Là, je vous ai parlé de l'élaboration
15 du tarif, en tant que tel. Maintenant, il s'agirait
16 aussi de procéder à l'examen de ce tarif-là.

17 Alors, une fois qu'on aurait préparé la
18 preuve, obtenu toutes les autorisations internes
19 pour le présenter à la Régie, bien, on passerait
20 certainement à l'étape de demandes de
21 renseignements par rapport à cette preuve-là.

22 À cet égard, pour fins de comparaison ou
23 d'évaluation du travail anticipé, je vous rappelle
24 qu'on avait eu plus de quatre cents (400) questions
25 qui nous avaient été posées dans le cadre de la

1 Phase I de l'examen du dossier GDP Affaires.

2 Les intervenants auraient à préparer des
3 preuves. Il y aurait des DDR sur les preuves des
4 intervenants, il y aura une audience et bien
5 entendu un délibéré.

6 Donc, pour moi, du moment où on
7 commencerait à préparer la preuve jusqu'à la fin du
8 processus, j'estime qu'il y aurait un délai d'à peu
9 près six à huit mois. Et bien entendu, avec un tel
10 travail, on peut s'attendre à ce que les
11 intervenants encourent des frais importants qui
12 auraient à leur être payés.

13 Pour la première phase de l'audience, il y
14 a eu des frais de plus de trois cent quarante mille
15 dollars (340 000 \$), encore une fois, pour se
16 donner une idée de l'ordre de grandeur.

17 Donc, tout ça pour conclure qu'il y aurait
18 d'importantes ressources en termes de temps et de
19 coûts à consacrer à l'élaboration d'un nouveau
20 tarif GDP alors qu'il pourrait ne pas pouvoir
21 s'appliquer ou devoir s'appliquer, pardon, avant le
22 prochain dossier tarifaire.

23 Et puis on considère, je considère, à titre
24 de... au nom, bien, en vertu de l'expérience que
25 j'ai dans le cadre de ce dossier là, qu'il est

1 important d'avoir une certaine contemporanéité des
2 intrants à élaborer un tarif où l'élaboration d'un
3 tarif lui-même, et son application.

4 C'est d'ailleurs quelque chose qu'on avait
5 mentionné quand on faisait l'examen des suivis qui
6 devaient ou non être réalisés au début ou à la fin
7 de la période au cours de laquelle le tarif était
8 indexé plutôt que fixé par la Régie.

9 Donc, si on en venait à élaborer ce tarif
10 dès à présent et que, ultimement la décision
11 concernant notre demande de révision en venait à
12 être favorable, les travaux pourraient devoir être
13 repris à un moment plus proche de l'examen du
14 tarif.

15 Et ce qui veut dire qu'il n'y aurait pas
16 eu, en réalisant ce travail-là maintenant, il n'y
17 aurait pas eu de travail économisé. Ça serait
18 probablement un travail à recommencer en tout ou en
19 partie plus tard. Et en ce sens, on considère que
20 ça constituerait un gaspillage de temps et de
21 ressources dans une période où, malgré le contexte
22 réglementaire en vigueur, on est quand même tous
23 très sollicités par de nombreux dossiers à la
24 Régie. Alors, ça conclut ce que j'avais à dire là-
25 dessus pour le moment.

1 Q. [6] Merci, Madame Caron. Maintenant, Monsieur
2 Chakra, c'est à votre tour. Je vous demanderais,
3 dans un premier temps, de décrire votre expérience
4 à Hydro-Québec, vos fonctions actuelles également.

5 M. JEAN-PIERRE CHAKRA :

6 R. Bonjour. Jean-Pierre Chakra. Tel que mentionné, je
7 suis chef de conception, développement et gestion
8 des programmes commerciaux chez Hydro-Québec.
9 Ingénieur de formation, j'ai occupé un poste
10 d'ingénieur chez Hydro-Québec en deux mille cinq
11 (2005) dans le cadre de l'efficacité énergétique et
12 gestion de la puissance. J'ai oeuvré à titre de
13 support technique pour la force commerciale qui est
14 en contact avec les clients.

15 Depuis deux mille huit (2008), j'ai occupé
16 un poste d'ingénieur commercial qui est en soutien
17 direct avec la clientèle affaires en matière
18 d'efficacité énergétique et gestion de puissance.
19 Donc, je recommandais des mesures d'efficacité
20 énergétique et de gestion de puissance à nos
21 clients. J'entendais aussi leurs préoccupations et
22 je les accompagnais aussi dans leurs démarches des
23 programmes.

24 J'ai évolué, bien entendu, dans ma carrière
25 pour commencer la gestion. Donc, je suis devenu

1 chef de la force commerciale autant des délégués
2 que des ingénieurs en territoire dans le cadre
3 d'accompagner nos clients dans tous les aspects.

4 Et finalement, depuis début deux mille dix-
5 neuf (2019), j'occupe le poste de chef de
6 conception et développement des programmes
7 commerciaux. Et je profite de mon expérience de la
8 relation avec la clientèle dans le cadre de
9 développer des programmes en ce sens-là.

10 Donc, je vais commencer par mettre un peu
11 le contexte chronologique relatif au programme GDP
12 Affaires.

13 Le programme a été lancé en deux mille
14 quinze (2015) et ça a été un succès instantané.
15 Nous avons lancé un projet pilote en deux mille
16 quinze (2015) et nous avons eu la joyeuse surprise
17 de constater cent soixante-quinze (175) bâtiments
18 qui ont participé au projet pilote.

19 Ça a été ensuite lancé en deux mille seize
20 (2016) et on a enregistré à peu près mille deux
21 cents (1200) bâtiments qui participaient à faire de
22 la GDP Affaires. Et la deuxième année, on a atteint
23 un deux mille... plus que deux mille (2000)
24 bâtiments.

25 C'est un programme qui se veut facile,

1 flexible et accessible. Accessible dans le sens
2 qu'on accepte toutes formes de vocation, que ce
3 soit commerciale, institutionnelle, industrielle,
4 agricole, même des stations de ski, c'est accueilli
5 à faire de la gestion de puissance dans le
6 programme.

7 C'est accessible tant aux grands
8 consommateurs qu'aux petits consommateurs. Les
9 petits consommateurs peuvent être regroupés dans
10 une seule demande grâce à l'intervention des
11 agrégateurs. Donc, on a vraiment diversifié nos
12 façons de faire pour répondre aux besoins de toute
13 la clientèle.

14 En deux mille dix-huit (2018), il y a eu la
15 mise en place de l'ordonnance de sauvegarde dont le
16 numéro c'est le D-2018-113. Donc, j'ai retenu
17 l'intervention de madame Sicard. Et
18 malheureusement, ça a engendré un frein important
19 dans l'élan commercial de la GDP Affaires.

20 On a eu des clients qui ont exprimé leur
21 déception due au fait qu'ils ne pouvaient plus
22 participer à la GDP Affaires. Surtout que, riche
23 aussi des années antérieures, ils ont commencé à
24 profiter des coûts et donc... C'est ça, il y a eu
25 une certaine déception qu'ils ne pouvaient plus

1 s'inscrire à cause de l'ordonnance. Et on a
2 commencé à enregistrer un risque de perte d'intérêt
3 du marché au programme.

4 Au fil du temps, nous avons été sollicités
5 par ces mêmes clients et par d'autres clients qui
6 nous demandaient souvent : « Quand est-ce que vous
7 allez reprendre... la reprise du programme, quand
8 est-ce que vous allez le reprendre? » Et on leur
9 répondait qu'on est toujours sous l'influence de
10 l'ordonnance de sauvegarde.

11 Donc, l'un des enjeux qu'ils souhaitaient à
12 travers tout ça, c'est une garantie de continuité
13 du programme à long terme parce qu'ils disent
14 qu'ils ne vont pas investir trop d'argent s'il n'y
15 a pas une garantie qu'il y a une continuité.
16 Surtout qu'ils veulent implanter de nouvelles
17 mesures de GDP, des mesures novatrices porteuses
18 qui vont nécessiter beaucoup d'investissements et
19 donc une période quand même assez longue.

20 Quand j'ai dit des nouvelles mesures de
21 GDP, je donne comme, par exemple, des nouvelles
22 mesures de contrôle de ventilation et de chauffage
23 plus poussées. On parle de systèmes plus
24 sophistiqués pour automatiser des systèmes
25 électromécaniques. Actuellement, il y a beaucoup de

1 clients qui le font manuellement, mais ils veulent
2 aller plus loin pour répondre au programme, système
3 de stockage sous forme de batterie, et caetera.

4 Le huit (8) juillet passé, on a relancé la
5 GDP Affaires pour rétablir l'élan commercial et
6 dans un but de venir sécuriser les mégawatts en vue
7 du plan d'approvisionnement. Et ça a été très très
8 bien accueilli par le marché. La réceptivité a été
9 forte. Je peux vous donner des chiffres.

10 En quelques semaines, depuis le lancement
11 du programme, on a à peu près plus que cent trente
12 (130) inscriptions qui regroupaient quatre cents
13 (400) bâtiments qui voulaient participer à la GDP
14 et on vient de commencer. Donc, c'est comme un
15 momentum, le monde attendait ça. Ils étaient très
16 contents. Et le momentum commercial a été
17 excellent. Et ça, c'est les premiers constats.

18 Maintenant, il y a un secret, il y a un
19 secret derrière... derrière le succès de la GDP
20 Affaires, et moi, je considère ça, c'est la
21 confiance. La confiance entre le client et Hydro-
22 Québec. C'est ça. C'est important de bâtir cette
23 confiance-là parce que le client, s'il veut
24 s'engager à faire de la GDP Affaires, il faut
25 qu'elle lui permette d'assurer une certaine

1 fluidité, une confiance premièrement que la GDP
2 qu'il peut engager des coûts par rapport à
3 investir, à investir pour justement faire de la
4 GDP.

5 Donc, la base, si je peux dire, la base de
6 cette confiance, c'est la constance dans l'approche
7 commerciale. La simplicité de la démarche à
8 participer aux événements, et surtout la
9 flexibilité pour le client, dans les stratégies
10 d'effacement de puissances lors de ces événements.
11 Il veut être flexible, il veut que ce soit facile.
12 Ça, c'est comme quelque chose qui s'est répété à
13 plusieurs reprises, surtout quand j'étais en
14 contact direct avec la clientèle.

15 Donc, pour nous, pour Hydro-Québec, cette
16 base de confiance est clé, tant pour nous que pour
17 le client. Surtout pour le client parce qu'il
18 n'engagera pas des coûts s'il n'y a pas ce lien de
19 confiance.

20 Donc, la décision émise par la Régie de
21 soumettre un tarif provisoire, qui est la D-2020-
22 095, crée une situation d'incertitude et que ça
23 met un risque au momentum commercial de la GDP
24 Affaires.

25 Et évidemment, du point de vue d'Hydro-

1 Québec, un désengagement de la part du marché de
2 participer à la GDP met à risque nos objectifs en
3 mégawatts pour vingt vingt-cinq (2025) en vue du
4 plan d'approvisionnement.

5 Du point de vue client, un client
6 n'engagera jamais un coût d'investissement si... il
7 ne prendra jamais des risques financiers sur une
8 base incertaine, surtout en période de COVID et de
9 risque de récession économique. Aujourd'hui c'est
10 un peu difficile.

11 Donc, un autre élément à considérer, c'est
12 qu'aujourd'hui la stabilité commerciale du
13 programme de la GDP Affaires risque d'entraîner une
14 baisse de la satisfaction et une perte de confiance
15 de la part de nos clients affaires sur la qualité
16 de produits et services.

17 Et là je voudrais ajouter aussi un autre
18 élément. Aujourd'hui, on est en train, en pleine
19 situation de COVID et des clients Affaires vivent
20 des situations financières parfois très difficile à
21 cause de cette pandémie. Et nous, on voit ça que la
22 relance de la GDP Affaires va permettre des
23 investissements de ses clients affaires pour
24 participer au programme, mais aussi l'appui
25 financier qui va... qu'Hydro-Québec va leur

1 octroyer via le programme, ce qui va aider, en
2 quelque sorte, contribuer à les aider dans le cadre
3 de la reprise économique du Québec.

4 Donc, pour conclure, ce que j'émets comme
5 souhait, ce qui est souhaité, c'est de maintenir
6 cet élan commercial et s'adapter à la réalité du
7 marché pour les prochaines années, mais surtout de
8 solidifier la base commerciale de la GDP Affaires
9 et d'assurer une relation de confiance avec nos
10 clients Affaires en vue de répondre aux besoins
11 d'Hydro-Québec en matière de puissance. Merci.

12 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

13 Q. [7] Alors, merci, Monsieur Chakra. Donc, Monsieur
14 le Président de la formation, les témoins sont
15 disponibles pour répondre aux questions.

16 DISCUSSION

17 LE PRÉSIDENT :

18 Merci, Maître Tremblay. Écoutez, est-ce que maître
19 Trifiro est parmi nous? Parce qu'elle a communiqué
20 avec nous ce matin. On lui a fait parvenir les
21 codes d'accès et j'ai vu son nom rapidement et
22 c'est reparti. Est-ce que maître Trifiro est là?
23 Donc... Oui? Est-ce que vous voulez... est-ce
24 que... Oui. Allez-y.

25

1 M. JEAN-FRANÇOIS BLAIN :

2 Maître Trifiro semble avoir des problèmes de
3 connexion en ce moment. Je peux vous dire que je
4 suis les débats pour l'ACEF de Québec et que maître
5 Trifiro espère, à tout le moins, avoir la
6 possibilité de faire des représentations écrites
7 pour l'ACEF de Québec suite à la présentation de la
8 preuve terminée d'Hydro-Québec. Donc, elle n'aurait
9 de toute façon probablement pas livré tous ses
10 arguments à chaud, immédiatement après le
11 témoignage d'Hydro-Québec.

12 LE PRÉSIDENT :

13 Bien, écoutez, je vous dirais que... je vous dirais
14 que c'est pas le choix de maître Trifiro à savoir
15 quand elle va émettre ses commentaires, mais c'est
16 à nous. Je vous dirais qu'on est dans une demande
17 de sursis pour que... il faut rendre une décision
18 d'ici vendredi. Alors, je suis un peu surpris de ce
19 commentaire. Alors, est-ce que maître Trifiro a
20 pris le numéro de téléphone qui lui a été donné et
21 a téléphoné?

22 Me SERENA TRIFIRO :

23 Allô!

24 LE PRÉSIDENT :

25 Vous êtes là!

1 Me SERENA TRIFIRO :

2 Oui. Bonjour. Désolée. Maître Trifiro. Je viens
3 d'accéder... j'avais des problèmes techniques. J'ai
4 communiqué avec le greffe puis ils m'ont donné le
5 bon numéro. Donc, je suis très désolée. Je viens de
6 me joindre.

7 LE PRÉSIDENT :

8 Bon. Alors, écoutez, je pense que si vous venez de
9 vous joindre vous avez manqué l'interrogatoire des
10 témoins du Distributeur concernant le préjudice.
11 Alors, ce que je vais faire, je vais vous... Et
12 vous aviez, je pense, quelqu'un de votre organisme
13 qui était là. Alors, ce que je vais vous dire, puis
14 je vais être assez franc dans mes choses là.

15 Je vous inviterais à communiquer avec la
16 personne qui était là pour qu'il vous donne des
17 indications à savoir si vous allez contre-
18 interroger ou pas. Et je vous dirais qu'à moins...
19 ça va être exceptionnel que je vais permettre qu'on
20 m'envoie des écrits à la suite de cette audience
21 parce que nous devons rendre une décision pour
22 vendredi.

23 Me SERENA TRIFIRO :

24 Oui.

25

1 LE PRÉSIDENT :

2 Alors, donc je vais procéder, je vais... Puis je
3 m'excuse d'être ferme là, mais on n'y arrivera pas,
4 alors... Puis moi, bien j'ai un devoir de livrer.
5 Alors, c'est plate, mais c'est de même.

6 Alors, ce que je vais faire, c'est que je
7 vais procéder, Maître Trifiro, avec vos collègues.
8 Je vais possiblement voir avec vous si vous avez
9 besoin d'un cinq minutes supplémentaires puis après
10 ça, je vais procéder.

11 Alors, si maître Trifiro est en attente,
12 Maître Gertler, avez-vous des questions? Est-ce que
13 maître Gertler est toujours branché? Je n'ai pas de
14 réponse de maître Gertler. Alors, on prend note que
15 maître Gertler n'est... J'ai comme ça a changé.

16 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me FRANKLIN S. GERTLER :

17 Je suis là, je suis là, Monsieur le Président.

18 LE PRÉSIDENT :

19 Alors, est-ce que vous avez des questions?

20 Me FRANKLIN S. GERTLER :

21 Oui, j'ai quelques questions, malgré le manque
22 d'avertissement de qu'est-ce qui serait... de ces
23 témoignages-là.

24 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

25 Maître Gertler, pouvez-vous ouvrir votre caméra,

1 s'il vous plaît?

2 Me FRANKLIN S. GERTLER :

3 Oui, j'essaie, j'essaie. Attendez un instant. Bon.
4 L'exception des dinosaures technologiques. Ça va
5 maintenant. Alors, j'ai d'abord une question pour
6 madame... des questions pour madame Caron.

7 Q. [8] Bonjour, Madame Caron.

8 Mme STÉPHANIE CARON :

9 R. Bonjour.

10 Q. [9] Mes questions sont... je veux comprendre un peu
11 le cheminement du dossier, si je peux m'exprimer
12 ainsi, chez vous dans vos services. Parce qu'il y a
13 eu quand même la décision de la Régie en date du
14 deux (2) décembre deux mille dix-neuf (2019),
15 c'est-à-dire la décision 2018, excusez-moi, 064. Et
16 je voulais savoir si... Parce que là vous parlez du
17 travail que ça va demander. Je veux juste savoir
18 quand est-ce que vous avez commencé vos travaux
19 pour mettre en oeuvre pour préparer un tarif selon
20 la décision de la Régie?

21 R. Bien, nous avons... les premiers travaux que nous
22 avons amorcés pour préparer un tarif à la demande
23 de la Régie sont ceux qui nous ont été commandés
24 par la décision D-2020-095. Donc, on a commencé à
25 travailler sur un tarif provisoire.

1 Q. **[10]** O.K. Alors, depuis le mois de...

2 R. Le vingt-trois (23) juillet.

3 Q. **[11]** C'est ça, le vingt-trois (23) juillet. Alors,
4 il n'y a pas eu d'autres travaux avant ça?

5 R. Non.

6 Q. **[12]** Alors, pas de travail à partir du moment de la
7 décision D-2019-164, en date du deux (2) décembre
8 deux mille dix-neuf (2019), au moment où on vous a
9 dit que ça prend un tarif pour que le GDP Affaires
10 soit appliqué?

11 R. Nous avons reçu cette décision, le deux (2)
12 décembre deux mille dix-neuf (2019), comme vous le
13 mentionnez.

14 Q. **[13]** Oui.

15 R. Quelques jours plus tard, il y a l'adoption du
16 Projet de Loi 34 de la Loi visant la simplification
17 de l'établissement des tarifs. À partir de ce
18 moment-là, nous avons pris une orientation qui a
19 été communiquée à la Régie, je crois, en février
20 deux mille vingt (2020), si mon souvenir est bon
21 qui était de donner suite à cette décision au
22 prochain rendez-vous tarifaire qui était prévu pour
23 deux mille vingt-cinq (2025).

24 Q. **[14]** Hum, hum. Alors, la situation de préjudice
25 dans laquelle on se retrouve, si on doit faire

1 ça... Euh... je vous sou mets, c'est en partie dû au
2 choix d'Hydro-Québec de ne pas ni se conformer ni
3 demander une révision de la décision du deux (2)
4 décembre deux mille dix-neuf (2019)?

5 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

6 Est-ce que c'est une question de fait? Si c'est une
7 question d'opinion, je pense que, Maître Gertler,
8 vous pourrez le plaider sans problème. J'aimerais
9 qu'on s'en tienne à des demandes factuelles pour
10 les témoins là.

11 Me FRANKLIN S. GERTLER :

12 Merci. Euh... Je n'ai pas d'autres questions, je
13 pense. Euh... qui, entre vous... excusez-moi...
14 Est-ce que c'est monsieur Chakra qui serait plus
15 habilité par rapport à la demande en puissance?
16 Parce que, Madame Caron, vous avez témoigné sur le
17 préjudice, essentiellement, dû aux dépenses puis
18 des difficultés.

19 Et si j'ai bien compris, c'est monsieur
20 Chakra qui témoigne plus sur l'aspect commercial,
21 si je peux m'exprimer de façon très large comme ça.

22 Est-ce que, Maître Tremblay, il y a un de
23 vos témoins qui est habilité à témoigner sur la
24 question du besoin en puissance qui est allégué?

25

1 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

2 En fait, les allégations de la requête, appuyées
3 par l'affidavit de monsieur Chakra de même que son
4 témoignage, portent sur la contribution du
5 programme GDP Affaires, mais non pas, comme tels,
6 les besoins en puissance du Distributeur. Donc, on
7 n'a pas de témoin, au niveau de la fonction
8 approvisionnement en électricité, aujourd'hui.

9 Ce n'est pas sur ce volet-là que s'appuie
10 notre demande d'ordonnance de sursis. Nous n'avons
11 pas une preuve particularisée à faire là-dessus en
12 dehors, évidemment, des éléments qui sont de la
13 connaissance de tous là, tels que : quelles sont
14 les demandes qui sont formulées par le Distributeur
15 dans le dossier d'approvisionnement, du plan
16 d'approvisionnement. Mais ce n'est pas sur ça qu'on
17 se base là, aujourd'hui.

18 Me FRANKLIN S. GERTLER :

19 Hum, hum. O.K. j'en prends bien note. Monsieur
20 Chakra, j'ai quand même deux ou trois questions
21 pour vous. Bonjour.

22 M. JEAN-PIERRE CHAKRA :

23 R. Bonjour.

24 Q. [15] O.K. Vous êtes là... je vous vois... Full de
25 monde, comme on le dirait en bon québécois.

1 D'abord, vous avez mentionné, je pense, à la fin de
2 votre témoignage, qu'un des aspects de préjudices
3 qui seraient subis... puis vous me corrigerez...

4 Si on n'était pas capable d'aller de
5 l'avant avec le programme, ça serait en raison du
6 fait que le programme, avec ses subventions ou le
7 prix qui est payé pour la puissance, viendrait, en
8 quelque sorte, en aide aux entreprises comme
9 éléments d'aider la reprise post ou durant la
10 Covid, je devrais dire? Est-ce que j'ai bien
11 compris?

12 R. En quelque sorte... En fait, une partie d'une
13 contribution, ça peut aider, oui.

14 Q. **[16]** O.K. Et est-ce que c'est de l'habitude, à
15 votre connaissance, à Hydro-Québec de faire du
16 développement économique ou de donner des aides
17 économiques à travers ses programmes ou ses tarifs,
18 plutôt que de remplir la mission de
19 l'approvisionnement des besoins des Québécois en
20 électricité?

21 R. Ça, je ne peux pas vous répondre. Actuellement, le
22 focus sur lequel, moi, je me base, c'est surtout
23 qu'il faut que je maintienne la liaison commerciale
24 de la GDP pour atteindre nos objectifs d'ici vingt-
25 vingt-cinq (2025). Donc, oui, d'un point de vue

1 commercial, ça pourrait être aidant pour la
2 clientèle. Mais, moi, mon focus est surtout sur le
3 plan de l'élan commercial et le maintien de la
4 confiance, de solidifier la confiance avec nos
5 clients.

6 Q. [17] Maintenant, Monsieur Chakra, est-ce que vous
7 êtes... Je ne suis pas familier, est-ce que vous
8 êtes dans le dossier du plan d'approvisionnement,
9 le R-4110-2019?

10 R. Je suis dans la complétion et développement des
11 programmes commerciaux. Je ne suis pas le plan
12 d'approvisionnement.

13 Q. [18] O.K. Mais c'est juste parce que là je regarde,
14 entre autres, le paragraphe 54 de la demande en
15 révision et...

16 Bien, 61, on aurait pu être plus de manière
17 générale, puis j'aimerais vous entendre, parce que
18 moi, ma compréhension c'est qu'il y a un débat qui
19 va avoir lieu à la Régie sur l'effet...

20 Bien sur le fait de prendre finalement le
21 bilan en puissance avant Covid, aux fins de la
22 planification et j'aimerais vous entendre là-
23 dessus.

24 Est-ce que vous êtes en train de dire à la
25 Régie qu'il n'y aura pas de changements dans les

1 pointes et dans les besoins en puissance en raison
2 du Covid?

3 R. Je ne peux pas vous répondre à ça. Moi, ma fonction
4 principale c'est faire des programmes en vertu des
5 demandes qu'on me fait par rapport à la gestion de
6 la puissance.

7 Ma fonction c'est vraiment faire de la
8 conception de développement, non pas de pouvoir
9 élaborer un plan de puissance. Ça ne fait pas
10 partie de mes fonctions.

11 Q. [19] O.K. Puis, madame Caron non plus j'imagine?

12 Mme STÉPHANIE CARON :

13 R. Non. Non plus. Je ne contribue pas à la
14 détermination des besoins en puissance du
15 Distributeur.

16 Q. [20] Bon. Alors, je n'ai pas d'autres questions,
17 Monsieur le Président, pour le moment, sous réserve
18 de notre droit de demander de faire entendre aussi
19 un témoignage. Merci.

20 LE PRÉSIDENT :

21 Merci, Maître Gertler. Maître Neuman, au téléphone.
22 Avez-vous des questions?

23 Me DOMINIQUE NEUMAN :

24 Oui, j'ai des questions, Monsieur le Président.

25 Donc, alors, Dominique Neuman pour

1 Stratégies Énergétiques.

2 Alors, bonjour, Monsieur le Président.

3 Bonjour, Messieurs les Régisseurs. Bonjour, Madame
4 et Messieurs les témoins. Mes questions seront
5 uniquement adressées à monsieur Jean-Pierre Chakra.

6 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :

7 Q. [21] Monsieur Chakra, vous avez mentionné dans
8 votre témoignage la première des deux décisions
9 d'ordonnance de sauvegarde qui avait été rendue par
10 la Régie dans le dossier dont le numéro est le R-
11 4041-2018.

12 Donc, la première des deux décisions que
13 vous avez mentionnées, c'est la D-2018-113.

14 Vous avez mentionné que cette décision
15 avait été décevante pour la clientèle visée. Vous
16 n'avez pas très bien expliqué ce qui la rendait
17 décevante, mais est-ce qu'il est correct de
18 comprendre que ce qui la rendait décevante, c'était
19 que cette ordonnance de sauvegarde prolongeait le
20 programme, mais avec des limitations.

21 À la fois des limitations quant aux
22 participants qui pouvaient y adhérer et également
23 des limitations quant au montant de l'aide
24 financière qui pouvait être accordée.

25 Est-ce que c'était ça la source de la

1 déception?

2 R. En fait, il faudrait voir ça selon différentes
3 dimensions.

4 Nous avons deux... Les participants qui
5 étaient déjà dans la GDP Affaires qui étaient dans
6 l'ordonnance de sauvegarde, mais on avait aussi des
7 potentiels participants qui voulaient s'inscrire ou
8 qui voulaient se rajouter à... participer à la GDP
9 Affaires qui ont quand même commencé à investir
10 dans les équipements pour participer à la GDP
11 Affaires et c'est ces clients-là surtout qui ont
12 été déçus.

13 Ce sont les premiers clients, parce qu'ils
14 voulaient embarquer et qu'ils ne pouvaient plus
15 embarquer.

16 Et l'autre élément, les clients qui
17 participaient déjà voulaient investir pour faire
18 des stratégies encore plus poussées, plus grandes
19 en matière de GDP et qu'ils étaient limités.

20 Mais la déception venait qu'elle nous a été
21 communiquée dans ce sens-là.

22 Je ne peux pas vous dire les noms des
23 clients qui ont exprimé ces déceptions, mais
24 j'étais en contact avec les clients et ils nous ont
25 communiqué comme quoi ils se préparaient vraiment à

1 embarquer dans la GDP Affaires pour l'année
2 suivante.

3 Q. [22] Merci, Monsieur Chakra.

4 Par la suite, il y a eu une deuxième
5 ordonnance de sauvegarde qui a été rendue dans ce
6 même dossier qui était la D-2019-092, et donc,
7 cette décision portait sur l'année deux mille dix
8 neuf deux mille vingt (2019-2020), sur les... deux
9 mille dix-neuf deux mille vingt (2019-2020), et si
10 ma compréhension est exacte, ces limitations quant
11 à l'identité des participants qui pouvaient
12 participer ont été levées, de même qu'a également
13 été levée la limitation quant au montant d'aide
14 financière qui pouvait être accordée.

15 D'abord, confirmez-moi, avant que j'aie
16 plus loin, si c'est bien votre compréhension que
17 c'est ce qui a été fait par cette deuxième
18 décision.

19 R. Ma compréhension c'est qu'on pouvait acquérir des
20 nouveaux clients, mais qu'on ne pouvait plus
21 garantir le montant d'appuis financiers.

22 Hydro-Québec n'était pas prêt à embarquer
23 un client, sachant que probablement le montant
24 d'aide financière ne sera le même en vertu de ce
25 qu'on lui a dit au début.

1 Donc, il y a une décision de ne pas mettre
2 le client devant une situation difficile. Surtout
3 qu'on ne garantit pas l'aide financière et c'est
4 pourquoi on a décidé de maintenir l'ordonnance de
5 sauvegarde telle qu'elle était.

6 Q. **[23]** Quand vous dites : « On a décidé... », c'est-
7 à-dire, est-ce que vous êtes en train de parler de
8 ce que maintenant vous avez fait depuis deux mille
9 vingt (2020)? Est-ce que c'est de ça que vous
10 parlez?

11 R. Je parle de ce qui a été fait de deux mille dix-
12 neuf à deux mille vingt (2019-2020) pour le dernier
13 hiver. Oui.

14 Q. **[24]** O.K. D'accord.

15 Et Maintenant, vous avez mentionné tout à
16 l'heure la date du huit (8) juillet deux mille
17 vingt (2020), que de depuis cette date, vous avez
18 commencé à relancer les participations de programme
19 et selon ma compréhension, ce sont les mêmes
20 conditions que celles qui ont existé en deux mille
21 dix-neuf deux mille vingt (2019-2020) que par vous
22 même vous continuez d'appliquer. Est-ce que c'est
23 bien ça?

24 R. Dans les faits, ce qu'on renoncé le huit (8)
25 juillet, c'est les mêmes modalités de programme

1 qu'il y avait en deux mille dix-huit deux mille
2 dix-neuf (2018-2019), sauf qu'on a retiré les
3 limitations.

4 Il n'y avait pas de limitations en termes
5 d'effacement, il n'y avait plus de limitations au
6 niveau des inscriptions. L'idée, c'était vraiment
7 de rebâtir l'élan commercial avec ces clients-là et
8 de bâtir aussi le lien de confiance, de les
9 rassurer comme quoi on va être présents pour les
10 prochaines années, en termes de GDP Affaires.

11 Q. **[25]** O.K. et quand vous dites que vous avez retiré
12 les limitations, ce sont les retraits de
13 limitations qui ont eu lieu en deux mille dix-neuf
14 (2019)-vingt (2020), c'est bien ça?

15 R Exactement.

16 Q. **[26]** C'est ça.

17 R On parle de limitations au niveau des personnes qui
18 pouvaient s'inscrire et les limitations au niveau
19 de la quantité de mégawatts que chaque client
20 pouvait...

21 Q. **[27]** Oui.

22 R ... générer.

23 Q. **[28]** C'est ça, donc, vous êtes en train, dans les
24 faits, de faire comme si l'ordonnance, la deuxième
25 ordonnance que j'ai nommée tout à l'heure, la

1 D-2019-092 est en train de se poursuivre pour
2 l'année actuelle, l'année deux mille vingt
3 (2020)-vingt et un (2021). C'est bien cela?

4 R Bien, en fait, je ne vois pas nécessairement, je ne
5 comprends pas la question.

6 Q. **[29]** Oui.

7 R Ce qu'on a annoncé pour vingt vingt (2020), vingt
8 vingt et un (2021), c'est les mêmes modalités de
9 programmes. Ça veut dire qu'il y a le soixante-dix
10 dollars du kilowatt (70 \$/kW) et les stratégies
11 d'effacement, c'était offert au client depuis
12 que... Et nous, on allait le rémunérer en fonction
13 de l'effacement réel qu'il aurait réalisé et de
14 plus, on allait accueillir des nouveaux clients qui
15 ne pouvaient pas s'inscrire depuis deux mille dix-
16 huit (2018), en fonction... à cause de l'ordonnance
17 de sauvegarde.

18 Q. **[30]** D'accord. Oui. Je vais vous référer, est-ce
19 que vous avez devant vous la demande de révision
20 qui fait l'objet du présent dossier?

21 R Oui.

22 Q. **[31]** Est-ce que vous pouvez aller au paragraphe 73
23 de cette demande?

24 R Oui.

25 Q. **[32]** D'accord. Donc, c'est le dernier paragraphe

1 avant les conclusions. Je vais le lire, donc 73, il
2 est indiqué, et vous l'avez appuyé par votre
3 affidavit.

4 Enfin, par prudence et sans admission
5 aucune, le Distributeur demande
6 l'émission d'une ordonnance de
7 sauvegarde afin de dissiper tout doute
8 sur la validité de la poursuite des
9 activités jusqu'à ce qu'une décision
10 finale soit rendue au présent dossier
11 ou jusqu'au 31 mars 2021, selon la
12 plus tardive de ces deux échéances.

13 Donc, c'est bel et bien là que vous souhaitez avoir
14 une autre ordonnance de sauvegarde pour poursuivre
15 en deux mille vingt (2020)-vingt et un (21).

16 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

17 Je pense que c'est plus juridique, plus factuel.

18 Alors, nous sommes aujourd'hui, pour demander...

19 LE PRÉSIDENT :

20 Maître Tremblay...

21 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

22 ... une ordonnance de sursis d'exécution et nous ne
23 plaidons pas d'ordonnance... de demande
24 d'ordonnance de sauvegarde aujourd'hui.

25

1 Me DOMINIQUE NEUMAN :

2 D'accord.

3 LE PRÉSIDENT :

4 Maître Neuman...

5 Me DOMINIQUE NEUMAN :

6 Oui.

7 LE PRÉSIDENT :

8 ... c'est parce qu'effectivement, quand vous
9 regardez, donc, vous avez en demande de Maître
10 Tremblay, écrit personnellement chez lui,
11 probablement, quand vous regardez le document, le
12 paragraphe 73 se trouve dans les conclusions
13 recherchées pour l'ensemble. Alors, je pense
14 qu'effectivement, maître Tremblay, nous ramène dans
15 la demande d'aujourd'hui qui, elle, si je comprends
16 bien, est à 4, la demande d'urgence.

17 Alors, je vous demanderais donc de rester
18 dans cette plage-là et je vous dirais que
19 personnellement, vous faites tous un bon travail,
20 mais j'ai assez de cette plage pour aujourd'hui.

21 Me DOMINIQUE NEUMAN :

22 Vous avez assez de quoi, je n'ai pas compris.

23 LE PRÉSIDENT :

24 J'ai assez de cette plage-là à regarder avec vous
25 aujourd'hui.

1 Me DOMINIQUE NEUMAN :

2 Exactement.

3 LE PRÉSIDENT :

4 Je n'ai pas besoin d'élargir le débat pour
5 aujourd'hui.

6 Me DOMINIQUE NEUMAN :

7 Non, non, absolument, justement.

8 LE PRÉSIDENT :

9 Et si vous lisez à l'écran.

10 Me DOMINIQUE NEUMAN :

11 Mon but était de clarifier, justement. Était de
12 clarifier, justement.

13 Q. **[33]** Monsieur Chakra.

14 R Oui.

15 Q. **[34]** Le type d'investissements que les clients
16 participants sont appelés à faire, vous en avez
17 parlé un peu à la fois dans votre témoignage
18 principal et brièvement en me répondant il y a
19 quelques instants.

20 R Hum, hum.

21 Q. **[35]** Est-ce que c'est des investissements qui sont
22 de nature à valoir ou à durer pour plusieurs
23 années?

24 R Ces différents types d'investissements que les
25 clients vont faire, il y a évidemment

1 l'investissement en capital. Il y a aussi
2 l'investissement en opérations. Il y a aussi des
3 investissements, la GDP Affaires, il y a un prix à
4 payer notamment au niveau du confort qui pourrait
5 être un enjeu qui a un coût. Déplacement de
6 procédés, aussi ça a un coût, des pertes pour la
7 clientèle. Donc, c'est des investissements et des
8 coûts qui peuvent perdurer année après année. Ce
9 n'est pas un investissement et bingo, le reste du
10 temps, il n'a pas à investir. C'est des
11 investissements récurrents, année après année.

12 Q. [36] D'accord. D'accord, alors, oui, alors, je
13 vous remercie beaucoup, Monsieur Chakra, ce qui
14 complète mes questions.

15 R Je vous en prie.

16 LE PRÉSIDENT :

17 Merci, Maître Neuman. Maître Sicard.

18 Me HÉLÈNE SICARD :

19 J'arrive. Bonjour, oui, j'ai des questions. Puis en
20 fait, une de mes questions, ça va s'adresser
21 indirectement à maître Tremblay. Je vais la
22 formuler tout de suite. J'aimerais qu'il nous
23 explique, dans son argumentation à venir, si la
24 Régie accordait, puis j'aurai des questions de
25 faits après, là, la demande sursis, tel qu'il est

1 demandé et donc, surseoir à la décision 2095. Les
2 témoins nous on dit, là, qu'ils font des démarches
3 depuis juillet vingt vingt (2020) pour relancer et
4 continuer le programme.

5 Quelle décision survit? Et de quelle façon
6 le programme peut-il se poursuivre et est-il encore
7 en vie et possible d'être continué? Je laisse cette
8 question là, puis là je vais passer aux témoins.

9 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me HÉLÈNE SICARD :

10 Q. [37] Alors, Madame Caron, j'ai compris de votre
11 témoignage, qu'en fait, ce qui dérange beaucoup le
12 Distributeur, c'était la décision D-2019-164 et la
13 manière dont cette décision vous demandait de fixer
14 un tarif qui était un fonctionnement inhabituel
15 pour un tarif. Est-ce que j'ai bien compris votre
16 témoignage?

17 Mme STÉPHANIE CARON :

18 R. Bien, mon témoignage avait pour but de préciser
19 l'ampleur des travaux requis. Je ne dirais pas que
20 j'ai mentionné les éléments qui me dérangeaient
21 dans la décision, mais j'essayais d'effectuer
22 vraiment... ou d'expliquer en quoi toutes les
23 instructions de la Régie faisaient en sorte que ça
24 prendrait du temps, des efforts, des ressources
25 pour élaborer le tarif qu'elle nous demandait de

1 développer.

2 Q. [38] O.K. Maintenant, la Régie vous avait demandé,
3 dans cette décision, de déposer, en février vingt-
4 vingt (2020), un tarif provisoire et une formule
5 pour les tarifs, ce qui n'a pas été fait. À la
6 place, si on suit le dossier 4041, une lettre a été
7 envoyée par le Distributeur.

8 C'était la pièce B-061 du dossier 4041 où
9 vous indiquiez que vous ne pouviez valablement
10 donner suite à l'ordonnance de la Régie parce que
11 celle-ci ne pouvait modifier les tarifs existants
12 jusqu'au trente et un (31) mars vingt-vingt (2020)
13 ni, par la suite, avant vingt-vingt-cinq (2025),
14 avec le nouveau de Projet de Loi 34. J'ai bien
15 compris?

16 Vous n'avez fait aucun travail, donc, pour
17 préparer le tarif, à cette époque-là, vous vous
18 êtes contentée d'envoyer cette lettre à la Régie?

19 R. Oui. Comme je l'exprimais tout à l'heure, en
20 réponse aux questions de maître Gertler. Quand nous
21 avons... nous avons signifié à la Régie notre
22 intention de donner suite à une décision seulement
23 à partir du moment où il y aurait une occasion de
24 déterminer de nouveaux tarifs.

25 Q. [39] Est-ce que l'intention de votre département

1 était, à ce moment-là, quand vous avez écrit cette
2 lettre, considérant la décision 2064, de demander,
3 par contre, la fixation d'un tel tarif, GDP
4 Affaires, en vingt-vingt-cinq (2025) pour pouvoir
5 respecter la décision? Est-ce que ça, selon vous,
6 ça aurait respecté la décision D-2019-164?

7 R. Oui. Notre position était qu'on ne pouvait pas
8 développer et mettre en oeuvre, adopter, faire
9 approuver de nouveaux tarifs avant cette période, à
10 moins d'obtenir un décret du gouvernement.

11 Q. [40] Avez-vous fait des démarches pour obtenir un
12 décret du gouvernement?

13 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

14 Je vais formuler une objection à cette question.

15 LE PRÉSIDENT :

16 Allez-y pour l'objection.

17 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

18 Puisque... je vais monter mon son. Je m'excuse, je
19 suis obligé de jouer avec le son parce que lorsque
20 madame Caron parle, je l'entends en différé, à la
21 fois dans mes écouteurs et en vrai. Alors, je
22 m'excuse là, des fois je peux être long à réagir.
23 Alors, nous sommes en révision de la décision D-
24 2020-095 et le constat de la première formation à
25 l'égard d'un décret était plutôt de constater, oui,

1 qu'il n'y avait pas eu de décret.

2 Et ça a été, essentiellement, le contenu de
3 la décision là-dessus et ce n'est pas un point pour
4 lequel nous sommes en révision. Je pense que le
5 constat fait par la première formation est valable
6 et nous n'avons pas remis ça sur la table, dans le
7 cadre de notre demande de révision.

8 Ce qui est important, c'est de faire... On
9 peut avoir une opinion sur ce constat fait par la
10 première formation, mais on n'est pas ici dans un
11 procès de novo, on est vraiment dans un cadre très
12 précis de demande d'ordonnance de sursis
13 d'exécution, dans le cadre d'une demande de
14 révision.

15 Donc, on fait, aujourd'hui, bien que
16 partiellement le procès de la décision D-2020-095.
17 Et ce volet-là de la décision n'est pas en jeu dans
18 le présent dossier de révision et de demande
19 d'ordonnance de sursis. Donc, c'est tout simplement
20 la raison pour laquelle je fais cette première
21 objection.

22 Me HÉLÈNE SICARD :

23 O.K. La question...

24 LE PRÉSIDENT :

25 Maître... Oui, Maître...

1 Me HÉLÈNE SICARD :

2 La question était posée afin de voir parce que
3 madame Caron a témoigné sur plusieurs éléments de
4 la décision D-2019-164. Et, du fait, je pense que
5 c'est monsieur Chakra que... Tout de suite après,
6 il y a eu ce Projet de Loi 34 qui a été adopté et
7 la lettre du Distributeur fait référence
8 indirectement à ça, qu'il a déposée... la lettre B-
9 061 et tout le reste a suivi. Ces éléments-là sont
10 tous liés. Moi, ce que je cherche à savoir, c'est
11 qu'est-ce que le Distributeur a fait, pratiquement,
12 pour tenter de donner vie et de mettre à exécution,
13 sans la rendre caduque, la décision D-2019-0164
14 qui, on le voit avec les témoignages, semble être
15 au coeur du débat qu'on a aujourd'hui quelque part.

16 Et cette décision-là... Il n'y a pas eu de
17 demande de révision de cette décision-là, tout le
18 monde s'entend là-dessus je pense, mais, par
19 contre, on demande la révision de D-2020-095.

20 Alors, c'était une question, puis j'en
21 aurai d'autres après.

22 Juste de savoir, est-ce qu'ils ont fait des
23 démarches pour essayer de mettre en application ce
24 qui aurait été une façon de mettre en application.
25 On peut en penser ce qu'on veut.

1 Est-ce qu'il y a des démarches qui ont été
2 faites un point c'est tout?

3 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

4 Je vais réitérer, Monsieur le Président de la
5 formation, ma même objection et en fait je souhaite
6 ardemment que vous l'accueilliez mon objection dans
7 sa forme actuelle.

8 Autrement, j'aurai des représentations à
9 vous faire sur le secret des discussions qui
10 peuvent exister ou ne pas exister entre Hydro-
11 Québec et le gouvernement, mais ça nous amène dans
12 un tout autre univers et là, si vous parlez de
13 passer la soirée ensemble, sans vous faire
14 d'invitation, c'est une soirée qui pourrait se
15 terminer pas mal tard.

16 Alors, voilà.

17 Me HÉLÈNE SICARD :

18 Je ne demande pas le contenu des discussions avec
19 le gouvernement. Je demande juste si on a fait la
20 démarche ou si on a considéré même faire la
21 démarche?

22 LE PRÉSIDENT :

23 Écoutez, je vais prendre... Je comprends tout à
24 fait, moi, votre ligne de questions.

25 Est-ce que c'est la seule question, Maître

1 Sicard, dans ce sens?

2 Me HÉLÈNE SICARD :

3 Non. Sur ça, c'est la seule question, mais j'ai
4 d'autres questions là qui...

5 LE PRÉSIDENT :

6 Je vous dirais que, dans un premier temps, je suis
7 d'accord avec, maître Tremblay.

8 La demande de révision porte sur la
9 décision D-2020-095.

10 Évidemment, la décision D-2020-095 est
11 issue du même dossier duquel est issu la D-2019-
12 0164 que je conviens avec vous qui n'a pas été
13 amenée en révision.

14 Vous avez cité la pièce B-0061 du dossier
15 D-4041-2018 qui est à la fois et la réponse je
16 pense officielle du Distributeur de ce qu'il va
17 faire avec l'application de la D-2019-0164.

18 Alors, je serais d'accord de vous ramener
19 dans la D... Savoir ce qu'ils ont pu penser, ce
20 qu'ils ont pu discuter.

21 Ce qu'on a en preuve, c'est une lettre dans
22 la B-0061. Présentement, il y a une demande de
23 révision qu'on est en train de discuter sur la
24 partie sursis.

25 Alors, je vous demanderais peut-être de

1 vous en tenir à ce carré de sable là.

2 Possiblement que le lien entre la D... Puis
3 là, je ne veux pas trop m'avancer, parce que je
4 n'ai pas parlé avec mes collègues, mais
5 possiblement que le lien entre la D-2019-164 ne
6 pourra pas être complètement édulcoré dans la
7 décision de fond, parce que la décision de fond,
8 pourrait être en partie considérée, puis je veux
9 être prudent là, comme un accessoire ou une partie
10 opérationnelle de l'autre.

11 Mais pour l'instant, je vous dirais que les
12 intentions de ce qu'ils vont faire on le sait.
13 Présentement, ils contestent la décision D-2020-095
14 et ils ont indiqué qu'ils mettraient en opération
15 la D-2019-0164, lors du prochain dossier tarifaire.

16 Me HÉLÈNE SICARD :

17 O.K. Je vous remercie. Je vais passer à une autre
18 ligne de questions tout de suite.

19 Q. **[41]** Dans la décision D-2019-092, au paragraphe 24
20 de cette décision, je vais vous le lire. La Régie
21 vous demandait dans la décision :

22 Un des motifs retenus également pour
23 restreindre l'accès au programme à de
24 nouveaux participants était la
25 possibilité que ces derniers ne

1 récupèrent pas les investissement qui
2 auraient été nécessaires pour
3 participer au programme. Ce motif
4 demeure car le programme pourra être
5 modifié, lorsque la décision finale
6 sera rendue. Toutefois, la Régie
7 considère que cet obstacle peut être
8 levé dans la mesure où le Distributeur
9 avise tout nouveau participant que le
10 programme est présentement en cours
11 d'examen et peut en conséquence être
12 modifié. Cet avis devrait permettre à
13 tout nouveau participant de prendre
14 des décisions en toute connaissance de
15 cause.

16 Ma question. Avez-vous, à cette époque, et c'est
17 probablement plus pour monsieur Chakra, avisé vos
18 participants systématiquement de cette situation?

19 M. JEAN-PIERRE CHAKRA :

20 R. Moi, j'ai mentionné tout à l'heure, nous avons pris
21 connaissance de cette décision. Ça mettait nos
22 clients dans une situation d'incertitude sur le
23 plan incitatif.

24 Ça a été un choix, une décision de ne pas
25 ouvrir la porte, de ne pas retirer des restrictions

1 l'année passée, pour la simple raison qu'on ne
2 voulait pas embarquer un client dans une aventure
3 de programme, alors qu'on ne pouvait pas garantir
4 le montant de l'incitatif, surtout que si ça
5 pourrait changer, par la suite.

6 Donc, on a décidé de maintenir l'ordonnance
7 de sauvegarde, telle qu'elle était décidée en deux
8 mille dix-sept (2017)-deux mille dix-huit (2018).
9 On l'a prolongée pour deux mille dix-huit (2018)-
10 deux mille dix-neuf (2019).

11 Q. **[42]** Alors, est-ce que je comprends de votre
12 témoignage que vous n'avez pas appliqué le
13 paragraphe 24 et avisé... et ma question, elle est
14 simple, là. Avez-vous avisé les participants qu'il
15 risquait d'y avoir des changements, tel que le
16 demandait la Régie, au paragraphe 24?

17 R Non, on ne les a pas avisés. C'est... comme on n'a
18 pas fait aucun changement, on ne les a pas avisés
19 parce qu'on voulait attendre la décision finale
20 avant de commencer à faire des modifications ou des
21 nouveaux clients qu'on accepte pour échanger, par
22 la suite.

23 Q. **[43]** O.K. Maintenant, vous nous dites que vous avez
24 repris et recommencé à contacter des participants
25 en juillet de cette année...

1 R Hum, hum.

2 Q. **[44]** ... donc, juillet vingt vingt (2020)? Je
3 m'attendrais à ce qu'on me confirme, Maître
4 Tremblay, sur quelle base juridique, là, vous
5 continuez le programme, mais pour vous qui le
6 continuez, est-ce que vous avisez présentement les
7 clients que le programme risque de changer et qu'il
8 y a des débats devant la Régie?

9 R Oui, on a avisé notre clientèle comme quoi il y
10 aura des représentations qu'on fait. Évidemment, il
11 n'y a pas eu d'Info-lettre ou de mise à jour dans
12 le site WEB d'Hydro-Québec en ce sens-là, mais
13 c'était un des éléments qu'on a apportés lors du
14 lancement, c'est on a avisé comme quoi le
15 programme, la GDP Affaires, dirais-je, risque
16 d'être sujette à des modifications et une évolution
17 à partir de l'année suivante, oui. Ça, ça a été
18 fait.

19 Q. **[45]** O.K. Donnez-moi deux secondes, là, Monsieur le
20 Président, parce que...

21 LE PRÉSIDENT :

22 Deux secondes accordées, Maître Sicard.

23 Me HÉLÈNE SICARD :

24 Merci.

25 R Si je peux me permettre...

1 LE PRÉSIDENT :

2 Q. [46] Vous avez un complément de réponse?

3 R Oui, c'est même écrit dans le guide du participant
4 actuellement que ce n'est pas garanti que leur
5 modalité vont être en continuité et ça peut être
6 sujet à des changements par la suite.

7 Q. [47] Merci pour le complément. Maître Sicard
8 réfléchit.

9 Me HÉLÈNE SICARD :

10 Bon, écoutez, pour le moment, Monsieur le
11 Président, j'aurais plein de questions, mais elles
12 sont presque toutes de nature juridique,
13 malheureusement. C'est difficile de...

14 Q. [48] Ah, oui, si... dernière question pour vos
15 clients. Est-ce que pour vos clients, la décision
16 D-2020-095 vous a suggéré, oui, en tout cas, il y a
17 un paragraphe qui vous dit que vous pourriez...
18 elle fixerait un tarif et elle veut avoir un
19 calendrier, là, c'est ce qu'elle a demandé à... a
20 demandé au Distributeur de soumettre un calendrier
21 de façon à ce qu'elle puisse rendre une décision
22 pour le tarif vingt vingt et un (2021)-vingt vingt-
23 deux (2022), mais qu'en attendant, pour vingt vingt
24 (2020-vingt vingt et un (2021), elle était prête à
25 vous entendre pour fixer un tarif provisoire et

1 vous invitait d'ailleurs à déposer une preuve le
2 dix (10) du mois présent, le dix (10) août.

3 Est-ce que cette preuve, elle est prête à
4 être déposée? Avez-vous travaillé là-dessus?

5 Mme STÉPHANIE CARON :

6 R On travaille dessus.

7 Me HÉLÈNE SICARD :

8 Q. [49] Et est-ce que les clients sont avisés qu'il
9 est possible qu'il y ait un tarif provisoire qui
10 s'applique pour l'année vingt vingt (2020)-vingt
11 vingt et un (2021) et que vous devriez déposer
12 calendrier et preuve à court terme?

13 R Bien, écoutez, je vous rappelle que la Régie a
14 quand même indiqué dans cette décision qu'on
15 pouvait calquer les modalités du tarif sur les
16 positions du programme, tel qu'il existait au
17 moment de sa décision initiale, la décision
18 D-2019-164.

19 Donc, à cet égard, pour le client, les
20 questions de... il n'y a pas de questions de
21 différence au niveau de l'appui financier ou quoi
22 que ce soit.

23 Quant à leur expliquer la mécanique du
24 tarif provisoire, je vous dirais qu'après onze (11)
25 ans dans l'organisation, il m'arrive encore de

1 m'expliquer à certains de mes collègues. Ça serait
2 une démarche qui s'avérerait plutôt vaine auprès de
3 l'ensemble de nos clients.

4 Q. [50] Alors, pour le moment, vous appliquez les
5 principes de la D-2019-092 qui avait fixé un tarif
6 provisoire, là, une ordonnance de sauvegarde pour
7 l'année deux mille dix-neuf (2019) et vingt vingt
8 (2020), vous continuez d'appliquer les mêmes
9 principes?

10 R Bien, à l'heure actuelle, on n'applique rien, parce
11 qu'il n'y a pas de... c'est-à-dire qu'on n'est pas
12 en train de faire de l'effacement, il n'y a pas de
13 client pour... qui nous fournissent des mégawatts
14 effacés, mais dans les communications que l'on a
15 avec les clients, ce qui leur est communiqué sont
16 les dispositions du programme, mon collègue
17 monsieur Chakra me corrigera, mais telles qu'elles
18 existaient en deux mille dix-neuf (2019). Et ce
19 serait vraisemblablement les dispositions que l'on
20 retrouverait telles quelles dans un éventuel tarif
21 provisoire.

22 Q. [51] En ce moment, donc vous faites du recrutement
23 par contre pour avoir ces clients-là. C'est bien ce
24 que j'ai compris, Monsieur Chakra?

25

1 M. JEAN-PIERRE CHAKRA :

2 R. En effet, on a commencé à faire du recrutement.

3 Q. [52] O.K. Maintenant, une fois que vous aurez fait
4 ce recrutement, à partir de quel moment est-il
5 important pour vous d'avoir sécurisé ces clients-
6 là? Parce que je me souviens dans des dossiers
7 antérieurs, là on avait parlé de... Il fallait,
8 dans des représentations là, si je ne m'abuse, qui
9 ont mené à la première et à la deuxième décisions
10 d'ordonnance de sauvegarde, que le recrutement soit
11 confirmé et complété vers la mi-octobre, fin
12 octobre. Est-ce que c'est toujours les mêmes dates
13 qui s'appliquent?

14 R. Non. J'ai posé la question. D'habitude, en règle
15 générale, les fins des inscriptions pour le
16 recrutement, c'est le premier (1er) septembre. J'ai
17 communiqué avec mes collègues pour voir si je peux
18 étirer un peu les dates et on m'a dit : « Pas plus
19 tard que le quinze (15) septembre. » Parce qu'il y
20 a une certaine mécanique qu'on doit faire. Le
21 recrutement s'arrête au quinze (15) septembre de
22 cette année. Et les mégawatts doivent être
23 sécurisés et confirmés au premier (1er) octobre.

24 Q. [53] Pour le premier (1er) octobre. O.K.

25 R. Oui.

1 Q. [54] Alors, ça complète mes questions, Monsieur le
2 Président. Merci.

3 DISCUSSION

4 LE PRÉSIDENT :

5 Merci. Merci, Maître Sicard. Est-ce que, maître
6 Trifiro, vous êtes encore parmi nous?

7 Me SERENA TRIFIRO :

8 Oui.

9 LE PRÉSIDENT :

10 Est-ce que vous avez... Merci d'être là. Est-ce que
11 vous avez des questions?

12 Me SERENA TRIFIRO :

13 Non, je n'ai pas d'autres questions. Merci.

14 LE PRÉSIDENT :

15 C'est moi qui vous remercie, Maître Trifiro. Vous
16 restez avec nous?

17 Me SERENA TRIFIRO :

18 Oui, absolument.

19 LE PRÉSIDENT :

20 Parfait. Alors, écoutez...

21 Me DOMINIQUE NEUMAN :

22 Monsieur le Président, Maître Dominique Neuman. Je
23 voulais juste demander à monsieur Chakra de
24 rectifier. Il y a eu un lapsus quant à une année
25 qu'il a mentionné tout à l'heure, si vous pouvez me

1 permettre de poser la question pour rectifier ce
2 lapsus puisqu'il y a une transcription et tout ça?

3 LE PRÉSIDENT :

4 Alors, je vous le permets. On va voir s'il y a
5 effectivement un lapsus.

6 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :

7 Oui. Oui.

8 Q. **[55]** Maître Chakra, tout à l'heure vous avez parlé
9 d'une ordonnance de sauvegarde pour deux mille dix-
10 sept, deux mille dix-huit (2017-2018) qui avait été
11 prolongée pour deux mille dix-huit, deux mille dix-
12 neuf (2018-2019). Est-ce que c'est un lapsus? Est-
13 ce que vous auriez dû dire que la première c'était
14 deux mille dix-huit, deux mille dix-neuf (2018-
15 2019) puis ensuite prolongée pour deux mille dix-
16 neuf, deux mille vingt (2019-2020)?

17 M. JEAN-PIERRE CHAKRA :

18 R. En fait, ce que j'ai mentionné, c'est qu'en deux
19 mille dix-huit (2018), il y a l'ordonnance de
20 sauvegarde. Ce que j'avais oublié de préciser,
21 c'est que c'est pour l'année deux mille dix-huit,
22 deux mille dix-neuf (2018-2019) en effet.

23 Q. **[56]** Oui.

24 R. Et de deux mille dix-neuf, deux mille vingt (2019-
25 2020), donc... Mais, j'aurais dû peut-être préciser

1 que c'est vraiment pour l'année deux mille dix-
2 huit, deux mille dix-neuf (2018-2019), mais j'ai
3 juste mentionné deux mille dix-huit (2018), en
4 effet.

5 Q. [57] Oui. Vous aviez mentionné deux mille dix-sept
6 (2017), mais maintenant c'est rectifié. Je vous
7 remercie bien.

8 LE PRÉSIDENT :

9 Merci, Maître Neuman. Monsieur Dumas, pour la
10 Régie.

11 INTERROGÉS PAR LA FORMATION

12 M. JOCELIN DUMAS :

13 Q. [58] Est-ce que vous avez avec vous les résultats
14 du programme en mégawatt effacé pour les années
15 dix-sept, dix-huit (17-18), dix-huit, dix-neuf (18-
16 19) et dix-neuf, vingt (19-20)?

17 M. JEAN-PIERRE CHAKRA :

18 R. Malheureusement, non. Mais, je connais les chiffres
19 en ordre de grandeur. Ça vous suffit en ordre de
20 grandeur?

21 Q. [59] Oui. Allez-y.

22 R. Ça a toujours été autour de deux cent quatre-vingt-
23 sept mégawatts (287 MW). Ça a varié toujours de
24 deux cent quatre-vingt-sept mégawatts (287 MW).
25 C'était un peu ce qui a été stipulé dans

1 l'ordonnance de sauvegarde. Malheureusement,
2 c'est... ça n'a jamais augmenté. Ça a peut-être
3 varié un peu plus, un peu moins, mais deux cent
4 quatre-vingt-sept mégawatts (287 MW), c'est une
5 bonne moyenne. Mais, je n'ai pas les chiffres
6 exacts. Je vous le dis par mémoire.

7 Q. [60] Donc, malgré le fait qu'on ait levé les
8 restrictions, pour dix-neuf, vingt (19-20) on
9 aurait atteint sensiblement les mêmes résultats que
10 les années précédentes.

11 R. En fait, tel que je l'ai précisé, bien qu'on avait
12 proposé de lever les restrictions, Hydro-Québec ne
13 les a pas... n'a pas levé les restrictions. On a
14 toujours maintenu les prémisses de l'ordonnance de
15 sauvegarde. C'est les mêmes clients, les mêmes
16 mégawatts parce qu'on ne voulait pas engager des
17 nouveaux clients sur une incertitude au niveau des
18 incitatifs.

19 Donc, on a dit on maintient le cadre. Parce
20 que ce que ça mentionnait, c'est que tout nouveau
21 client qui embarquait dans la GDP Affaires, on ne
22 pouvait pas lui garantir le soixante-dix dollars
23 (70 \$) du kilowatt. Et nous avons un malaise de
24 vouloir embarquer un client dans cette aventure
25 sans qu'on lui rassure, qu'on le rassure que

1 l'incitatif sera maintenu par la suite. Donc, c'est
2 pour ça que les mégawatts ont toujours été
3 maintenus à chaque ordonnance de sauvegarde. Ça a
4 été toujours les mêmes clients et les mêmes
5 mégawatts.

6 Q. [61] Donc, pour l'année qui vient vingt, vingt et
7 un (20-21), enfin l'année est débutée là, mais pour
8 l'année, oui, qui vient vingt, vingt et un (20-21),
9 là vous avez... vous allez avoir une offre, en
10 quelque sorte, bonifiée là qui va...

11 R. En fait, l'offre en tant que telle reste identique.
12 C'est juste qu'on fait de nouveaux recrutements.
13 C'est des nouveaux clients qui vont embarquer. On
14 va aussi offrir la possibilité à ce que le client
15 qui a été fidèle avec nous puisse en faire plus. Je
16 n'ai pas... je n'ai pas avec moi les chiffres de
17 combien de mégawatts supplémentaires qu'on va faire
18 grâce à cette ouverture. Je pense, c'est de l'ordre
19 de trois cent vingt ou trois cent trente mégawatts
20 (320-330 MW) total, incluant ceux qui participaient
21 à l'ordonnance de sauvegarde.

22 Sauf qu'il faut garder en tête que la
23 reprise a été un peu en retard, c'est...
24 D'habitude, on la commence... on devrait la
25 commencer au mois de mai. Mais, comme on est en mi-

1 juillet, là le recrutement commercial devrait se
2 faire... En tout cas, on a beaucoup de freins et on
3 espère, c'est un souhait, qu'on puisse atteindre le
4 trois cent trente mégawatts (330 MW) d'ici la fin
5 du recrutement.

6 Q. **[62]** Si j'ai bien saisi, dans les interventions qui
7 ont été faites précédemment, vous avez commencé à
8 prévenir vos clients qu'il y avait une incertitude
9 quant à l'avenir de ce programme?

10 R. En fait, ce qui a été communiqué avec le client,
11 c'est une évolution de la GDP Affaires. Je n'ai pas
12 parlé de programme ou whatever qui dit qu'il y aura
13 une évolution de la GDP Affaires pour les années à
14 venir. Et c'est ce message-là qu'on leur a
15 communiqué suite au lancement. Et ça a été un des
16 premiers messages qui a été noir sur blanc
17 communiqué. Oui.

18 Q. **[63]** Vous avez parlé de cent trente (130)
19 inscriptions. Ça, ce sont de nouvelles
20 inscriptions...

21 R. Ça, c'est des inscriptions...

22 Q. **[64]** ... en date de juillet?

23 R. Ça, c'est...

24 Q. **[65]** En date de juillet.

25 R. Oui. À partir du lancement GDP Affaires jusqu'à

1 tout récemment, je pense, c'est vendredi que j'ai
2 posé la question. Il y a eu cent trente (130)
3 inscriptions qui totalisent à peu près quatre cents
4 (400) bâtiments jusqu'à maintenant. On est rendu au
5 mois d'août, il nous reste un an et demi. Dans le
6 cadre de l'ordonnance de sauvegarde, nous avons
7 quatre cent (400) inscriptions. Donc, on a encore
8 du chemin à finir, en plus d'aller chercher de
9 nouveaux clients, en plus des quatre cents... des
10 quatre cents (400) inscriptions.

11 C'est pour ça que je vous dis, on est pris
12 un peu tard dans le temps et qu'on fait beaucoup
13 des efforts en ce sens-là. Mais comme je l'ai dit,
14 la bonne nouvelle, c'est que la réceptivité du
15 marché, c'était très, très positif et donc, on est
16 confiant dans ce sens-là.

17 Q. [66] Très bien. Peut-être, Madame Caron?

18 R. Je voudrais juste rectifier, peut-être, je pense
19 que ma collègue a attendu un an et demi, il nous
20 reste un mois et demi, désolé.

21 LE PRÉSIDENT :

22 Oui, questions pour madame Caron?

23 Mme STÉPHANIE CARON :

24 R. Oui.

25 Q. [67] Oui, pour madame Caron. Écoutez, je vais être

1 bien candide avec vous là. Je ne suis pas certain
2 de comprendre le raisonnement par lequel vous
3 assimilez préjudice avec, dans le fond, la
4 procédure réglementaire.

5 Puis si ma compréhension n'est pas juste
6 là, vous me corrigerez. Mais, moi, ce que je
7 comprends là, c'est que quand la Régie a statué que
8 l'offre que vous faites est en fait une offre
9 tarifaire, je comprends que vous ne remettiez pas ça
10 en question? Vous acceptez que c'est une offre
11 tarifaire.

12 Et, donc, éventuellement, il faudra qu'il y
13 ait un tarif. Et, là, on ne s'entend pas sur la
14 façon de mettre en vigueur ce tarif. Vous, vous
15 dites : « On va attendre la prochaine cause
16 tarifaire. » La formation précédente suggérait une
17 voie différente.

18 Mais dans un cas comme dans l'autre, il va
19 y avoir un processus réglementaire qui est des
20 travaux, qui va impliquer des DDR, qui va impliquer
21 des intervenants. Alors, qu'est-ce qui fait que,
22 selon vous, un chemin par rapport à l'autre
23 représente un préjudice?

24 R. Bien, je vous dirais, d'une part, travailler dans
25 l'urgence, c'est déjà quelque chose qu'on essaie

1 d'éviter, dans l'urgence et la précipitation.
2 Puis... parce que là, on aurait à mettre en place
3 un tarif provisoire dès le dix (10) août et on
4 commencerait, j'imagine, assez rapidement l'examen
5 du futur tarif qui viendrait éventuellement se
6 substituer rétroactivement au tarif provisoire.
7 Donc, il y aurait vraiment un pressentiment là,
8 d'empressement et d'urgence pour réaliser
9 l'ensemble de ces travaux-là.

10 Et, comme je l'expliquais tout à l'heure,
11 c'est effectivement... Et si j'ai laissé
12 transparaître cette impression, je veux la
13 corriger. Je n'associe pas processus réglementaire
14 et préjudice.

15 J'ai un grand respect pour le processus
16 réglementaire, mais c'est plutôt la possibilité de
17 le conduire deux fois qui m'apparaîtrait inutile et
18 source de gaspillage de ressources. Dans le sens
19 que si on admet que le tarif ne pourrait
20 s'appliquer qu'en deux mille vingt-cinq (2025),
21 faire les travaux, les audits, l'évaluation des
22 coûts évités à appliquer ou à ne pas appliquer.

23 La détermination des coûts directs encourus
24 par les clients. Ça, c'est toutes les informations
25 qui, à mon avis, ont de la valeur quand elles sont

1 contemporaines à l'application du tarif.

2 On conduirait l'ensemble de ces travaux,
3 dès à présent, pour appliquer un tarif quatre ans
4 plus tard ou... bien, cinq ans, finalement, cinq
5 ans plus tard. Et ce que je disais tout à l'heure,
6 c'est que vraisemblablement, on aurait à
7 recommencer ça d'une façon plus contemporaine à
8 l'application du tarif. C'est le préjudice que j'y
9 vois.

10 Et comme il s'agit, comme j'essaie de
11 l'expliquer, de travaux importants, ce n'est pas
12 quelque chose qui se ferait facilement parce que,
13 comme vous le voyez, il y a plusieurs choses qui
14 nous ont été demandées, des analyses, des travaux
15 sur lesquels on aurait vraiment à se pencher pour
16 une première fois parce que ce n'est pas la coutume
17 de fonctionner comme ça, pour nous. Bien, le fait
18 de recommencer des travaux d'une telle ampleur,
19 pour nous, apparaît un préjudice important.

20 Puis, je vous dirais, aussi... C'est une
21 question, aussi... Non seulement... moi, j'ai parlé
22 de d'urgence, j'ai parlé de recommencer, mais comme
23 vous, je vais me permettre d'être candide. Quand
24 j'ai appris l'adoption du Projet de Loi 34, en tant
25 que personne impliquée dans la réglementation, je

1 me suis dit : Bien, peut-être que ça va nous donner
2 ces quelques années, le temps de travailler dans
3 l'ordre et la méthode, les différents dossiers que
4 l'on présente à la Régie et cesser, toujours,
5 d'être en rattrapage et en urgence pour déposer des
6 demandes puis essayer de caser des audiences entre
7 d'autres audiences, puis... bon...

8 Là, je pense qu'on aurait une occasion de
9 travailler sereinement à l'élaboration d'un tarif
10 en respectant le temps que l'adoption de ce Projet
11 de la loi nous a donné, c'est-à-dire quelques
12 années avant l'application de ce tarif.

13 Q. [68] Ça va pour moi. Merci.

14 LE PRÉSIDENT :

15 Merci. Maître Turmel pour la Régie.

16 Me SIMON TURMEL :

17 Q. [69] Oui. Merci, Monsieur le Président.

18 Alors, probablement, Madame Caron, vous
19 allez pouvoir répondre à ma question.

20 Je vous référerai à la page 9 de la
21 demande de révision et la demande de sursis,
22 paragraphe 55.

23 Et c'est pour concilier ce que vous avez
24 expliqué, ainsi que pour probablement mieux
25 m'éclairer, parce que le dossier est jeune dans ma

1 tête et je reviens de vacances d'hier, alors,
2 imaginez le décalage horaire qui peut se produire.

3 Paragraphe 55. Et là je me posais la
4 question. On est dans la section sur les dommages.
5 Préjudices sérieux ou irréparables.

6 C'est indiqué que le programme est destiné
7 à une catégorie de clients qui s'est montrée
8 jusqu'à présent peu susceptible d'être rejointe par
9 des moyens tarifaires dont l'option.

10 Paragraphe 56. Le programme est destiné à
11 une catégorie de clients qui s'est montrée jusqu'à
12 présent peu susceptible d'être rejointe par des
13 moyens tarifaires.

14 Est-ce que, par ces deux paragraphes-là, je
15 comprends que le programme ne peut pas être une
16 option tarifaire?

17 Est-ce que c'est une remise en question de
18 la décision, D-2019-164, qui disait ça doit être
19 une option tarifaire? Vous me suivez?

20 R. Oui. Je vous suis. Ces paragraphes ne sont pas
21 destinés à attaquer ou teindre la décision D-2019-
22 0164.

23 Je pense qu'ici ce qui était exprimé,
24 c'était que dans la mesure où on transformerait le
25 programme en tarif dès à présent, il est

1 vraisemblable que nos objectifs de développement de
2 participation à cette activité de gestion de
3 demandes chez des clients commerciaux pourrait être
4 mise en péril.

5 Non seulement pour l'année à venir, parce
6 que c'est évident que, comme vous l'expliquait mon
7 collègue un peu plus tôt, les clients ont besoin
8 d'une certaine stabilité pour se sentir à l'aise de
9 participer à cette activité-là, à réaliser des
10 investissements pour y participer.

11 Mais aussi, pour bâtir le potentiel de
12 contribution d'une année à l'autre et donc, je
13 pense que c'est dans cet esprit-là que ces
14 paragraphe-là ont été inscrits dans la demande de
15 sursis d'exécution et de révision de la décision D-
16 2020-095.

17 Q. **[70]** Et non pas par rapport à un éventuel tarif,
18 comme vous le proposez, pour deux mille vingt-cinq
19 (2025)?

20 R. Non. Effectivement. Il n'y a aucune volonté de...
21 Enfin, comme je vous le dis, cette demande n'a
22 aucunement pour but de porter en révision la D-
23 2019-0164.

24 Q. **[71]** O.K. Ça va. Merci. Je n'ai pas d'autres
25 questions.

1 R. Je vous en prie.

2 LE PRÉSIDENT :

3 Merci. Maître Turmel.

4 Maître Tremblay, la Régie n'a pas d'autres
5 questions pour votre panel. Est-ce que vous avez un
6 réinterrogatoire?

7 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

8 Non. Je n'ai pas d'autres questions à poser des
9 suites du contre-interrogatoire, Monsieur le
10 Président. Je vous remercie.

11 LE PRÉSIDENT :

12 Merci. Donc, je remercie les membres du panel.

13 Maître Tremblay maintenant. Est-ce que pour
14 vous ça met fin à la présentation de votre demande
15 de sursis ou vous continuez à nous présenter ou à
16 nous donner les conclusions que vous recherchez?

17 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

18 En fait, à ce stade-ci, au niveau du témoignage
19 concernant le préjudice, ça termine. Donc, nous
20 n'avons pas d'autres témoins à vous présenter
21 aujourd'hui.

22 Moi, je serais rendu à vous plaider le
23 bien-fondé de notre demande d'ordonnance de sursis.
24 Je crois en avoir pour une trentaine de minutes,
25 une quarantaine de minutes.

1 Si vous pouviez nous accorder une pause-
2 santé d'une dizaine de minutes, on pourrait
3 reprendre aux alentours de trois heures (15 h), ça
4 serait fort apprécié et je serais d'autant
5 pertinent.

6 LE PRÉSIDENT :

7 Alors écoutez, oui. Nous allons donc prendre une
8 pause. On revient, déjà, ça vient de changer à un
9 horaire que j'ai, mais écoutez, on revient vers
10 trois heures (3 h 00), si vous voulez bien.

11 Donc, et l'horaire pour la suite, c'est que
12 vous allez terminer la présentation et par la
13 suite, on va entendre vos collègues qui désirent
14 faire leurs commentaires pour leurs clientes sur la
15 demande de sursis de votre cliente. Ça vous va?

16 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

17 C'est très bien, merci.

18 LE PRÉSIDENT :

19 Alors, bonne pause à tous, merci.

20 PAUSE

21 LE PRÉSIDENT :

22 Donc, monsieur le sténographe nous fait signe qu'on
23 peut continuer, merci de me faire ce signal. Alors,
24 on va continuer, si vous voulez bien, il est quinze
25 heures trois (15 h 03). Dans nos prévisions aussi,

1 je voulais vous dire que je ne l'ai pas souligné au
2 départ, mais quand je vous vois, quand je vois
3 madame Caron, quand je vois maître Tremblay, je
4 suis très content de vous voir et très content de
5 vous voir en bonne santé et j'espère que c'est la
6 même chose pour vos proches.

7 On vit dans un temps un peu particulier, un
8 peu, on va se souvenir, c'est certain, mais je suis
9 content de voir que les habitués, et même si vous
10 n'étiez pas habitués, je suis content de voir que
11 tout va bien pour vous et que je souhaite que les
12 choses continuent à aller bien pour vous, sur une
13 base personnelle.

14 On travaille, on fait ce qu'on peut pour
15 faire notre job comme on doit la faire, mais il y a
16 toujours en arrière de pleins de titres que vous
17 m'avez mentionnés, vous avez tous des titres plus
18 grands que possible, il y a les personnes. Ces
19 personnes-là, bien je vous ai vus... que je vous
20 donne raison ou pas, je vous ai vu travailler, je
21 sais que vous travaillez, alors je suis content de
22 voir que tout va bien et que les bureaux d'Hydro-
23 Québec ont encore de l'électricité, c'est très
24 agréable aussi à constater.

25 Alors, cela étant dit, nous sommes donc

1 dans la deuxième partie, si vous voulez bien et,
2 là, je vais juste voir. J'ai eu un message durant
3 le contre-interrogatoire pour me dire qu'il n'y
4 avait pas de contre-interrogatoire. Maître Cadrin,
5 est-ce que vous êtes parmi nous?

6 Me STEVE CADRIN :

7 Oui, je suis avec vous...

8 LE PRÉSIDENT :

9 J'ai bien vu Nathalie, maître Cadrin a fait
10 parvenir un courriel?

11 Me STEVE CADRIN :

12 Oui, je suis avec vous, Monsieur le Président,
13 m'entendez-vous?

14 LE PRÉSIDENT :

15 Madame St-Cyr, on a bien reçu un courriel de maître
16 Cadrin à un moment donné. Écoutez, si jamais, il
17 survient, j'agirais...

18 LA GREFFIÈRE :

19 Oui, tout-à-fait.

20 Me STEVE CADRIN :

21 Je suis tout-à-fait avec vous, je ne sais pas si
22 mon micro fonctionne.

23 LE PRÉSIDENT :

24 Ils sont peut-être là. Alors, écoutez, on va
25 procéder, si vous voulez bien, maintenant, aux

1 plaidoiries des intervenants. Je vous demanderais
2 tous et chacun.

3 LA GREFFIÈRE :

4 Monsieur...

5 LE PRÉSIDENT :

6 Oui, vous avez une question?

7 LA GREFFIÈRE :

8 Non, mais moi, j'entends maître Cadrin.

9 LE PRÉSIDENT :

10 Oui?

11 LA GREFFIÈRE :

12 Moi, j'entends maître Cadrin qui essaie de vous
13 parler. Je ne sais pas comment ça se fait que vous,
14 vous ne l'entendez pas, mais moi, je l'entends, il
15 a peut-être un problème de communication et sur ce,
16 je le laisse essayer de recommuniquer.

17 LE PRÉSIDENT :

18 Maître Cadrin, est-ce que vous essayez encore?

19 Me STEVE CADRIN :

20 Est-ce que vous m'entendez, maintenant?

21 LE PRÉSIDENT :

22 Oui.

23 Me STEVE CADRIN :

24 Ah bien voilà, je suis là.

25

1 LE PRÉSIDENT :

2 Bon.

3 Me STEVE CADRIN :

4 Alors, je m'excuse et puis je vous vois bien en
5 santé, moi aussi je suis content de vous voir tous.
6 Alors, mais je n'ai pas de questions, je n'aurai
7 pas de questions à poser en contre-interrogatoire.

8 LE PRÉSIDENT :

9 Mais vous avez des commentaires juridiques à faire?

10 Me STEVE CADRIN :

11 En temps et lieu, effectivement, merci.

12 LE PRÉSIDENT :

13 Parce que là, on va procéder, alors je veux juste
14 vous mettre dans ma liste, là, vous avez ici.
15 Alors, les instructions pour les plaidoiries des
16 intervenants, pour les avocats des intervenants, je
17 vous demanderais, dans la mesure du possible. Si
18 c'est possible pour vous de me faire ça en dix
19 minutes (10 min), ça serait apprécié. Et de vous
20 limiter à la partie qu'on regarde, c'est-à-dire, il
21 y a une demande d'urgence de sursis d'exécution de
22 décision qui commence au paragraphe 41 de la
23 procédure de maître Tremblay et de nous parler
24 possiblement, ce que vous avez à nous dire sur les
25 trois principes. Ce qu'on doit retenir, ce que vous

1 voulez qu'on retienne.

2 Alors, donc, je vous dirais, un dix minutes
3 (10 min). Après dix minutes (10 min), je ne vous
4 enlèverai pas la parole, mais je vais commencer à
5 me rapprocher de l'écran.

6 Il est déjà quinze heures six (15 h 06), et
7 il y a aussi une réplique qui doit être
8 administrée. Alors ça, on va rouler, si vous le
9 voulez bien. Alors, maître Trifiro, êtes-vous là?
10 Attendez, là j'ai...

11 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

12 En fait, Monsieur le Président de la formation,
13 je...

14 LE PRÉSIDENT :

15 Oui.

16 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

17 ... j'avais prévu vous livrer mon argumentaire et
18 que les intervenants y répondent et puis que je
19 réplique. Moi, j'ai des représentations juridiques
20 à vous faire sur le bien-fondé...

21 LE PRÉSIDENT :

22 Excusez-moi. Excusez-moi. Vous avez bien raison.
23 Moi, je veux tellement vous rendre une décision en
24 temps utile que je suis en train de vous enlever
25 votre droit de parole. Alors, on commence avec

1 vous. Possiblement qu'il y aura une autre pause
2 après, par exemple, parce que vous savez, l'âge,
3 c'est l'âge. Alors, excusez-moi, maître Tremblay,
4 on y va. Et après ça, je vous promets que je vais
5 essayer de tenir la route.

6 REPRÉSENTATIONS PAR Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :
7 Merci, Messieurs les Régisseurs. En fait, pour
8 aller simplement, nous avons déposé un cahier
9 d'autorités sur le SDÉ. Tout au long de mes
10 représentations, je vais faire des références à ces
11 onglets, 1 à 12, et parfois en lisant de courts
12 paragraphes, ce seront des courts passages. Vous
13 n'aurez pas besoin d'ouvrir ces documents et de
14 suivre avec moi parce qu'on ne passera pas en revue
15 là de longs passages ensemble.

16 Donc, je vais prendre soin de bien
17 verbaliser les documents auxquels je réfère. Les
18 passages auxquels je réfèrent, ce seront des
19 passages qui vont être ciblés à chaque fois, alors
20 si ça peut alléger.

21 Et je n'avais pas également l'intention
22 d'élaborer plus qu'il n'en faut sur les critères
23 relatifs à une ordonnance de sursis puisque je suis
24 convaincu que vous les connaissez. J'ai quand même
25 des références à vous mentionner. Alors, je

1 commencerais tout de suite. Donc, aujourd'hui, nous
2 ne vous plaiderons pas notre demande de révision.
3 Cependant, je devrai quand même en brosser un
4 certain portrait général pour, à tout le moins,
5 vous convaincre que notre demande n'est pas vouée à
6 l'échec. Et comme je disais au début, vous
7 convaincre possiblement aussi que nous avons un
8 droit clair à la révision.

9 Alors, nous avons trois motifs de révision
10 et si nous avons une apparence de droit sur l'un
11 des trois, cela suffit aux fins de l'ordonnance de
12 sauvegarde, apparence de droit, je le répète, qu'il
13 y a au moins un des trois motifs qui n'est pas voué
14 à l'échec. Donc, il y a un débat intéressant à
15 faire ou sérieux sur chacun des trois... sur un, à
16 tout le moins un des trois motifs qui sont élaborés
17 dans notre requête.

18 Ensuite, bien commençons là avec la
19 question donc de l'apparence de droit. Je commence
20 avec le premier motif, donc un excès de compétence
21 commis par la première formation malgré...
22 concluant plutôt qu'un tarif peut être fixé malgré
23 des dispositions claires d'une nouvelle loi.

24 Alors, en vertu de l'Article 37 de la Loi
25 sur la Régie de l'énergie et de la jurisprudence

1 qui est constante et qui est appliquée de façon
2 cohérente et usuelle par la Régie. Nous, ici, c'est
3 une demande en vertu du paragraphe 37.3, donc vice
4 de fond dans le cas des motifs 1 et 2 et vice de
5 fond et de procédure dans le cas du motif 3.

6 Qu'est-ce qu'un vice de fond? En une
7 phrase, pour reprendre les propos de votre collègue
8 maître Rozon dans la décision D-2016-190, bien
9 c'est une erreur qui est fondamentale au processus
10 décisionnel.

11 Dans la décision D-2016-190 vous avez, je
12 pense, un résumé contemporain des règles relatives
13 à la révision administrative d'une décision pour le
14 motif prévu à l'Article 37 paragraphe 3. Je ne
15 lirai pas tout ça, je vais simplement attirer votre
16 attention sur, et là cette décision-là, donc que je
17 viens de mentionner, est à l'onglet 5. C'est au
18 paragraphe 19 où nous citons... où la Régie,
19 pardon, cite l'arrêt Godin de deux mille trois
20 (2003) de la Cour d'appel qui établit que la mise à
21 l'écart d'une règle de droit constitue un vice de
22 fond.

23 Alors, ici, vous allez facilement constater
24 qu'il y a eu mise à l'écart d'une règle de droit
25 importante et je vais élaborer sur ça dans mes

1 représentations.

2 Dans cette même veine, je vais référer
3 aussi à l'arrêt Vavilov rendu par la Cour suprême
4 en décembre deux mille dix-neuf (2019), qui est un
5 arrêt important qui devrait guider et qui guide
6 tous les tribunaux, y compris les tribunaux
7 administratifs dans la rédaction de leur décision.

8 Évidemment, cet arrêt-là s'applique en
9 matière de révision judiciaire, mais ce sont des
10 notions qui sont très voisines de celles du vice de
11 fond qu'on retrouve à la Loi sur la Régie de
12 l'énergie. Donc, les enseignements de la Cour
13 suprême, à moins d'un cas exceptionnel, trouvent
14 applications dans un dossier comme celui qui nous
15 intéresse aujourd'hui.

16 La Cour suprême nous enseigne qu'en matière
17 de compétence, et ça, ça reste vrai. Ça l'était, on
18 se rappelle, dans le temps on disait : « Question
19 de compétence égale pas de déférence ». Mais quand
20 il est question de compétence, le décideur a une
21 marge de manoeuvre plus mince.

22 Alors, c'est ce que nous dit la Cour
23 suprême aussi récemment que fin deux mille dix-neuf
24 (2019). Et vous avez ça à l'onglet 2. Vous pourrez
25 lire le paragraphe 110. J'en lis la deuxième partie

1 avec vous, nous dit la Cour.

2 Ce qui importe, c'est de déterminer
3 si, aux yeux de la Cour de révision,
4 le décideur a justifié convenablement
5 son interprétation de la Loi, à la
6 lumière du contexte.

7 Moi, je souligne « À la lumière du contexte » et je
8 continue la citation :

9 Évidemment, il sera impossible, au
10 décideur administratif, de justifier
11 une décision qui excède les limites
12 fixées par les dispositions
13 législatives qui l'interprètent.

14 Alors, c'est ici la marge de manoeuvre un peu plus
15 mince dont dispose le décideur administratif
16 lorsqu'il statue sur sa propre compétence.

17 Ce que nous verrons, c'est que la première
18 formation a mis de côté une importante règle de
19 Droit et c'est celle, tout simplement, d'appliquer
20 la méthode moderne d'interprétation des lois dans
21 une vaste gamme de décisions de la Régie. La Régie
22 nous dit, et avec raison :

23 Aujourd'hui, il n'existe qu'une
24 méthode d'interprétation des lois.

25 Vous connaissez ce passage-là. C'est repris

1 également dans le dossier de la Cour suprême que je
2 vous mentionne souvent dans les décisions de la
3 Régie et ça, ça n'a pas été respecté. Tellement pas
4 respecté par la première formation qu'il n'en est
5 même pas question dans la décision. Et c'est grave,
6 c'est problématique.

7 Aucune référence dans la décision que nous
8 attaquons à l'intention du législateur. Quel
9 objectif poursuivait-il par le Projet de Loi 34?
10 Appelons-le comme ça ou la Loi 27 là. Ce sont des
11 synonymes pour aujourd'hui lorsque je m'exprimerai.
12 Aucun bienfait de cette loi n'est mentionné. Aucune
13 intention de simplifier n'est mentionnée. Aucun
14 objet, aucun contexte. On a tout simplement esquivé
15 la question. Pourtant, c'est une règle que la Régie
16 connaît très bien.

17 Il y a clairement, ici, donc, un vice de
18 fonds de nature à invalider la décision. Le motif
19 en étant que la première formation a mis à l'écart
20 une règle de Droit qui est très importante, qui est
21 celle tout simplement : Comment doit-on interpréter
22 convenablement une loi au Québec?

23 Ce qui ressort plutôt de la décision,
24 c'est... Vous lirez à tête reposée, le paragraphe
25 120 de D-2020-095, c'est qu'on a commencé par

1 établir le résultat auquel on voulait en arriver et
2 c'est que la compétence de la Régie doit demeurer
3 identique. Et par la suite, de toute évidence, on a
4 tenté de construire un raisonnement pour en arriver
5 à cette conclusion-là. Et le résultat, bien, c'est
6 carrément un vice de fonds de nature à invalider la
7 décision. Je m'explique.

8 La première formation est d'avis, donc,
9 qu'elle conserve la totalité de ses pouvoirs malgré
10 l'entrée en vigueur de la Loi sur la
11 simplification. Mais dans son analyse, elle a omis
12 de porter attention à l'objectif, le contexte,
13 l'intention du législateur en lien avec la nouvelle
14 loi. Et cela, fatalement, fausse son analyse.

15 L'article 19 de la Loi 27 est pourtant très clair :

16 Le législateur fixe dorénavant lui-
17 même les tarifs.

18 C'est le législateur qui fixe, via l'annexe 1 de la
19 Loi sur Hydro-Québec, les tarifs d'électricité. Il
20 a permis à la Régie de modifier l'annexe 1 dans
21 deux dossiers qu'il a nommés expressément. Et, ça,
22 on ne va, rarement, voir jamais ça dans une loi.
23 C'était très précis, c'était très clair. Deux
24 dossier R-4045 sur les cryptomonnaies et R-4091 qui
25 concernait le tarif pour le réseau autonome de

1 Inukjuak.

2 Deux dossiers et deux seuls qui sont nommés
3 dans la loi. Pourtant, la première formation s'est
4 fermée les yeux, à ajouter au texte pour ajouter le
5 dossier R-4041, tout simplement.

6 Alors la Loi sur la simplification est à
7 l'onglet 12. Vous le connaissez, j'en suis
8 convaincu, mais jetons quand même un oeil dans cet
9 article 19 qui est entré en vigueur dès le huit (8)
10 décembre deux mille dix-neuf (2019).

11 Et même si la première formation y voyait
12 quelque chose qui n'était pas claire, je pense que
13 ça ne résiste à aucune espèce d'analyse. La loi
14 nous dit, à l'article 19 :

15 Les dispositions de la Loi sur Hydro-
16 Québec et de la Loi sur la Régie de
17 l'énergie continuent de s'appliquer
18 telles qu'elles se lisaient avant leur
19 modification par la présente loi aux
20 dossiers R-4045 et R-4091 devant la
21 Régie.

22 C'est très explicite.

23 Toute décision rendue par la Régie
24 dans ces dossiers...

25 Ces dossiers c-e-s dossiers. Donc, ils réfèrent à

1 ces deux dossiers qu'on vient d'énumérer.

2 ...modifient l'annexe 1 de la Loi sur
3 Hydro-Québec en conséquence. Une telle
4 décision contient l'annexe modifié.

5 Pour en arriver à une conclusion qui diffère de
6 celle qui est évidente à la lecture même de la loi,
7 la première formation a dû faire des pirouettes
8 rhétoriques.

9 Comme je l'ai dit, elle a dû ajouter
10 illégalement au texte. Elle a littéralement ajouté
11 un dossier à l'énumération pourtant fermée faite
12 par le législateur.

13 Celui aurait pu utiliser des termes s'il
14 avait voulu que la Régie puisse déterminer elle-
15 même des dossiers dans lesquels elle va modifier
16 des tarifs.

17 Ces formules-là sont absentes, mais pas à
18 moitié absentes, totalement absentes. Aucune trace,
19 aucune disposition qui donnerait ouverture à un tel
20 exercice d'interprétation fait par la première
21 formation.

22 La première formation s'est trouvée à
23 fermer les yeux sur l'objectif poursuivi par le
24 législateur et d'ailleurs, elle ne l'a même pas
25 énoncé dans sa décision, et également, s'est fermée

1 les yeux sur l'économie de la loi.

2 Alors, je pense que ça vaut la peine que je
3 vous lise maintenant le paragraphe qu'on retrouve
4 donc dans l'arrêt Vavilov, mais que la Régie
5 connaît bien, parce que ça fait des années que la
6 Régie utilise les mêmes mots, exactement les mêmes
7 mots.

8 Alors, la méthode d'interprétation est la
9 suivante et je cite le paragraphe 117 de l'arrêt
10 Vavilov qui est à l'onglet 2 :

11 La cour qui interprète une disposition
12 législative le fait en appliquant le
13 « principe moderne » en matière
14 d'interprétation des lois, selon
15 lequel il faut lire les termes d'une
16 loi « dans leur contexte global en
17 suivant le sens ordinaire et
18 grammatical qui s'harmonise avec
19 l'économie de la loi, l'objet de la
20 loi et l'intention du législateur ».

21 Et là, on va prendre l'énumération ensemble si vous
22 le voulez bien.

23 Contexte global : c'est absent.

24 Sens ordinaire et grammatical : la première
25 formation ne l'a pas considéré, l'a carrément mis

1 de côté, sans même l'analyser.

2 Qui s'harmonise avec l'économie de la loi :
3 analyse absente.

4 L'objet de la loi : encore plus absente.

5 Et l'intention du législateur : presque
6 carrément absent sauf deux petites exceptions. En
7 fait, si vous cherchez le mot « législateur » dans
8 la décision, vous allez trouver quelques références
9 qui concernent l'analyse théorique faite par la
10 première formation quant à la rétroactivité des
11 lois.

12 Donc, on parlait du législateur en général
13 et non pas du législateur qui a adopté la loi
14 numéro 27.

15 Deux petites références. Paragraphes 110 et
16 117, mais même là, on n'énonce même pas quelle est
17 l'intention du législateur.

18 C'est frappant que la première formation,
19 dans le contexte d'une nouvelle loi qui modifie de
20 façon significative les pouvoirs de la Régie de
21 l'énergie, une loi qui entre en vigueur six jours
22 après sa décision, n'en ait même pas fait mention
23 dans sa décision.

24 C'est grave et je répète, c'est fatal à la
25 décision D-2020-095.

1 Alors, voyons encore l'arrêt Vavilov et là,
2 je vais regarder les paragraphes 120 et 122. On
3 nous dit au paragraphe 120 :

4 Or, quelle que soit la forme que prend
5 l'opération d'interprétation d'une
6 disposition législative, le fond de
7 l'interprétation de celle-ci par le
8 décideur administratif doit être
9 conforme à son texte, à son contexte
10 et à son objet.

11 En ce sens, les principes habituels
12 d'interprétation législative
13 s'appliquent tout autant lorsqu'un
14 décideur administratif interprète une
15 disposition.

16 Donc, ça s'applique au décideur administratif.

17 Par exemple, lorsque le libellé d'une
18 disposition est « précis et non
19 équivoque », son sens ordinaire joue
20 normalement un rôle plus important
21 dans le processus d'interprétation.

22 On n'a même pas un mot là-dessus dans la décision
23 que nous attaquons. Et à la fin du paragraphe 120 :

24 Il incombe au décideur de démontrer
25 dans ses motifs qu'il était conscient

1 de ces éléments essentiels.

2 Impossible de conclure ça aujourd'hui quant à la
3 décision D-2020-95.

4 Le texte de la loi, au niveau de l'article
5 19, il est clair. Et l'objectif qui n'est pas
6 énoncé dans la décision, c'est quand même un
7 objectif de simplifier.

8 La loi s'appelle : « Loi visant à
9 simplifier le processus d'établissement des
10 tarifs ». On la surnomme « La Loi sur la
11 simplification.

12 Dans la décision, vous ne trouvez pas ces
13 mentions : pourquoi le législateur voulait-il
14 simplifier et comment la décision de la première
15 formation serait-elle en harmonie avec cette
16 volonté du législateur de simplifier? Parce qu'à
17 première vue, ça ne simplifie rien. On a poursuivi
18 comme avant, en ignorant les dispositions de la
19 Loi, donc, en ne simplifiant rien.

20 Puis je vous réfère aux commentaires de
21 madame Caron en réponse aux dernières questions,
22 c'était quand même de dire : il y a des avantages
23 aussi à avoir un nouveau régime législatif qui
24 pourrait nous permettre de prendre plus de temps
25 pour analyser certaines questions; ici, puis ça

1 aurait été un exemple parfait.

2 Je continue avec le paragraphe 122. Non, je
3 m'excuse, avant de passer à 122, je voulais
4 souligner le paragraphe 118, à la ligne 4 et je
5 cite :

6 Nous dit la Cour suprême : les
7 personnes qui rédigent et adoptent des
8 textes de Loi s'attendent à ce que les
9 questions concernant leur sens soient
10 tranchées à la suite d'une analyse qui
11 tient compte du libellé, du contexte
12 et de l'objet de la Loi concernée, que
13 l'entité chargée d'interpréter la Loi
14 soit une cour de justice ou un
15 décideur administratif.

16 Une méthode de contrôle selon la norme
17 de la décision raisonnable...

18 et je répète qu'on est assez semblable à ça
19 ici, en matière de vice de fond.

20 ... qui respecte l'intention du
21 législateur doit donc tenir pour
22 acquis que les instances chargées
23 d'interpréter la Loi, qu'il s'agisse
24 des cours de justice ou des décideurs
25 administratifs, effectueront cet

1 exercice conformément aux principes
2 d'interprétation susmentionnés.

3 Je répète, ça n'a pas été fait. Pas à
4 moitié fait, pas mal fait, pas fait.

5 Et enfin, dernier bout sur l'arrêt Vavilov,
6 et ça, c'est la mise en garde que fait la Cour à
7 tous les tribunaux judiciaires comme
8 administratifs, la cour nous dit :

9 Toutefois, s'il est manifeste que le
10 décideur administratif aurait pu fort
11 bien arriver à un résultat différent
12 s'il avait pris en compte un élément
13 clé du texte, du contexte ou de
14 l'objet d'une disposition législative,
15 le défaut de tenir compte de cet
16 élément pourrait alors être
17 indéfendable et déraisonnable dans les
18 circonstances.

19 Et la cour nous met en garde même contre, à
20 la suite de ça, contre une possible perte de
21 confiance à l'égard des tribunaux en général.

22 Un bref mot sur le régime transitoire qui,
23 pour la première formation, souffrait de certaines
24 ambiguïtés. Pourtant, quand on regarde l'économie
25 de la Loi 27, l'intention du législateur de

1 simplifier, on peut simplement lire d'ailleurs pour
2 trouver l'intention du législateur, on n'a pas
3 besoin de faire des démarques, là, ésotériques, on
4 peut lire les notes explicatives du projet de Loi
5 et on voit que c'est pour simplifier. On voit que
6 le législateur avait fermé la porte. Donc, lors de
7 l'entrée en vigueur de la Loi, les tarifs sont ceux
8 que la Régie avait fixés et aucun autre, on ne
9 pouvait plus les modifier jusqu'au trente et un
10 (31) mars deux mille vingt (2020) et par la suite,
11 ça c'est l'article 19 qui s'applique sur l'annexe
12 I.

13 Le législateur avait permis à la Régie de
14 modifier, oui, certains tarifs dans cet intervalle,
15 encore une fois pour deux dossiers qu'il avait
16 expressément identifiés, mais ce n'est pas le cas
17 du dossier R-4041.

18 La première formation d'ailleurs s'est posé
19 la mauvaise question dans son analyse, lorsqu'elle
20 se demande comme première question : est-ce que...
21 et là, je suis dans la table des matières de
22 2020-095 : est-ce que les modifications apportées
23 par la Loi sur la simplification ont pour effet
24 d'invalider la décision D-2019-164? Personne n'a
25 jamais prétendu, en tout cas, pas du côté d'Hydro-

1 Québec que la Loi 27 avait invalidé la décision
2 D-2019-164.

3 Et je peux me permettre de réitérer ce que
4 madame Caron a indiqué tantôt. Vous regarderez dans
5 notre requête, il y a, à la fin, une demande de
6 prendre acte de l'engagement du Distributeur de
7 déposer notre proposition concernant GDP Affaires
8 dans le cadre du dossier tarifaire 2025.

9 Donc, ce que nous avons dit, c'est que la
10 compétence de la Régie ne peut pas s'exercer
11 maintenant, elle pourra s'exercer en deux mille
12 vingt (2020).

13 Donc, il n'était pas question d'invalidiser
14 quelque décision que ce soit, mais bien d'y donner
15 suite dans le forum approprié qu'a déterminé le
16 législateur.

17 On note d'ailleurs que la plupart des
18 intervenants, voire tous, mais j'ai confiance que
19 si ce n'est pas tous on me corrigera, étaient
20 d'avis qu'un décret gouvernemental était nécessaire
21 pour permettre à la première formation de continuer
22 son étude du tarif. Alors, c'était ce que la
23 première formation nous a sorti comme raisonnement,
24 elle n'était pas appuyée par quelque participant
25 que ce soit. Alors, ça complète pour le motif un.

1 Pour le motif 2 qui est, dans le fond, la
2 conclusion de la Régie à l'effet que l'Article 53
3 de la loi vient interdire au Distributeur de
4 poursuivre le déploiement de son programme
5 considérant la décision D-2019-164 qui en fixe la
6 nature tarifaire.

7 Le texte de l'Article 53 nous dit bien que
8 le Distributeur ne peut convenir avec un client de
9 Tarifs et conditions autres que ceux fixer par la
10 Régie dans un tarif. Or, la Régie n'a fixé aucun
11 tarif. Selon les dires de la première formation,
12 non seulement le tarif n'a-t-il pas été fixé, mais
13 l'examen de ce tarif-là n'a même pas débuté. Ça,
14 c'est la première formation qui l'a dit dans la
15 décision.

16 Alors, la loi nous parle d'un tarif ou
17 condition fixé par la Régie d'un tarif qui n'est
18 pas fixé par la Régie. Pas d'un tarif qui n'est pas
19 encore fixé par la Régie. Pas d'un tarif qui
20 pourrait être fixé par la Régie. Et non plus un
21 tarif que la Régie a l'intention de fixer. Fixé,
22 est au passé composé et ça nécessite qu'il existe
23 un tarif pour qu'on puisse considérer qu'on
24 contrevient à ça ou qu'on offre des conditions
25 autres.

1 Je vous donne un exemple. En deux mille
2 dix-huit (2018), les conditions de service
3 d'électricité ont été modifiées par la Régie suite
4 à une demande du Distributeur. Celui-ci voulait
5 demander à la Régie de codifier les frais
6 applicables à une demande de déplacement du réseau
7 faite par les clients.

8 Avant deux mille dix-huit (2018), ce
9 n'était pas dans les Tarifs et conditions. Le
10 Distributeur facturait le coût de ses travaux sans
11 l'appuyer de dispositions réglementaires ou
12 tarifaires. La Régie a accepté la demande du
13 Distributeur. Ces frais-là sont maintenant... on
14 les retrouve dans les Conditions de service pour un
15 déplacement de réseau.

16 Est-ce pour autant qu'avant le Distributeur
17 offrait des Conditions ou des Tarifs différents de
18 ceux qu'aurait pu fixer la Régie? Eh! Bien, non,
19 parce que c'est pas écrit « qu'aurait pu fixer la
20 Régie. » C'est écrit « fixés par la Régie. »

21 Alors, vous avez un exemple contemporain où
22 la réglementation a codifié certaines règles dans
23 les Conditions de service. D'ailleurs Tarifs ou
24 Conditions, les deux sont visés par l'article 53 et
25 personne n'a jamais considéré que, avant que ce

1 soit codifié, le Distributeur contrevenait à
2 l'article 53.

3 Au contraire, la réglementation évolue et
4 ça peut se faire dans un contexte beaucoup plus
5 serein que celui tendu dans lequel nous maintient
6 la première formation.

7 Encore ici, encore ici, la première
8 formation, il faut se rappeler là. Elle s'est
9 saisie d'une question concernant la nature du
10 programme. Elle défait vingt (20) ans de pratique
11 sur les... de ce programme-là en matière
12 d'efficacité énergétique à payer des appuis
13 financiers aux clients basés sur les coûts évités
14 dans le cadre d'un programme là, il n'y a rien de
15 nouveau dans ça.

16 M'avez-vous perdu? Oui. Je continue. Donc,
17 payer des appuis financiers aux clients basés sur
18 des coûts évités, il n'y a rien de nouveau dans ça.
19 Pourtant, on défait vingt (20) ans de pratique.
20 Soit! Soit! C'est maintenant un tarif. Ça devrait
21 maintenant être un tarif qu'il faudrait maintenant
22 codifier dans le texte des tarifs. Mais, pour
23 autant, était-on par le passé illégal? On n'arrive
24 pas à faire le lien.

25 Alors, quand on fait une décision aussi

1 importante que de mettre de côté vingt (20) ans
2 d'expérience à la... vingt (20) ans où la Régie a
3 approuvé tous les coûts relatifs au programme. À
4 tout le moins, encore ici, on aurait... on aurait
5 eu droit dans la décision à l'utilisation de la
6 méthode d'interprétation des lois.

7 Et c'est encore une fois absent. L'article 53,
8 pourquoi a-t-il été adopté? Quel était l'objectif
9 du législateur? Pourquoi voulait-il interdire au
10 Distributeur de convenir avec des clients, leurs
11 dispositions autres que celles des tarifs? Par quel
12 contexte que ça s'applique? C'est quoi l'économie
13 de la loi? C'est quoi l'objet de la loi? C'est quoi
14 le contexte? Bien, c'est encore une fois absent.
15 Vous ne retrouverez même pas d'analyse dans la
16 décision sur ça et c'était requis.

17 Quand on interprète une loi, surtout dans
18 le contexte que je vous décris et surtout dans un
19 contexte où l'article 53, il est très, très, très
20 peu appliqué par la Régie. Celle-ci, oui, c'est
21 dans sa loi constitutive, elle n'est pas
22 responsable de son application. On ne s'est jamais
23 prononcé sur ça dans le passé.

24 Bien, on aurait été en droit de voir
25 pourquoi la première formation considère que le

1 résultat auquel elle en arrive, compte tenu de
2 l'objectif du législateur, se justifie, et elle ne
3 l'a carrément pas fait. Même chose, même défaut
4 fondamental que pour le premier motif.

5 Et on ne voit pas ça souvent dans les
6 travaux de la Régie. Nous... moi, je travaille avec
7 vous depuis tant d'années et, habituellement, on a
8 cette analyse-là et la Régie explique quels sont
9 les fondements de ses décisions. Elle tient compte
10 de l'intention du législateur, c'est pratique
11 courante.

12 Alors, c'est très surprenant pour nous. Et
13 je pense, pour tous les participants aux travaux de
14 la Régie, de voir que pour ces deux questions
15 importantes-là, la première formation ne s'est même
16 pas posé la question ou les questions pertinentes
17 relatives à comment doit-on interpréter la loi? Et
18 pourquoi en arrive-t-on à un tel résultat?

19 Encore une fois, on a l'impression que ça a
20 été... c'est du « back arguing », comme on le dit
21 en anglais. On a commencé par le résultat qui est
22 interdire au Distributeur. On voit ça dans la
23 décision, il doit s'y soumettre. Encore une fois,
24 un contexte adversarial inutile plutôt que de
25 commencer par dire quelle est la loi? D'où ça

1 vient, cette loi-là? Pourquoi c'est là? Et est-ce
2 que ça s'applique à la situation?

3 On a procédé à l'envers et encore une fois,
4 c'est fatal, ça constitue certainement un vice de
5 fonds de nature à invalider la décision, même,
6 encore une fois, ici, mise à l'écart d'une règle de
7 Droit qui est très importante, on en conviendra
8 tous.

9 Je passe au « Motif 3 ». Alors, prenons un
10 pas de recul. On est saisi, ici... Nous sommes
11 tous... nous travaillons dans un dossier où nous
12 devons regarder une décision. Mais regardons la
13 question de la GDP avec un certain pas de recul
14 pour s'observer nous-mêmes.

15 Nous sommes en présence d'un programme qui
16 fonctionne bien, comme le dit monsieur Chakra,
17 depuis deux mille quinze (2015), qui va bien.
18 Depuis longtemps, les formations de la Régie ont
19 approuvé cette façon de faire-là en vertu du
20 fonctionnement d'un programme.

21 Comme je le disais tantôt, il n'y a rien de
22 très complexe, fondamentalement, à ce programme-là.
23 Des clients, des PME, et certaines plus grosses
24 entreprises, par exemple, au Tarif LG, s'effacent
25 en pointe. Et le Distributeur les rémunère en

1 versant un appui financier basé sur les coûts
2 évités.

3 Ça, là, moi... Moi, je fais de l'efficacité
4 énergétique depuis deux mille deux (2002), deux
5 mille trois (2003), je pense là. Il n'y a rien de
6 surprenant dans ça là, les tests économiques sont
7 basés là-dessus. Alors, c'est connu, ça existe
8 partout. Vous êtes certainement au courant qu'à peu
9 près toutes les juridictions ont des programmes de
10 gestion de puissance. C'est, finalement, un
11 programme de gestion de puissance qu'on appellerait
12 vanille, qui est communément retrouvé dans
13 l'industrie.

14 La première formation se saisit de la
15 question et veut absolument se prononcer sur la
16 nature de ces activités-là. Soit, alors on fait un
17 débat. Ça prend un an de délibéré pour avoir une
18 décision qui conclut que la nature n'est pas un
19 programme, mais bien un tarif.

20 Et pendant tout ce déroulement-là qui a
21 duré deux ans, bien, on doit multiplier les
22 ordonnances de sauvegarde. Tantôt, on met des
23 restrictions sur le nombre de participants. Tantôt,
24 on met un plafond au nombre de mégawatts. On dit
25 aux participants : « Bien, n'en faites pas plus. »

1 Ce n'est pas souhaitable ça en
2 réglementation : N'en faites pas plus, on vous met
3 des plafonds! La première formation n'a pas donné
4 de poids à travers l'ensemble de ses décisions aux
5 impératifs commerciaux dont vous avez eu un bon
6 résumé aujourd'hui dans le témoignage de monsieur
7 Chakra.

8 Donc, deux ans et demi que s'est commencé
9 et on piétine encore. On est encore au premier but.
10 Il faudrait maintenant commencer un dossier
11 tarifaire complet devant la même formation qui nous
12 maintient artificiellement dans un état
13 d'incertitude qui persiste.

14 Et, à un moment donné, il y a une limite à
15 cette façon d'exercer la juridiction d'une
16 formation.

17 En plein milieu du dossier, le législateur
18 intervient pour simplifier. La première formation,
19 bien, on n'a pas de son, pas d'image, suite à cette
20 nouvelle loi-là.

21 Six jours après sa décision, la nouvelle
22 loi entre en vigueur. Pas de son pas d'image.

23 Pourtant, une formation de la Régie saisie
24 du dossier R-4100 présente des similitudes avec ces
25 questions-là a immédiatement communiqué avec tous

1 les participants pour connaître leur point de vue.

2 Et le dossier R-4100, qui est celui de la
3 demande tarifaire qui avait été initiée par les
4 intervenants à l'automne deux mille dix-neuf (2019)
5 a fini par connaître son dénouement.

6 La Régie s'est prononcée sur un ensemble
7 assez imposant de questions et le dossier est
8 terminé maintenant.

9 Mais ici, c'est incompréhensible que la
10 première formation ne se soit même pas manifestée.

11 Donc, le législateur intervient pour
12 simplifier. On ne simplifie rien. On nous rend une
13 décision qui ignore le texte de la loi qui
14 n'applique même pas la méthode d'interprétation des
15 lois que la Régie applique pourtant tout le temps.

16 Et là, bien est ici aujourd'hui, on est
17 obligés de se présenter ici, bien que
18 virtuellement, pour vous soumettre une demande de
19 révision, pour vous soumettre une ordonnance de
20 sursis d'exécution de la décision. Tout ça aurait
21 pu être évité. Alors, tout ça, parce qu'on veut que
22 simplement les PME et d'autres entreprises
23 s'effacent en pointe.

24 On s'embourbe, on piétine, on fait du sur
25 place, on s'enfonce, on s'enfarge. C'est ça le

1 déroulement du dossier qu'on a vécu jusqu'à
2 maintenant avec la première formation et ça doit
3 cesser et on fait appel à vous pour ça. C'est le
4 motif 3.

5 Alors, il y a certainement un débat sérieux
6 à faire sur la façon dont la Régie exerce ses
7 compétences dans le présent dossier, notamment avec
8 l'article 5 de la Loi sur la Régie et avec le lien
9 avec les autres compétences de la Régie en matière
10 d'approvisionnement.

11 Alors, le Distributeur ici n'est pas traité
12 équitablement. Les clients ne sont pas protégés. On
13 nuit à un bon programme qui a des impacts
14 importants sur la suffisance des approvisionnements
15 que la Régie est pourtant chargée de surveiller.

16 Alors, ici, on multiplie les dossiers
17 théoriques sur la nature d'un programme qui
18 pourtant va bien, mais on oublie, et je pense que
19 c'est une erreur fondamentale de la première
20 formation, on oublie que ce programme-là, il
21 s'adresse à de vrais entrepreneurs, de vrais
22 entreprises, de vrais clients qui ont des vrais
23 besoins, qui ont des vrais investissements à faire
24 pour vraiment s'effacer en période de pointe et qui
25 ont besoin, comme l'a dit de façon très claire

1 monsieur Chakra, de prévisibilité, de stabilité et
2 qu'on ait des pratiques qui soient constantes dans
3 le temps. Encore plus vrai dans le contexte post-
4 Covid.

5 Alors, en bref, le Distributeur et les
6 participants à des GDP Affaires sont pris en otage
7 par l'effet des décisions de la première formation
8 qui, je le répète, nous maintient dans un état
9 d'incertitude constant et ça doit cesser.

10 Alors c'est le motif 3, ça termine sur le
11 motif 3.

12 Maintenant, au niveau des préjudices, je
13 vais être plus bref sur ce point-là, puisque c'est
14 une question factuelle. Vous avez entendu les
15 témoignages de madame Caron et de monsieur Chakra
16 sur la question.

17 Je dirai simplement que dans la décision D-
18 2016-050 qui est à l'onglet 4 du Cahier
19 d'autorités, la Régie était saisie d'une question
20 qui présente beaucoup de similitudes avec notre
21 présent dossier, donc, une ordonnance de sursis
22 d'exécution. Et c'était un peu la même chose
23 qu'aujourd'hui, à savoir, que si on doit donner
24 suite à une décision d'une première formation pour
25 modifier les tarifs, bien ce sont des heures qui,

1 si nous avons gain de cause en révision, seront
2 dépensées en vain.

3 Donc, on va allouer des ressources
4 importantes et spécialisées du Distributeur pour
5 répondre à ces demandes-là de la Régie, mais si la
6 demande de révision que nous vous formulons est
7 accueillie, on aura fait ça pour rien.

8 Vous pourriez me dire : « Oui, mais, Maître
9 Tremblay, vous allez pouvoir recycler ce travail-là
10 aux fins de vous adresser à nous en deux mille
11 vingt-cinq (2025) comme le Distributeur s'y
12 engage. ».

13 Eh bien non. Comme l'a dit madame Caron,
14 ces éléments-là devront vraisemblablement être
15 refaits pour la plupart.

16 Exemple, tout ce qui concerne les sondages
17 ou l'évaluation auprès de nos clients, bien ça va
18 évoluer ça. Alors, dans cinq ans, ça ne sera pas la
19 même situation qu'aujourd'hui. Va falloir de toute
20 façon refaire ça.

21 Alors, ce n'est pas du travail qu'on peut
22 dire qui va être mis en banque et qu'on pourra tout
23 simplement réutiliser par la suite. Ce n'est pas la
24 situation. Le témoignage de madame Caron est clair
25 là-dessus. Il s'appuie sur l'évaluation qu'elle a

1 faite du temps requis et de l'effort requis pour
2 donner suite et également sur son expérience du
3 fait que dans ces matières-là qu'on doit avoir, et
4 c'est ses mots, une certaine contemporanéité,
5 c'est-à-dire qu'on doit présenter un dossier qui
6 s'appuie sur les faits qui sont contemporains et
7 qui ne vont pas remonter à cinq (5) ans. Ça ne
8 serait même pas jugé acceptable par la Régie, si on
9 se fie à l'état actuel de vos exigences dans les
10 dossiers, qui sont bien fondées.

11 Alors, le témoignage, le fait, c'est que ça
12 ne sera pas possible de recycler tout ça. Ça va
13 être réellement un préjudice que nous subirons
14 d'avoir eu à travailler, nous, et tous les
15 participants au dossier de la Régie en vain, si
16 nous avons gain de cause.

17 Deuxième préjudice, c'est celui que
18 monsieur Chakra a mentionné, à savoir que, et c'est
19 en lien aussi avec le motif 3. Nous avons eu assez
20 d'incertitudes dans ce dossier-là.

21 Monsieur Chakra, je pense qu'il ne pouvait
22 pas être plus clair qu'il ne l'a été. Les clients
23 ont besoin d'être rassurés. Puis quand on parle aux
24 clients, on veut s'engager. Alors, quand il a dit
25 que oui, le guide du participant mentionne que le

1 programme pourrait évoluer dans le futur, oui,
2 c'est vrai, il y a ça dans à peu près tous nos
3 guides. Mais lorsqu'on verse l'appui financier, on
4 s'engage. On ne fera pas évoluer l'appui financier
5 cette année. Alors, quand on dit : on va vous
6 verser soixante-dix dollars (70 \$), on va verser
7 soixante-dix dollars (70 \$). On ne va pas revoir le
8 client, dans le futur pour lui dire : ah,
9 finalement, ça a été fixé à cinquante-deux dollars
10 et cinquante (52,50 \$), donc, on va devoir vous
11 demander un chèque de remboursement, parce que
12 c'est ça la solution que nous propose la première
13 formation. Je vais vous permettre... bien en fait,
14 je vais adopter, si vous me le demandez un tarif
15 provisoire.

16 Qu'est-ce qu'un tarif provisoire? Bien,
17 Monsieur Turgeon, je pense que je ne vous
18 surprendrai pas, parce que je vais référer à une
19 décision que... dont vous avez été l'un des
20 décideurs, le trente (30) juillet dernier, dans une
21 affaire de Gaz Métro, c'est la décision D-2020-081
22 et je vous réfère aux paragraphes 197, 207 et 208
23 de cette décision-là qui établit très clairement
24 que des tarifs provisoires, et ça, c'est la
25 solution qu'a identifiée la première formation,

1 paragraphe 197, vers le milieu :

2 Ce pouvoir tarifaire s'accompagne
3 également d'un pouvoir implicite de
4 revisiter les composantes de ce tarif
5 provisoire dans la décision finale,
6 laquelle disposera de la preuve au
7 mérite.

8 Paragrapes 207 puis 208, je cite seulement
9 un des deux paragraphes, 208. Donc, on nous dit que
10 le tarif provisoire n'a pas d'effet définitif
11 puisque :

12 Elle demeure soumise au pouvoir
13 discrétionnaire de la formation qui
14 l'a rendue, de la confirmer, la
15 renverser ou la modifier
16 rétroactivement...

17 Rétroactivement :

18 ... jusqu'au moment de sa première
19 dénonciation dans la décision finale
20 postérieure.

21 Donc, nous ne connaissons le sort de ces
22 tarifs provisoires qu'à l'issue du complet exercice
23 que se propose de faire la première formation.
24 Donc, on va encore demeurer dans l'incertitude
25 pendant très longtemps, si on en suit... si le

1 passé est garant de l'avenir et surtout, on va
2 devoir réajuster rétroactivement, on pourrait
3 devoir réajuster rétroactivement l'appui financiers
4 et les conditions pour les clients. C'est
5 inacceptable.

6 Référez-vous au témoignage de monsieur
7 Chakra, on ne veut pas déployer des programmes dans
8 ces circonstances-là. D'ailleurs, on n'invente pas
9 ça aujourd'hui pour les fins de notre demande de
10 révision par opportunisme. Vous avez bien compris
11 du témoignage de monsieur Chakra qu'on n'a pas
12 voulu aller dans cette voie-là, lorsque la première
13 formation a levé certaines restrictions de
14 l'ordonnance de sauvegarde, parce que c'était
15 encore une fois trop incertain. Et nous, quand on
16 prend un engagement auprès d'un client, on veut que
17 ça soit un engagement ferme.

18 Alors, la solution de la première formation
19 là-dessus, bien on la connaît, hein, c'est au
20 paragraphe 24 de la décision D-2019-092. Bien, vous
21 n'avez qu'à informer les clients que c'est sujet à
22 changement puis quand ils s'engageront, bien ils
23 s'engageront en toute connaissance de cause.

24 Mais ce n'est pas comme ça qu'on déploie un
25 programme. Il n'y a aucune espèce de preuve qui a

1 été administrée à quelque moment que ce soit,
2 devant la première formation sur laquelle elle
3 pouvait prendre appui pour décider ça.

4 Pour nous, on ne veut pas prendre des faux
5 engagements à l'égard des clients. Monsieur Chakra
6 vous l'a dit, ça crée de l'incertitude. Ça nous
7 empêche d'aller de l'avant avec un bon programme.
8 Ça nous empêche d'aller livrer les cibles qu'on
9 s'est fixées pour ce programme-là.

10 Le rôle de la Régie, c'est pas de mettre
11 des bâtons dans les roues des programmes du
12 Distributeur. Le rôle de la Régie, qu'elle joue
13 bien habituellement, c'est d'entamer des dialogues
14 qui sont requis pour déterminer collectivement la
15 meilleure façon de livrer certaines activités.

16 Ici, soit, on a parlé de programme versus
17 tarif, mais ça ne doit pas générer en des dossiers
18 qui ne finissent plus. Après deux ans et demi, on
19 est encore au premier but. C'est pas là qu'on veut
20 s'en aller. Et on ne veut pas cette incertitude-là
21 qui va perdurer pendant tant d'années. C'est un
22 réel préjudice, tout comme le premier qu'on
23 subirait.

24 Je pense que ce préjudice-là est sérieux,
25 de toute évidence. Si vous n'étiez pas convaincu

1 qu'il est sérieux, bien à tout le moins, c'est un
2 préjudice qui est irréparable parce que ce qu'on ne
3 sera pas capable d'atteindre avec la clientèle pour
4 cette année, on ne pourra jamais revisiter le
5 passé. Il va falloir acquérir d'autres
6 approvisionnements. Et certains intervenants vous
7 feront, je pense, des représentations sur le
8 caractère environnemental de la chose.

9 Nous passons maintenant au dernier critère
10 qui est la balance des inconvénients. Alors,
11 évidemment, si je vous ai convaincu que nous avons
12 un droit clair à la révision pour les motifs que
13 j'ai élaborés, bien on n'examine pas ce critère-là.
14 Autrement, je pense quand même qu'il ne fait aucun
15 doute que notre demande n'est pas vouée à l'échec,
16 et ce, pour les trois motifs.

17 Donc, on aurait à ce moment-là ici à faire
18 un exercice pour soupeser, d'une part, le préjudice
19 que nous subirions si l'ordonnance n'était pas
20 rendue, avec le préjudice que l'autre partie
21 subirait dans ces circonstances. Et réciproquement,
22 si l'ordonnance est rendue, soupesez l'avantage que
23 nous aurions, le préjudice évité, versus les
24 désavantages que subirait l'autre partie.

25 Hein! Quand je dis « l'autre partie » je

1 Distributeur qui les paie puisse que nous sommes
2 maintenant dans un régime de fixation des prix,
3 donc en anglais « price cap », je m'excuse, très
4 prononcé où la loi fixe elle-même les tarifs. Et ça
5 ne tiendra pas compte de ces sommes-là. Donc, les
6 clients ne paieront pas ces coûts-là avant que la
7 Régie se prononce en deux mille vingt-cinq (2025)
8 dans le nouveau... dans le dossier tarifaire deux
9 mille vingt-cinq (2025).

10 Personne, y compris l'ensemble de la
11 clientèle ne peut subir quelque préjudice que ce
12 soit. Et rendu en deux mille vingt-cinq (2025), on
13 va proposer une solution. La Régie va pouvoir
14 l'examiner, mettre en vigueur un tarif qui va à ce
15 moment-là être approuvé par la Régie après des
16 analyses qui auront été requises.

17 Alors, pour toutes ces raisons, ce qu'on
18 vous demande aujourd'hui, c'est de prononcer une
19 ordonnance de sursis d'exécution de toutes les
20 conclusions de la décision D-2020-095. L'effet de
21 cette ordonnance de sursis serait le suivant. Une
22 déclaration d'illégalité en vertu de l'article 53
23 serait, évidemment, sans effet, serait suspendue.

24 Également, ce qui fait l'objet de notre
25 premier motif, donc la démarche de fixation des

1 tarifs serait également suspendue de sorte que le
2 Distributeur pourra continuer à administrer son
3 programme, à en faire la promotion, mais avec
4 monsieur Chakra et son équipe, auprès de la
5 clientèle pour, à tout le moins, l'hiver qui vient.

6 Ce qu'on recherche, c'est plus de stabilité
7 pour plus longtemps, mais à tout le moins pour
8 l'hiver d'ici. Donc, ça aura comme effet de nous
9 permettre de continuer ce programme-là et d'avoir
10 l'opportunité de vous présenter notre demande de
11 révision.

12 Alors, si nous avons gain de cause sur
13 notre demande de révision, et bien, nous nous
14 reverrons donc en deux mille vingt-cinq (2025), ou
15 avant pour préparer le dossier, évidemment, avec un
16 dossier réglementaire. D'ici là, nous pourrons
17 continuer d'administrer le programme et d'attribuer
18 l'aide financière aux clients, et de prendre de
19 vrais engagements et laisser l'équipe de monsieur
20 Chakra travailler. Donc, ça sera ça l'effet de
21 l'ordonnance de sursis.

22 Alors, ça termine les représentations que
23 je voulais vous faire. Je vous remercie de votre
24 écoute et si vous avez des questions, il nous fera
25 plaisir d'y répondre.

1 LE PRÉSIDENT :

2 Merci, Maître Tremblay. J'ai peut-être une
3 interrogation, si vous me le permettez, que je veux
4 partager avec vous. Cette interrogation pourrait
5 être, à la fois, un demi-commentaire et demi-
6 question, Maître Tremblay.

7 Je vous ramène au paragraphe 66 de votre
8 demande dans laquelle vous nous demandez d'émettre
9 une ordonnance de sursis à l'égard du programme de
10 GDP. Et j'ai bien compris, de la part de votre
11 panel, que le Distributeur ne remettait pas, en
12 fait, en question la décision D-2019-164 et dans
13 les faits, ça n'a pas été emmené en révision.

14 Quelle est la mécanique, selon vous, pour
15 que je, comme décideur, comme décideur
16 administratif, que... Je connais bien... Je ne
17 connais pas dans les détails le dossier 41, mais je
18 connais quand même les décisions que cette
19 formation-là, que ce dossier-là, a emmenées.

20 Alors, comment je peux arriver d'écarter
21 l'application d'une décision dont les ordonnances
22 n'ont pas été emmenées en révision et l'ordonnance
23 du paragraphe 200, je pense là, il faudrait que je
24 refouille sur mon projet de décision, qui vient
25 statuer sur la nature de l'offre que vous appelée

1 un programme pendant des années et qui, maintenant,
2 devient, selon la décision D-2019-100, la nature
3 n'est plus présumée. La nature est... Au niveau
4 réglementaire, est décidée, ça doit devenir un
5 tarif.

6 Alors, comment je fais, moi, maintenant,
7 cinq mois plus tard, sept mois plus tard, neuf mois
8 plus tard, pour concilier juridiquement
9 l'ordonnance de statut... de nature versus ce que
10 vous me demandez de faire, c'est de dire de
11 poursuivre avec un programme? Est-ce que... Je n'ai
12 peut-être pas été clair. Est-ce que c'est clair
13 pour vous?

14 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

15 Ça va. Le délai n'était pas que j'étais stupéfait
16 par votre question, mais j'essayais de cliquer sur
17 le bouton de mon micro. Alors, je comprends très
18 bien votre question, Monsieur le Président de la
19 Formation.

20 Il faut vraiment regarder, je pense, la
21 séquence des événements à caractère juridique dans
22 cette affaire-là et leur portée. Alors, je
23 commencerais peut-être par vous dire que... La
24 question qu'on a à se poser, ici, et celle que la
25 première formation avait à se poser aussi, n'est

1 pas très différente de celles... de celles au
2 pluriel, que nous nous sommes posées dans le
3 dossier R-4100 puisque les ordonnances, il y en
4 avait... Je ne me souviens plus du chiffre là, mais
5 il y en avait des dizaines qui étaient à l'étude.
6 Alors, on vous a fourni des tableaux qu'on a même
7 complétés, parce qu'on en avait même oubliées.

8 La Régie en a identifiées en plus de celles
9 qu'on avait identifiées. Les intervenants aussi en
10 ont ici identifiées.

11 Alors, on a identifié des dizaines
12 d'ordonnances de la Régie qui avaient le même
13 statut que l'ordonnance qu'a rendu la première
14 formation. « Faites un suivi de ci. Déposez tel
15 ajustement au tarif. Faites ceci. Faites cela. ».

16 Alors, on a fait cet exercice-là dans le
17 dossier R-4100 et on se serait attendu à ce que la
18 première formation fasse un exercice semblable.

19 Donc, on n'a rien inven... Il n'y a rien
20 dans le fond d'extraordinaire par rapport au
21 dossier R-4100 qui se produit dans notre dossier
22 présent.

23 C'est-à-dire que la Régie rend certaines
24 ordonnances. Maintenant, la nouvelle loi est entrée
25 en vigueur, le législateur aurait pu choisir de

1 préserver la loi ancienne pour ce dossier-là. Il ne
2 l'a pas fait. Hein? Il l'a fait pour deux dossiers,
3 mais pas pour celui-là.

4 Alors, c'est la même chose que pour
5 l'ensemble des autres ordonnances qu'on a à
6 examiner. Celle-là, on lui donnera suite.

7 Elle ne devient pas invalide. J'insiste sur
8 ça. Elle ne devient pas invalide, mais la Régie
9 pourra fixer un tarif conformément à la nouvelle
10 loi, c'est-à-dire en deux mille vingt-cinq (2025).

11 Donc, toutes ces ordonnances-là ont le même
12 statut et celle-là n'est pas différente des autres.

13 D'ailleurs, on aurait très bien pu traiter
14 de celle-là dans le dossier R-4100, mais comme il y
15 avait une formation qui en était saisie, on a dit :
16 « Bon bien, cette formation-là elle est mieux
17 placée que la formation du dossier R-4100 pour en
18 disposer, puisqu'elle connaît l'ensemble des
19 tenants et aboutissants du dossier. ».

20 Par contre, on a eu le résultat avec les
21 erreurs et les vices de fond que je vous ai
22 mentionnés.

23 Donc, oui, la première formation nous dit :
24 « Il faut maintenant codifier ça dans un tarif et
25 on va le faire en deux mille vingt-cinq (2025). ».

1 Ce n'est pas différent. Il y a un paquet de
2 dossiers où la Régie nous dit parfois « Bien, il
3 faudrait codifier telle chose dans les conditions
4 de services d'électricité. Faudrait revoir
5 certaines conditions de services d'électricité. Ça
6 peut prendre un certain délai réglementaire. Ça
7 peut prendre un an, deux ans, trois ans, quatre
8 ans. ».

9 Moi, j'ai fait des dossiers de conditions
10 de services qui ont duré des années de temps et
11 c'était normal, puisque c'était des dossiers de
12 grande ampleur.

13 Alors, ici, bien pour concilier, la réponse
14 c'est oui ça va se faire, mais dans un délai peut-
15 être plus long que ce que la première formation
16 avait en tête.

17 Il n'y a rien d'illégal là-dedans. Il n'y a
18 rien d'invalidé là-dedans. On va le faire au moment
19 que nous ouvre la loi. C'est-à-dire en deux mille
20 vingt-cinq (2025).

21 Et je vous ai livré le fond de ma pensée
22 sur la question de l'ordonnance d'invalidité de nos
23 démarches actuelles et je vous ai demandé
24 d'ailleurs de suspendre cette ordonnance-là faute
25 d'une analyse qui même en apparence est conforme à

1 la méthode d'interprétation des lois de la première
2 formation.

3 Et même chose que l'autre. Les deux c'est
4 la même chose. On n'a même pas fait d'analyse du
5 texte, pas fait d'analyse de l'objet ou de
6 l'intention du législateur.

7 Alors, c'est dans ce contexte-là, je pense,
8 que se situe cette ordonnance-là.

9 Évidemment, pour la première formation,
10 c'est l'ordonnance qui l'intéresse, puisque c'est
11 l'objet même de son dossier, mais fondamentalement,
12 ce n'est pas différent de toutes les ordonnances
13 pour lesquelles vos collègues ont trouvé une
14 solution, parce que dans le dossier R-4100, on a
15 trouvé une maison pour chaque ordonnance.

16 Il y en a qui ont été caduques, parce que
17 s'appliquant au MRI. Il y en a qu'on a reportées
18 dans un dossier de conditions de services. Il y en
19 a qu'on a reportées en deux mille vingt-cinq
20 (2025).

21 Alors, on a fait cet exercice-là, tous
22 ensemble et ça a bien fonctionné.

23 LE PRÉSIDENT :

24 Merci. Ça répond.

25 Donc, si vous voulez bien on va procéder

1 maintenant avec, pour l'Association d'économie
2 familiale de Québec, maître Trifiro.

3 Est-ce que vous m'entendez?

4 Madame St-Cyr, est-ce que vous m'entendez?

5 Faites-moi signe.

6 LA GREFFIÈRE :

7 Oui.

8 LE PRÉSIDENT :

9 Oui. Donc, je voulais juste vérifier que ce n'était
10 pas moi qui... Que ce n'était pas chez nous que
11 c'était... Parce que, je dois vous avouer que ce
12 n'est pas toujours simple.

13 Alors, écoutez, je vais continuer. On va
14 revenir s'il le faut.

15 Maître Cadrin êtes-vous en ligne?

16 Me STEVE CADRIN :

17 Oui, Monsieur le Président. M'entendez-vous?

18 LE PRÉSIDENT :

19 Je vous entends. Est-ce que vous êtes prêt à
20 procéder.

21 Me STEVE CADRIN :

22 Oui. Ça va être très rapide à votre demande et sans
23 caméra, parce que je suis à l'extérieur, moi,
24 complètement et du bureau et de la maison.

25

1 LE PRÉSIDENT :

2 Allez-y.

3 Me STEVE CADRIN :

4 Si vous me le permettez.

5 LE PRÉSIDENT :

6 Oui. Alors, je pourrai toujours signer une
7 déclaration assermentée que c'était votre voix.

8 Me STEVE CADRIN :

9 Que vous me reconnaissez au moins vocalement, bien
10 sûr.

11 LE PRÉSIDENT :

12 C'est ça.

13 REPRÉSENTATIONS PAR Me STEVE CADRIN :

14 Alors, avec les commentaires qui ont été faits par
15 mon confrère, maître Tremblay, pour le
16 Distributeur, il est certain que pour nous, pour
17 l'AHQ-ARQ, il est important que le programme puisse
18 continuer pour l'hiver qui s'en vient. On aura la
19 discussion qu'il y aura à avoir sur la demande de
20 révision en temps et lieu, mais nous sommes, nous
21 ne contestons pas la demande de sursis qui est
22 présentée par Hydro-Québec Distribution à ce stade-
23 ci, sans reconnaître évidemment les arguments de
24 mon confrère, avec lesquels j'ai beaucoup de
25 problèmes, mais on le fera en temps et lieu comme

1 vous l'avez offert et en se limitant sur la
2 question de sursis, bien, on reste là.

3 Évidemment, pour nous, ce qui est important
4 au final, c'est que le programme puisse continuer à
5 l'hiver qui s'en vient, qu'on l'appelle programme
6 ou tarif, ceci étant dit, et que les clients
7 puissent continuer d'y adhérer, là, et qu'on puisse
8 compter là-dessus pour le bilan de puissance
9 évidemment à venir, là. On a des discussions sur la
10 nécessité, mais ça, c'est une question qui va être
11 traitée dans le dossier 4110. Mais pour l'instant,
12 donc, ça se limite à ça, nos représentations, à ce
13 stade-ci.

14 LE PRÉSIDENT :

15 Merci. Je regarde mes collègues à travers... est-ce
16 que vous avez des questions, mes collègues ça va?
17 Je n'ai pas le temps de procéder par courriel
18 interne, je suis désolé. Alors, si vous avez des
19 questions, mes collègues, vous me ferez ça comme
20 ça, puis quand je vous verrai, je vous passerai le
21 micro.

22 Alors, merci, Maître Cadrin, j'apprécie. Il
23 y a un bruit, je ne sais pas de qui il est.

24 Alors, Maître, pour le ROEÉ, Maître
25 Gertler. Est-ce que Maître Gertler, vous êtes

1 présent?

2 Me FRANKLIN S. GERTLER :

3 Oui, je suis là, vous m'entendez?

4 LE PRÉSIDENT :

5 Allons-y.

6 Me FRANKLIN S. GERTLER :

7 O.K. Je ne sais pas si mon appareil, ma caméra,

8 O.K. Je reviens avec la caméra aussi je pense. O.K.

9 C'est bon. Merci beaucoup.

10 REPRÉSENTATIONS PAS Me FRANKLIN S. GERTLER :

11 Moi, comme c'est mon habitude, je ne serai peut-

12 être pas aussi rapide que maître Cadrin, mais je

13 vais essayer de vous faire ça rapidement.

14 Je vous ferais remarquer, en premier lieu,
15 que puisqu'on demande une espèce de... une espèce
16 d'injection interlocutoire ou sauvegarde sous forme
17 urgente, on est dans une matière d'équité
18 essentiellement, puis je vous dirais qu'il faudrait
19 bien garder en tête, là, puis, là, je suis sur
20 vraiment sur la demande urgente, qu'il faudrait
21 qu'on s'assure qu'hydro vient à la table ou devant
22 le tribunal, la deuxième formation, avec les mains
23 propres et je ne dis pas... je ne veux pas dire
24 qu'il y a eu des comportements illégaux.

25 Je pense que les témoignages aujourd'hui

1 nous ont révélé qu'il n'y a eu aucune, mais aucun
2 geste de posé par, bien aucun, je ne sais pas, mais
3 essentiellement aucun geste de posé par Hydro-
4 Québec pour se conformer à la décision 2019-0...
5 bien excusez-moi, 164 et que finalement, la demande
6 qu'on vous fait aujourd'hui est un peu une reprise
7 de la position qu'Hydro-Québec avait exprimée avant
8 cette décision-là, puis s'est exprimée aussi dans
9 ses lettres du mois de février et de avril, si je
10 me souviens bien, en réplique, concernant justement
11 qu'est-ce qui devrait être fait dans la décision
12 qui est éventuellement rendue, qui est attaquée
13 aujourd'hui, c'est-à-dire 2020-095.

14 Alors, ça, il y a l'aspect des mains
15 propres qui doit être tenu compte, parce qu'on vous
16 demande quelque chose d'extraordinaire, c'est de
17 décider avant de décider.

18 Deuxième affaire, c'est que, puis là je
19 fais un peu un topo général puis je vais revenir de
20 manière plus systématique. La deuxième chose c'est
21 qu'on vous plaide finalement le préjudice.

22 D'abord, je dirais, c'est un peu, je pense
23 que c'est un peu dans le même sens que peut-être
24 que monsieur le Président de la Régie, quand il
25 posait ses questions.

1 preuve, juste pour donner un exemple parmi
2 d'autres. Dans la preuve du FCEI, le rapport de
3 monsieur Antoine Gosselin, qui est quand même un
4 analyste de grande grande expérience, lui, en plus
5 de dire, de manière générale, que le COVID pourrait
6 très bien changer des points puis changer les
7 besoins en puissance, lui, il mentionne... puis
8 c'est dans le document qui est le C-FCEI-0001, puis
9 c'est à la page 22, je crois.

10 Lui, il constate ou il travaille le bilan
11 en puissance, puis il fait des représentations ou
12 une preuve à l'effet que ce serait... les demandes
13 en puissance, ce seraient de deux cent cinquante
14 mégawatts (250 MW) de moins que qu'est-ce qui était
15 dans le bilan présenté par le Distributeur jusqu'à
16 l'hiver deux mille vingt-trois, deux mille vingt-
17 quatre (2023-2024).

18 Alors, je vous soumets respectueusement que
19 vous ne pouvez pas tenir, vous ne devez pas donner
20 un poids, le poids qu'on voudrait à ce préjudice
21 par rapport de l'incertitude du programme, alors...

22 Et ça, je dis ça, j'aurais dû dire en
23 partant que c'est sûr que, nous, nous avons...
24 sont favorables en général, à la gestion de la
25 demande en puissance. Mais, le ROÉÉ a également

1 depuis longtemps un intérêt très marqué, une
2 préoccupation très marquée par rapport à
3 l'intégrité du processus à la Régie.

4 Et ici, on est devant une situation où
5 après qu'on a eu une décision qui est finale, sans
6 appel, protégée par une clause privative qui peut
7 acquérir la valeur du jugement de la Cour
8 supérieure, je veux dire, la décision du mois de
9 décembre deux mille dix-neuf (2019), à l'effet que
10 le GDP Affaires doit être une option tarifaire.

11 Hydro-Québec vous dit « oui, mais là on ne
12 pourra pas l'établir avant deux mille vingt-cinq
13 (2025), mais entre-temps, on peut continuer à
14 l'offrir comme programme, comme toujours ça a été
15 le cas. » Alors, ça, c'est vraiment... c'est jouer
16 sur tous les tableaux.

17 J'aurais dû le dire là, excusez-moi. J'ai
18 oublié de dire que je suis accompagné aujourd'hui
19 par maître Gabrielle Champigny et on a également en
20 ligne l'analyste Jean-Pierre Finet. Maintenant,
21 juste quelques autres remarques, Monsieur le
22 Président.

23 J'ai bien remarqué que malgré vos
24 indications puis malgré son intention, je pense que
25 mon collègue, maître Tremblay, est versé quand même

1 pas mal dans l'exercice de la révision comme tel.
2 Et je vous mets en garde contre ce... je pense que
3 c'est un piège. Pas un piège dans le sens de
4 vouloir vous piéger, mais ça serait une erreur de
5 tomber là-dedans parce que vous n'avez pas entendu
6 la cause au complet.

7 Et, ici, on fait essentiellement un appel
8 déguisé de la décision qu'on n'a pas portée en
9 révision pendant sept mois, sur la foi de la Loi
10 sur le Projet de Loi 34. Et, maintenant, vous ne
11 devriez pas décider, disposer de la chose parce que
12 la loi a quand même prévu des tests justement et
13 une procédure en vertu de l'article 37 pour la
14 révision qui est quand même très bien balisée.

15 Puis, là, on viendrait, par le biais d'une
16 urgence, une sauvegarde, peut-être, en quelque
17 sorte, vous demander de... à toutes fins pratiques,
18 rendre la décision que vous aurez à prendre
19 seulement après avoir entendu la cause sur le fond,
20 la cause de révision sur le fond.

21 Je vais vous dire également que la décision
22 qui a été attaquée, tout comme celle du mois de
23 décembre dernier, a été rendue dans l'exercice
24 régulier des compétences de la Régie. Et la Régie
25 ne doit pas permettre d'attaquer ces décisions-là

1 en faisant, finalement, abstraction, je dirais, de
2 l'attitude qui est donnée par le droit
3 administratif à un tribunal spécialisé de fixer les
4 limites ou d'interpréter ses propres lois.

5 Alors, je ne dis pas nécessairement que la
6 décision 095 serait celle que vous auriez prise. Ce
7 n'est certainement pas celle qu'Hydro-Québec a
8 souhaitée. Ce n'est pas nécessairement même celle
9 que mon client a souhaité dans le sens que nous
10 avons appuyé quand même, de manière assez générale,
11 les arguments juridiques faits par Hydro-Québec
12 contre la nature du programme.

13 Mais il n'en reste pas moins que la Régie a
14 décidé qu'il s'agit d'une offre tarifaire, puis
15 ensuite a fait une série d'interprétations dans le
16 dossier ou dans cette décision 095.

17 Et je vous dirais que je pense que les
18 interprétations à laquelle... même si on est peut-
19 être en désaccord, les décisions... les
20 raisonnements, les décisions auxquelles on en est
21 venu se situent à l'intérieur des interprétations
22 possibles de la situation juridique.

23 Et je m'explique un peu. D'abord, je
24 voulais vous dire que l'affaire Vavilov, on a...
25 Puis, là, je vais pointer surtout l'article ou le

1 paragraphe 67 dans Vavilov. Et je vous pointerai
2 également, dans le paragraphe 110. On a comme pas
3 mal mis à l'écart la notion d'une erreur de
4 compétence fatale alors que mon confrère, maître
5 Tremblay, semble revenir à cette ancienne façon de
6 faire où il n'y avait qu'une façon possible
7 d'interpréter.

8 Et quand il vous a lu le paragraphe 110,
9 maître Tremblay a omis de vous lire dans... je ne
10 sais pas exactement où est-ce qu'il a arrêté, mais
11 a omis de vous lire la balance du paragraphe.

12 Alors, lui, il vous a dit... Moi, je vais
13 lire en anglais, parce que ça a été rendu en
14 anglais, puis c'est plus facile. Alors, paragraphe
15 110.

16 Whether an interpretation is justified
17 will depend on the context, including
18 the language chosen by the legislature
19 in describing the limits and contours
20 of the decision maker's authority. If
21 a legislature wishes to precisely
22 circumscribe an administrative
23 decision maker's power in some
24 respect, it can do so by using precise
25 and narrow language and delineating

1 the power in detail, thereby tightly
2 constraining the decision maker's
3 ability to interpret the provision.
4 Conversely, where the legislature
5 chooses to use broad, open-ended or
6 highly qualitative language – for
7 example, "in the public interest"...

8 Voilà l'article 5.

9 ...it clearly contemplates that the
10 decision maker is to have greater
11 flexibility in interpreting the
12 meaning of such language. Other
13 language will fall in the middle of
14 this spectrum.

15 Et là, je pense que c'est le bout qui n'a pas été
16 lu.

17 All of this is to say that certain
18 questions relating to the scope of a
19 decision maker's authority may support
20 more than one interpretation, while
21 other questions may support only one,
22 depending upon the text by which the
23 statutory grant of authority is made.
24 What matters is whether, in the eyes
25 of the reviewing court, the decision

1 maker has properly justified its
2 interpretation of the statute in light
3 of the surrounding context. It will,
4 of course, be impossible for an
5 administrative decision maker to
6 justify a decision that strays beyond
7 the limits set by the statutory
8 language it is interpreting.

9 Puis là, je vous mettrais en garde.

10 Évidemment, là, on est dans le contexte de
11 révision judiciaire, tandis qu'ici, vous êtes en
12 révision, puis je pense qu'il y a une très grande
13 différence quand même à avoir envers la première
14 formation qui a tout entendu la preuve et était
15 très capable d'évaluer la situation et pour cette
16 raison-là, je pense qu'on ne peut pas dire que
17 c'est qu'on a un droit clair...

18 LE PRÉSIDENT :

19 On vous entend moins bien.

20 Me FRANKLIN S. GERTLER :

21 Excusez-moi. On ne peut pas dire qu'il y a un droit
22 clair comme maître Tremblay le prétend.

23 Autrement dit, je n'ai pas besoin de vous
24 convaincre que la première formation avait raison.
25 Simplement besoin de vous convaincre que ce n'est

1 pas si certain qu'il n'y avait pas...

2 Puis je pense que c'est mieux de regarder
3 ça avec les yeux de l'article 37 et non pas
4 permettre à la demande urgente d'évacuer la norme
5 qui est établie à l'article 37 qui quand même il
6 faut que ça soit une décision qui est tellement
7 mauvaise que ça ne peut pas être soutenu.
8 Insoutenable.

9 Alors, qu'ici je vous dirais que par
10 exemple, on va prendre des exemples, l'article 53
11 dont on parle, moi, je trouve très peu convaincant
12 l'argument de maître Tremblay à l'effet que bien,
13 il n'avait pas encore fixé de tarif.

14 Si vous regardez l'article 53 de votre loi,
15 puis vous regardez également sa version anglaise,
16 je pense que vous allez très vite comprendre que
17 c'est des tarifs fixed height.

18 C'est de faire une espèce de référence de
19 manière continue à des tarifs fixés par la Régie
20 et il y a une raison très claire pour ça, c'est
21 qu'on ne peut pas avoir des arrangements
22 privés ou des arrangements spéciaux. Ça doit être à
23 travers des tarifs, parce que maître Tremblay ne
24 vous a pas expliqué c'était quoi l'utilité de cette
25 disposition si ce n'est pas... Il dit que c'est

1 seulement pour des tarifs déjà fixés, mais moi je
2 vous dis non. C'est pour délimiter et protéger la
3 compétence exclusive de la Régie en matière de
4 tarifs, puis ça demeure. Ça c'est très important à
5 souligner.

6 J'ai déjà parlé de son... De la question du
7 préjudice et je vous ai, je pense, fait qu'est-ce
8 qui était nécessaire là-dedans.

9 Sur la balance des inconvénients, je pense
10 qu'on a raison d'aller d'abord... excusez-moi. Sur
11 le préjudice irréparable, je voulais revenir sur le
12 paragraphe 66 de la demande et ils parlent de
13 poursuivre le déploiement sans restrictions, dans
14 la demande et il veut que vous, vous ordonniez ça
15 sur une urgence, sans avoir entendu une preuve
16 complète et je vous sou mets que ça, c'est quand
17 même très dangereux, parce qu'il y a une décision
18 finale, exécutoire, si vous voulez, de la Régie qui
19 dit que ça peut être seulement un tarif.

20 Alors, là, on vous demande de rendre une
21 décision à l'effet que ça va exister pour un temps,
22 un certain temps encore comme programme.

23 Sur la balance des inconvénients, moi, je
24 vous sou mets respectueusement que ce n'est pas vrai
25 qu'un plateau sur votre balancier. Vous avez le

1 balancier du « rule of law », le balancier du
2 respect, droit du public à la participation à la
3 fixation des tarifs et de ne pas voir le
4 Distributeur se faire justice lui-même. Alors, ça,
5 c'est des choses dont vous devez tenir compte.

6 Quelques autres petites remarques puis je
7 vais arrêter, Monsieur le Président.

8 LE PRÉSIDENT :

9 Rapidement, Maître Gertler, s'il vous plaît.

10 Me FRANKLIN S. GERTLER :

11 Oui, oui, oui, c'est ça. Alors, je veux dire aussi
12 qu'on fait grand cas de l'article 20 de la Loi, du
13 projet de loi 34 et parce qu'on mentionne deux
14 choses puis toute autre chose serait exclue. Je
15 voulais juste vous lire, je n'ai peut-être pas la
16 dernière version, mais on tend... moi, j'ai Côté,
17 « Interprétation des lois, troisième édition »,
18 mais je ne pense pas que ça a changé et Côté dit,
19 aux pages 426.

20 Si le raisonnement a contrario et
21 particulièrement sous la forme
22 « Expressio Unius Est Exclusio
23 Alterius » est fréquemment employé
24 c'est également l'une des arguments
25 interprétatifs les plus sujets à

1 caution.

2 Les tribunaux ont, à plusieurs
3 reprises, déclaré qu'il était un
4 instrument peu fiable et en pratique,
5 c'est comme nous le verrons, un
6 argument qui est très souvent écarté.

7 Alors, je pense qu'une bonne partie de
8 l'argumentation de mon confrère est bâtie sur
9 l'interprétation qui dit que si ce n'est pas
10 mentionné à l'article 20 de la Loi 34, ça n'existe
11 pas.

12 Une dernière chose et je vais arrêter. Je
13 voulais juste vous dire également qu'il y a toute
14 la question de 48.4 qui est un peu dans les parages
15 encore et il y a une certaine, et moi, je vais
16 débuter en parlant de la, de « clean hands »
17 d'arriver devant le tribunal.

18 Mais la situation est la suivante : la loi
19 sur... le projet de loi 34 établit, oui, une date
20 ultime, en deux mille vingt-cinq (2025) pour un
21 autre dossier général, mais aussi établit des
22 mécanismes d'établissement de tarifs auparavant
23 puis bon, Hydro dit : bien, il n'y a pas de décret,
24 alors on ne peut rien faire. Alors, on doit
25 continuer, vous devez nous donner raison puis

1 ordonner la continuation du programme.

2 Mais moi, au contraire, puis, là, c'est une
3 question que vous allez peut-être... sur laquelle
4 vous pourrez vous pencher sur le fond de votre
5 révision mais c'est qu'il ne faut pas le faire dès
6 maintenant. C'est que, Hydro-Québec peut, demain
7 matin, faire rapport au gouvernement à l'effet que
8 ça lui prend un tarif, un tarif GDP Affaires et le
9 gouvernement peut émettre le décret et à ce moment-
10 là, la Régie... Hydro peut demander à la Régie de
11 fixer ce tarif-là.

12 Alors, moi je vous dis, c'est qu'on ne vous
13 a pas expliqué pourquoi ça n'a pas été fait et ce
14 serait peut-être une solution aussi qui peut être
15 envisagée à l'issue de la révision, mais on ne
16 devrait pas dès maintenant dire que la loi...

17 Si on veut parler de quelque chose qui est
18 une interprétation parcellaire de la loi, c'est
19 bien celle-là. L'article 48.4 est dans la loi, il
20 existe, il fait partie des règles de droit. C'est
21 l'Assemblée nationale qui l'a prévu puis Hydro-
22 Québec refuse d'y avoir recours.

23 Alors, pour tous ces motifs, je vous
24 demande de ne pas faire droit à la portion
25 « demande d'urgence » qui vous est soumise dans la

1 demande d'Hydro-Québec devant vous aujourd'hui.

2 Merci.

3 LE PRÉSIDENT :

4 Merci. Restez-là, Maître Gertler. Maître Turmel
5 pour la Régie.

6 Me FRANKLIN S. GERTLER :

7 Je vais rester après l'école encore, c'est ça.

8 Me SIMON TURMEL :

9 Oui, oui. Ça va. Ça va, Maître Gertler. Vous avez
10 probablement répondu à ma question à votre dernière
11 phrase. Ce que vous venez de dire, c'est que vous
12 vous objectez finalement à la demande de sursis.
13 Parce que j'essayais de... je suivais très bien
14 votre... votre présentation et c'était clair. Mais,
15 j'ai remarqué qu'il y avait beaucoup de choses qui
16 portaient sur le fond. Alors là, je me demandais,
17 est-ce que si on revient en surface et non pas sur
18 le fond, sur la question d'apparence de droit.

19 Donc, si je comprends bien, votre
20 conclusion qui est la dernière phrase, c'est que
21 vous êtes contre la demande de sursis, c'est-à-dire
22 que vous ne percevez pas, dans les trois moyens de
23 droit soulevés par le Distributeur, une chance
24 raisonnable, une perspective raisonnable de succès
25 comme l'émet la jurisprudence en matière

1 d'injonction. Est-ce que j'ai bien compris, donc
2 vous êtes contre la demande de sursis?

3 Me FRANKLIN S. GERTLER :

4 Oui, nous sommes contre cette demande puis on pense
5 que la question doit être traitée au fond et non
6 pas de manière rapide et partielle parce que c'est
7 lourd de conséquences puis vous devez... Moi, je
8 pense, vous devez vous garder, je le souligne
9 encore, vous devez vous garder contre une situation
10 où finalement le surseoir, parce qu'il faut
11 regarder le paragraphe 66, entre autres, a pour
12 effet finalement de donner gain de cause à Hydro-
13 Québec et vous auriez exercé, de manière
14 précipitée, sous la forme d'une demande d'urgence,
15 le pouvoir que vous avez à l'article 37.

16 Puis moi, je pense que c'est loin d'être
17 clair qu'ils vont avoir un succès en vertu de
18 l'article 37. Moi, je ne suis pas convaincu du
19 tout.

20 Je pense que les interprétations de la
21 Régie, même si elles ne sont pas nécessairement
22 celles auxquelles, nous, on aurait nécessairement
23 plaidées, se situent à l'intérieur de celles qui
24 étaient possibles. Puis ça, c'est un principe très
25 important de garder l'indépendance de la Régie dans

1 l'exercice de ses fonctions. Puis c'est l'Assemblée
2 nationale qui vous confie ces tâches-là. Merci.

3 Me SIMON TURMEL :

4 Merci.

5 LE PRÉSIDENT :

6 Merci. Merci, Maître Gertler. Alors, maître Neuman.
7 Est-ce qu'on peut me faire signe si on m'entend?
8 Donc, vous m'entendez, mais maître Neuman ne semble
9 pas m'entendre. Maître Sicard, est-ce que vous êtes
10 là?

11 Me HÉLÈNE SICARD :

12 Oui. Est-ce que vous m'entendez?

13 LE PRÉSIDENT :

14 Alors, Maître Sicard, oui, je vous entends et je
15 vous vois. Alors, je vais donc vous céder le micro.

16 Me HÉLÈNE SICARD :

17 Écoutez, dans un...

18 LE PRÉSIDENT :

19 Et la même consigne, je vous rappelle qu'on est sur
20 le sursis et on voit, bien entendu, jusqu'à date,
21 on vous entend encore. Merci.

22 REPRÉSENTATIONS PAR Me HÉLÈNE SICARD :

23 Dans un premier temps, je voudrais juste vraiment
24 remercier la Régie pour vous dire, ces audiences à
25 distance là, j'espère que ça va se continuer, c'est

1 extraordinaire et ça nous tient tous en sécurité et
2 en santé. Alors, je suis bien contente de voir que
3 tout le monde est là en santé, pour reprendre vos
4 commentaires.

5 Je vais être assez brève puisque maître
6 Gertler à beaucoup de points de vue pour le ROEE...
7 Alors, Hélène Sicard, évidemment, pour Union des
8 consommateurs. Maître Gertler vous a présenté tout
9 ce que j'allais vous présenter, sauf un petit
10 point, alors qui touche directement la demande de
11 sursis. Alors, je vous demanderais de... je vais
12 donc faire mienne tout ce que maître Gertler vous a
13 dit.

14 Balance des inconvénients. Mon confrère,
15 maître Tremblay, qui s'est aussi très bien exprimé,
16 même si je suis en complet désaccord avec ce qu'il
17 a dit, vous dit qu'il n'y a pas d'autre plateau
18 lorsque vous évaluez la balance des inconvénients,
19 il y a l'intérêt de ses clients, un point c'est
20 tout. Et parce que ça ne va rien coûter à personne,
21 les autres tarifs vont être fixés en vingt vingt-
22 cinq (2025).

23 Il faut faire attention là. On est quand
24 même dans un système réglementaire où la Régie a
25 déjà dit, et c'est un des motifs de la décision

1 164, qu'il y avait des problèmes avec ce programme-
2 là, qu'il y avait des coûts qui étaient mal
3 calculés, qu'il y a des choses qui devaient être
4 révisées. Elle n'a pas juste dit : « Il faut fixer
5 un tarif », elle a regardé comment le programme
6 était présenté puis elle a dit : « Il y a des
7 problèmes ».

8 À l'époque, d'ailleurs, Union des
9 Consommateurs, et c'était un des points qui étaient
10 retenus, avait dit : « Bien, quand on calcule les
11 coûts de transport, il ne faut peut-être pas le
12 faire de cette façon-là. » Quand on regarde le
13 soixante-dix dollars (70 \$) et la base de coûts
14 évités sur lequel il est calculé, cette base des
15 coûts évités est, peut-être, aussi mal calculée.

16 Alors, ces choses-là, d'un point de vue
17 réglementaire, pour avoir un tarif juste et
18 raisonnable, parce que c'est ça le but, ça doit
19 être regardé, ça doit être refait.

20 Alors, la balance des inconvénients pour
21 les clients, parce qu'en vingt vingt-cinq (2025)
22 là, il y a quand même un tarif à fixer, si on
23 attend vingt vingt-cinq (2025) et si vous donnez
24 raison au Distributeur. Et on regardera les coûts
25 et tout ce qui s'est passé avant pour le fixer.

1 Alors, il y des inconvénients pour les
2 autres clients qui vont indirectement assumer tous
3 les coûts de ce programme-là. Il faut que les coûts
4 soient justes et qu'ils soient raisonnables. Mon
5 confrère, ensuite, vous a mentionné...

6 Un des problème est également la décision,
7 puis je vais vous inviter à relire avant de rendre
8 votre décision, la lettre CUC-0021 dans le présent
9 dossier, qu'on adressait à la formation puis à la
10 Régie avant la décision 2025. Alors, vous noterez
11 qu'il y a des erreurs de frappe à quelques
12 endroits. J'ai mis D-2019-064 au lieu de 164. Oui?

13 LE PRÉSIDENT :

14 Maître Sicard, quand vous parlez « dans ce présent
15 dossier », vous parlez dans le dossier 41?

16 Me HÉLÈNE SICARD :

17 Oh... oui, oui, je m'excuse, dans le dossier 4041,
18 c'est la lettre CUC-21. Oui...

19 LE PRÉSIDENT :

20 C'est bon.

21 Me HÉLÈNE SICARD :

22 ... mais j'aimerais... je verse officiellement
23 cette lettre au dossier 4130 et je vous invite à la
24 lire parce que ça va m'éviter de répéter certains
25 éléments au complet puis juste de vous diriger,

1 entre autres, vers l'historique du dossier parce
2 que quand mon... Et je vais toucher à la balance
3 des inconvénients là, mais à aussi parce que ça
4 touche la demande de sursis, aux mains propres là,
5 à l'obligation pour un distributeur de faire tout
6 ce qu'il doit faire avant de se plaindre puis de
7 dire : « Bien, là, il y a urgence là, rendez-moi
8 une décision rapidement puis donnez-moi un sursis
9 parce que X, Y et Z » ce qu'ils plaident.

10 Le dossier, il dure depuis longtemps et il
11 y a eu plusieurs ordonnances de sauvegarde. Dans sa
12 lettre qu'il déposait dans le dossier 4041, la B-
13 0061, le Distributeur indiquait que le programme
14 était toujours en vigueur et que la décision D-
15 2019-164 ne met pas fin à celui-ci.

16 La décision D-2019-164, et je suis heureuse
17 de voir que le Distributeur ne conteste pas ça, a
18 décidé que ce programme-là devait être une offre
19 tarifaire. Qu'il était, de fait, une offre
20 tarifaire et qu'il fallait en fixer les condition.

21 Mais dans les décisions préalables, qui
22 sont, entre autres, la décision D-2019-092,
23 l'ordonnance de sauvegarde qui avait été émise, qui
24 n'est pas modifiée par D-2019-164, arrêtaient à
25 l'hiver dès deux mille dix-neuf vingt-vingt (2019-

1 2020). Alors que le Distributeur lisait dans cette
2 décision que l'ordonnance avait été renouvelée pour
3 l'année vingt vingt, vingt vingt et un (2020-2021),
4 puis ce qui n'est pas le cas et ce qui est bien
5 expliqué dans la lettre.

6 Donc, c'est pour ça, entre autres, que je
7 vous invite à relire, entre autres, à partir de la
8 page 5 la partie de ma lettre qui s'intitulait :
9 « Ordonnance de sauvegarde et pour l'hiver D-2019-
10 2020 ».

11 À l'heure actuelle, sans aucune ordonnance
12 de la Régie, le programme n'existe plus, puisque la
13 dernière ordonnance qui l'ait autorisé permettait
14 au programme de continuer jusqu'à l'hiver deux
15 mille dix-neuf et vingt vingt (2019-2020). Donc, en
16 mars vingt vingt (2020), le programme ne reçoit
17 plus l'aval, l'autorisation, la reconnaissance par
18 la Régie.

19 Le Distributeur n'est pas d'accord avec ça
20 semble-t-il, puisque déjà dans sa lettre, il disait
21 que le programme avait été renouvelé jusqu'à vingt
22 vingt, vingt vingt et un (2020-2021), ce qui n'est
23 pas le cas.

24 Alors, si vous devez prononcer une
25 ordonnance de sursis et répondre à la demande du

1 Distributeur, vous devrez, sans avoir entendu le
2 dossier au fond, sans en connaître les conditions
3 et les modalités d'application et tout et déjà,
4 monsieur Chakra a reconnu quand dans certains cas,
5 ils ont appliqué le programme sans suivre les
6 instructions de la Régie nécessairement ou sans en
7 respecter toutes les modalités qui avaient été
8 demandées de façon à faciliter la vie à leurs
9 clients, ce qui, je vous soumetts est irrégulier
10 déjà en partant.

11 Mais vous vous trouvez à autoriser quelque
12 chose que vous ne connaissez pas, qui n'a pas été
13 débattu, qui n'a pas été entendu. Cette
14 juridiction-là, c'est le banc qui a rendu... Qui
15 est dans le dossier 4041 qui l'a.

16 Alors, si vous ordonnez le sursis, c'est
17 bien beau, mais vous devez mettre les parties dans
18 l'état où elles seraient si la décision 2095
19 n'avait pas été rendue.

20 Et si la décision 2095 n'a pas été rendue,
21 on retourne à la décision D-2019-164, qui elle
22 dit : « Le programme a pris fin à vingt vingt
23 (2020). ».

24 Et c'est la raison pour laquelle elle avait
25 demandé au Distributeur de déposer une preuve en

1 février vingt vingt (2020) sur le tarif qui s'en
2 venait ou qui devait être proposé pour qu'elle
3 puisse agir, puis faire quelque chose pour l'année
4 tarifaire qui s'en venait.

5 Mais le Distributeur s'est contenté
6 d'envoyer une lettre au lieu de faire quelque chose
7 et pour en revenir à ce que mon confrère Gertler
8 disait, s'il voulait vraiment sécuriser sa
9 clientèle et respecter la décision de la Régie,
10 bien il aurait peut-être dû entreprendre les
11 démarches.

12 S'il croyait vraiment que le nouveau projet
13 de loi 34, et c'est l'article 19 là, Maître Gertler
14 a fait une erreur, ce n'est pas l'article 20 du
15 projet de loi 34, c'est l'article 19 qui lui
16 permettait de donner les informations au
17 gouvernement, puis de dire : « Regarde là, donne-
18 moi un décret, parce que la Régie elle a décidé que
19 c'était une offre tarifaire, puis... Alors, je dois
20 faire une offre tarifaire. Ça c'est ma position. Ça
21 fait que demande à la Régie de prononcer un
22 tarif. », puis on aurait pu suivre, puis éviter là
23 peut-être le genre de débat.

24 Bon, le Distributeur ne conteste pas que la
25 décision de la Régie, de la façon dont elle l'a

1 rendue, ça demeure une offre tarifaire.

2 Oui, mais là on a une offre tarifaire dans
3 le vide ou on vous demande de surseoir à une
4 décision pour appliquer et continuer un programme
5 qui devrait être un tarif, mais au lieu que la
6 Régie fixe le tarif, c'est le Distributeur qui va
7 fixer le tarif.

8 Il n'y a rien dans la loi... L'article 31
9 nous dit... Je m'excuse je ne devrais pas. Je
10 m'emporte. L'article 31 de la Loi de la Régie nous
11 dit : C'est la Régie qui a le pouvoir exclusif de
12 fixer des tarifs. Ce n'est pas le Distributeur.

13 C'est, maintenant, avec l'avènement du
14 projet de loi 34, le gouvernement peut aussi faire
15 ça. Le gouvernement ne s'en est pas mêlé. Alors, on
16 revient à la Régie. Définitivement pas le
17 Distributeur.

18 Pour ce qui est de l'article 19. L'article
19 19 qui permet aux dossiers 4045 et 4061, je pense,
20 de continuer, il n'exclut pas tout autre dossier.
21 Il exclut... Il faut lire les lois comme elles sont
22 rédigées là, puis il ne faut pas en tirer des
23 conclusions qui n'y sont pas.

24 Alors, oui, l'article 19 demande
25 expressément que 4045 reste devant la Régie et

1 qu'un autre dossier reste devant la Régie. Oui, cet
2 article ne mentionne pas le dossier 4041. Il ne
3 l'exclut pas non plus. Et la décision a été rendue
4 avant que la loi ait été rendue.

5 Alors, moi, je vais vous demander là de
6 refuser cette demande de sursis.

7 Je pense que la demande de révision,
8 d'abord, c'est indirectement une demande de
9 révision là, même si on nous dit qu'on ne conteste
10 pas D-2019-164, moi, je vous soumetts que par la
11 bande, on a une demande de révision de D-2019-164.

12 Le Distributeur nous dit : « Bien, il faut
13 avancer. La Régie dans 2095 lui a proposé un moyen
14 d'avancer. Dépose-moi quelque chose le dix (10)
15 août là, puis je vais t'en rendre une décision sur
16 un tarif provisoire. »

17 Bon bien, la Régie le fixera le tarif, puis
18 s'il y a des réajustements à faire, question
19 rétroactivité, problèmes et tout quand le tarif
20 final sera fini, bien le Distributeur fera ses
21 représentations, puis la Régie décidera de quelle
22 manière elle traite ce tarif provisoire et ce qui
23 en survient.

24 Il y a des moyens de régler ça qui sont
25 autres que de donner le pouvoir au Distributeur de

1 fixer indirectement un tarif, ce qu'il n'a pas le
2 droit de faire. De continuer un programme qu'il n'a
3 pas été autorisé à continuer.

4 Alors, je ne sais pas quoi d'autre ajouter.
5 Donnez-moi deux secondes, parce que j'ai pris plein
6 de notes, mais maître Gertler a tout couvert.
7 Voilà.

8 Oui et d'ailleurs, maître Tremblay, a bien
9 dit qu'il pourrait devoir ajuster les tarifs
10 rétroactivement. Selon la décision que la Régie
11 rendra, peut-être que le tarif provisoire connaîtra
12 une rétroactivité ajustée différemment.

13 La Régie, en matière tarifaire, elle a
14 plein de pouvoirs et de discrétion et je suis
15 vraiment d'accord avec ce que maître Gertler vous a
16 plaidé sur le sens à donner à l'article 53, mais
17 c'est vraiment ce devant quoi on se retrouve à
18 l'heure actuelle où une activité, un programme
19 offert, a été déterminé par la Régie comme étant
20 une offre tarifaire. On le sait.

21 Puis là, sans que la Régie fixe le tarif à
22 être appliqué, le Distributeur fixerait le tarif à
23 être appliqué. Il ne peut pas faire ça. Ça c'est
24 couvert par l'article 53. C'est très clair.

25

1 LE PRÉSIDENT :

2 Maître Sicard, je ne veux pas vous... Mais si c'est
3 possible d'accé... Par qu'il est déjà...

4 Me HÉLÈNE SICARD :

5 Oui. Je vérifie toutes ces notes pour être
6 certaine... C'est parce que quelqu'un d'autre a
7 tout couvert. Je me retrouve à essayer de faire
8 vite. Voilà. J'ai terminé.

9 LE PRÉSIDENT :

10 Merci, Maître Sicard. Je pense qu'on n'a pas de
11 questions. Vous avez été claire.

12 Vous avez été claire. Vous avez aussi
13 repris en partie les arguments de maître Gertler,
14 ça fait qu'on va relire tout ça probablement très
15 tôt quand on va pouvoir.

16 Je ne pense pas qu'on a de questions
17 d'éclaircissement pour vous. Merci.

18 Me HÉLÈNE SICARD :

19 Merci.

20 LE PRÉSIDENT :

21 Alors, je réessaye une dernière fois, mais je pense
22 que les contrôles nous disent qu'il y a... On les
23 verrait quelque part dans les contrôles de la salle
24 et des machines de madame St-Cyr.

25 Alors, je pense que maître Trifiro et

1 maître Neuman, vous avez quitté. Donc, je déclare
2 que vous avez quitté.

3 Alors, donc, à quelque part... Oui.

4 Attendez. Oui. Allez-y.

5 LA GREFFIÈRE :

6 Maître Turgeon. Donc, maître Neuman a tout entendu
7 la conversation, tout ce qui s'est déroulé, même si
8 nous avons tenté de le rejoindre auparavant, il
9 était là, mais il avait des problèmes, mais je
10 crois comprendre qu'il essayerait de rappeler
11 maintenant, mais enfin je ne sais pas si ça va se
12 faire.

13 Est-ce qu'on peut peut-être j'imagine...

14 LE PRÉSIDENT :

15 Oui. Attendez. Laissez-moi... Maître Tremblay, pour
16 la réplique. Oui.

17 LA GREFFIÈRE :

18 C'est ça. Parce que moi, je ne peux pas le voir sur
19 le groupement, mais apparemment, il a suivi toute
20 l'audience, mais il est au téléphone. Il est en
21 audio seulement et il essayerait de rappeler.

22 LE PRÉSIDENT :

23 Bon. Écoutez. Merci de l'information.

24 Maintenant l'information... Maître

25 Tremblay, vous avez besoin d'une pause de combien

1 pour préparer votre réplique?

2 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

3 Cinq minutes.

4 LE PRÉSIDENT :

5 Alors, pour question d'équité pour tout le monde,
6 on va prendre une pause de cinq minutes. Si au
7 retour de la pause maître Neuman s'est branché,
8 Maître Tremblay, on va passer maître Neuman.

9 Si malheureusement maître Neuman ne s'est
10 pas branché, nous allons entendre votre réplique.

11 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

12 Bien c'est ça. Maître Neuman s'est aussi exprimé
13 par écrit. Donc, moi, j'avais pris connaissance de
14 ses représentations qui, essentiellement, appuient
15 nos propos là.

16 Donc, je ne répéterai pas, à moins d'un
17 changement aux propos de maître Neuman. Donc, je
18 n'ai aucun problème avec votre proposition.

19 LE PRÉSIDENT :

20 J'essaie juste, en fait, de faire... Il est
21 question d'opportunité là, parce que le temps file.
22 Alors et je sais qu'il ne faut pas limiter ces
23 grandes questions de droit, mais un moment donné,
24 il faut aussi procéder.

25 Alors, on prend une pause de cinq minutes.

1 Nous revenons à cinquante-deux. Merci, Maître
2 Tremblay.

3

4 PAUSE

5

6 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

7 Alors, je suis prêt, Monsieur le Président, dès
8 votre signal là. Ou si on a des nouvelles de maître
9 Neuman.

10 LE PRÉSIDENT :

11 En fait...

12 LA GREFFIÈRE :

13 Maître Turgeon?

14 LE PRÉSIDENT :

15 Oui?

16 LA GREFFIÈRE :

17 J'ai eu des nouvelles de maître Neuman. Donc, il a
18 de grosses difficultés. Il ne peut pas se brancher.
19 Il ne peut pas émettre... En fait, il peut
20 recevoir. Donc, sa demande a été à l'effet : est-ce
21 qu'il peut faire ses représentations et les
22 transmettre d'ici neuf heures (9 h) demain matin?

23 LE PRÉSIDENT :

24 Écoutez, je vais attendre que mon collègue... que
25 la formation soit complète et je vais... Donc, il

1 nous écoute?

2 LA GREFFIÈRE :

3 Je présume.

4 LE PRÉSIDENT :

5 O.K. Parfait.

6 LA GREFFIÈRE :

7 J'ai les nouvelles seulement par l'informaticien.

8 LE PRÉSIDENT :

9 Parfait. Bon, alors, on a une demande de maître
10 Neuman pour neuf heures (9 h), demain matin. Maître
11 Neuman, je vais vous donner la consigne suivante.
12 S'il y a un élément différent avec ce que vous nous
13 avez déposé, je vais le considérer.

14 Mais si c'est juste reprendre les éléments
15 que vous avez déjà déposés par écrit, je pense que
16 c'est hier, je vous demanderais, à ce moment-là, de
17 ne pas le faire, je ne le considérerai pas.

18 Il y a une question... je comprends qu'il y
19 a une question technique pour vous là, mais moi ce
20 que je veux c'est quelque chose de neuf. Alors, si
21 ce n'est pas du neuf, dans les délais que j'ai pour
22 procéder pour donner suite à la demande du
23 Distributeur, je ne le prendrai pas en
24 considération.

25 Alors, je compte sur vous que, si j'ai

1 quelque chose de déposé demain à neuf heures (9 h),
2 je vais regarder mais je compte sur vous que c'est
3 quelque chose de neuf. Je ne reprendrai pas votre
4 argumentaire que vous avez déposé hier.

5 Cela étant dit, nous sommes prêts à
6 procéder, Maître Tremblay, avec votre réplique et
7 nous sommes tout ouïe pour cette réplique.

8 RÉPLIQUE PAR Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

9 Merci beaucoup, Monsieur le Président de la
10 Formation. Alors, ça sera rapide et ça sera fait en
11 rafale. Donc, sujet par sujet, sans nécessairement
12 de fil conducteur, une idée par rapport à l'autre.

13 Alors, premier point, on nous invoque la
14 théorie des mains propres. Alors, pour vous faire
15 rire là, franchement avec la quantité de Purell
16 qu'on se met mille deux cents (1200) fois par jour,
17 je pense que cette théorie-là devrait changer de
18 nom parce que vraiment, je pense qu'on a tous les
19 mains plus propres que propres.

20 Mais blague à part, on a toujours été très
21 transparent sur nos représentations quant à notre
22 position et ce qu'on voulait faire et ce qu'on a
23 fait. On nous accuse, finalement, de s'être traîné
24 les pieds et de ne pas avoir fait ce que la Régie
25 nous avait demandé de faire.

1 Alors, si vous lisez la lettre B-0061, que
2 certains procureurs d'intervenants ont mentionnée,
3 c'est écrit très clairement notre position dans ça,
4 dès février de cette année. Et c'est une position
5 qui est sérieuse, que nous maintenons d'ailleurs
6 aujourd'hui. Et nous venons en révision pour
7 défendre, d'ailleurs, cette position-là. Donc, ce
8 n'était pas dilatoire, c'est une réelle position
9 qu'on veut défendre devant vous et ça a toujours
10 été exprimé clairement.

11 Même chose pour la question du respect de
12 l'ordonnance de la décision 164... 2019-164. Je ne
13 sais pas pourquoi tout le monde pense qu'on va en
14 révision de ça. Je peux vous dire que si on avait
15 eu à aller en révision de cette décision-là, on
16 l'aurait fait. Alors, on va donner suite.

17 Comme on l'a dit là, notre position est
18 exprimée dans B-0061 du dossier R-4041 et elle n'a
19 pas changé, c'est toujours la même, d'ailleurs. Je
20 le répète, vous avez dans notre conclusion une
21 demande de prendre acte de l'engagement du
22 Distributeur de déposer une proposition en deux
23 mille vingt (2020).

24 Donc, théorie des mains propres. Je pense
25 qu'on n'accepte aucun procès d'intention dans ce

1 dossier-ci. Puis, il ne faudrait pas, non plus,
2 déformer le témoignage de madame Caron. Je pense
3 qu'on a été très clair, tant dans mes
4 représentations que dans le témoignage de madame
5 Caron sur le respect que le Distributeur, et les
6 personnes qui sont devant vous, aujourd'hui, vouent
7 aux travaux de la Régie. Maintenant, on ne veut pas
8 le faire deux fois. Donc, je pense que ça ressort
9 clairement. Puis, là, si j'allais plus loin, je me
10 répéteraï.

11 Maintenant, je reviens sur des propos de
12 maître Gertler. Il a livré sa pensée sur l'objectif
13 de l'article 53 de la Loi sur la Régie de
14 l'Énergie, qu'est-ce que ça visait à faire. Mais
15 ça, c'est exactement la démarche qu'aurait dû faire
16 la première formation puis qu'elle n'a pas faite.

17 Alors, moi, je n'ai pas fait de
18 représentations sur ce que je pense qui est
19 l'objectif derrière l'article 53. Ce n'est pas le
20 moment aujourd'hui, mais j'en aurai, quand vous
21 allez nous entendre sur le fond de notre demande de
22 révision.

23 Mais je pense qu'un motif clair de révision
24 qu'on vous invoque, ce n'est pas vous lier pour le
25 futur, ce n'est pas de prendre une décision avec

1 des informations partielles ou des plaidoiries
2 partielles, puis d'être pris avec ça par la suite.

3 Je pense que ma démonstration était quand
4 même claire à l'effet que la première formation,
5 elle n'a pas respecté la méthode d'interprétation
6 des lois, mais pas à moitié. Tout simplement en ne
7 disant même pas... Ça n'apparaît pas dans la
8 décision. Ça a été carrément escamoté.

9 Et ça, ça constitue un vice de fond de
10 nature à invalider la décision. Vous devriez casser
11 la décision pour ce motif-là.

12 Maintenant, qu'allez-vous faire par la
13 suite? Allez-vous vous prononcer? Allez-vous
14 retourner le dossier à la première formation?
15 Allez-vous faire autre chose? Ça c'est des choses
16 sur lesquelles on ne vous fait pas de
17 représentations aujourd'hui. Ça ne vous liera pas
18 pour l'opinion que vous pourriez avoir ou une
19 décision que vous pourriez avoir de retourner ça à
20 la première formation. Vous ne serez pas liés.

21 Et d'ailleurs, je dis ça, mais je m'emporte
22 un peu, parce qu'on ne vous demande pas aujourd'hui
23 de casser la décision. On vous demande tout
24 simplement de constater, un, que nos demandes ne
25 sont pas vouées à l'échec.

1 Ça je pense que ça apparaît assez
2 clairement de nos représentations. Ces motifs-là,
3 je vous ai présenté trois motifs, ils ne sont pas
4 voués à l'échec.

5 Maintenant, si vous estimez que c'est juste
6 ça qu'on a rempli aujourd'hui, soit, ça ne vous
7 liera pas pour le futur. Vous pourrez accueillir ou
8 refuser notre demande de révision dans le futur,
9 mais si vous êtes d'avis qu'en plus, ça constitue
10 un droit clair à la révision au moins, parce que la
11 méthode n'a pas été suivie et donc, il faut
12 recommencer, ne serait-ce que ça, bien là à ce
13 moment-là, vous pourrez ne pas regarder la balance
14 des inconvénients tout simplement.

15 Mais ici, il n'y a pas de demande d'appel
16 déguisée. On a articulé notre demande en fonction
17 des critères de révision. C'est exprimé clairement
18 et je ne plaide pas le fond de notre requête.
19 J'aurai un paquet d'autres arguments à vous
20 mentionner. Aujourd'hui, je suis allé à l'essentiel
21 pour vous démontrer que l'ouverture à la révision
22 elle existe et c'est sérieux et c'est manifeste.

23 Donc, à moins de considérer que tous nos
24 motifs sont voués à l'échec, on passe à l'étape
25 suivante qui est le préjudice.

1 Personne n'a remis vraiment en question le
2 témoignage de monsieur Chakra sur le préjudice qui
3 est subi. Alors, je ne répéterai pas donc ce que
4 nous avons à dire là-dessus.

5 Puis certains ont mentionné le paragraphe
6 66 de notre demande de révision qui concerne
7 effectivement une question d'ordonnance de
8 sauvegarde.

9 Je répète, nous ne plaidons pas ça
10 aujourd'hui. Ce n'est pas là-dessus qu'on vous
11 sollicite.

12 Alors, je ne plaiderai pas ce volet-là et
13 on fera ça dans une étape subséquente.

14 Ensuite, je voulais quand même vous
15 mentionner que la situation dépeinte par
16 maître Sicard à la fin de sa présentation est un
17 peu dramatique sur le fait que « Ah bien, la Régie
18 décide que c'est un tarif et le Distributeur se
19 fait justice lui-même. »

20 Bien franchement, ce n'est pas, je pense,
21 une orientation qui est porteuse pour qui que ce
22 soit dans le présent dossier.

23 D'une part, je peux comprendre que la loi
24 27 a déplu à certains, mais c'est la loi que nous
25 avons. Alors, nous allons vivre avec cette loi-là

1 et nous devons examiner quelle était l'intention
2 du législateur et quelle est sa portée. Ça on
3 n'aura pas le choix.

4 Les programmes comme GDP Affaires n'ont pas
5 à être approuvés par la Régie. Alors, c'est plate,
6 mais c'est ça. « Dura lex sed lex ». Le programme
7 GDP Affaires, si on le créait aujourd'hui, on
8 pourrait le créer aujourd'hui.

9 Alors, ici, on ne part pas sur du neuf. On
10 ne s'en va pas dans de l'inconnu. On dit à la
11 Régie, à vous, à la seconde formation, on veut
12 continuer comme avant. On veut un statu quo pour
13 longtemps pour nous permettre de rassurer nos
14 clients. C'est ce qu'a dit monsieur Chakra.

15 Et, oui, il y aura peut-être une évolution
16 du programme, mais ça va être toujours dans le sens
17 d'assurer un déploiement qui a du bon sens.

18 Maintenant, personne... Contrairement à ce
19 qu'a dit maître Sicard, elle nous a dit : « Les
20 clients vont indirectement assumer les coûts. ». Ça
21 c'est complètement faux. Aucun client ne va assumer
22 les coûts ni directement, ni indirectement.

23 Si le Distributeur veut donner une aide
24 financière, il le fait à même ses fonds et ce n'est
25 pas reflété dans les tarifs jusqu'en deux mille

1 vingt-cinq (2025), puis en deux mille vingt-cinq
2 (2025), vous allez avoir l'occasion de vous
3 prononcer sur tout ça.

4 Donc, ça, cette affirmation-là était
5 carrément fausse.

6 Donc, je continue sur l'idée qu'il y a
7 quand même un gain pour tout le monde à poursuivre
8 jusqu'en deux mille vingt-cinq (2025).

9 Donc plutôt que de voir ça de façon
10 dramatique en disant : « Bien là, la Régie a décidé
11 que c'était un tarif et on ne peut pas... Le
12 Distributeur en fait autre chose et il fait ce
13 qu'il veut. ». Oui, mais on aura le temps de vous
14 présenter un bon dossier.

15 Et ça, ça s'appuie sur le témoignage de
16 faits de madame Caron, d'une part, et d'autre part,
17 bien on sait que la commande est quand même lourde
18 là, quand on regarde la liste des éléments que nous
19 devons soumettre. Plus, on aura, en fait, c'est
20 l'avantage, la chance en deux mille vingt-cinq
21 (2025), d'avoir un petit peu plus d'années
22 d'expérience derrière la cravate, présenter un
23 dossier encore plus solide.

24 Et ça, je pense que c'est un bienfait. Il
25 ne faut pas croire que même si le projet de loi 34

1 ou Loi 27 a pu déplaire à certains, que c'est tout
2 noir. Non. Il y a des bénéfiques à ça. Il y a des
3 bienfaits à ça et ça, je pense que ça en est un.

4 Quand on va s'adresser à vous, en deux
5 mille vingt-cinq (2025), ça va être un dossier de
6 bien meilleure qualité que celui qu'on aurait été
7 peut-être capable de déposer là. Et on le fera au
8 moment propice.

9 Autre point, je pense que c'est maître
10 Sicard, là, qui mentionnait qu'il y a... et maître
11 Gertler, il y a une énumération, mais finalement,
12 bien ce n'est pas nécessairement exhaustif. Pour
13 votre gouverne, on note que dans la Loi 27, il y a
14 un régime transitoire. Des fois, il n'y en a pas,
15 mais là, il y en a un, il est exprimé par le
16 législateur et puis ça dit ce que ça dit.

17 Je comprends que ça peut déplaire à
18 certains, mais ça dit ce que ça dit. Pour modifier
19 l'annexe I, bien il y a deux dossiers puis
20 malheureusement, on n'est pas là-dedans.

21 Est-ce que les conséquences sont
22 dramatiques? La réponse est non. On a fait un
23 dossier semblable, comme je l'avais dit, dans le
24 dossier R-4100. Bien en plus, bien ça va se
25 continuer, c'est des activités qui sont connues,

1 comme je le disais tantôt, des activités qui n'ont
2 rien d'extraordinaire. Les clients vont être
3 satisfaits, hein, la satisfaction des clients, je
4 pense que c'est un des éléments dont vous pouvez
5 tenir compte.

6 Et en terminant, je vous dirais que ce
7 qu'on vous propose, nous, comme façon réglementaire
8 de voir les choses, de rendre vos décisions, bien
9 ça s'inscrit dans une perspective de développement
10 durable. C'est équitable pour le Distributeur. Ça
11 protège bien les clients, et ça reste, c'est une
12 façon d'exercer vos compétences qui ne mettent
13 personne dans un cul-de-sac.

14 Par exemple, dans la fameuse lettre B-0061,
15 que je vous parle, nous avons dit à la première
16 formation : « Écoutez, laissez-nous continuer vous
17 n'allez pas prononcer la nullité du programme. »
18 Là, on nous rend une décision : « Bon, bien, là, je
19 vous la prononce, là, la nullité du programme,
20 là. »

21 Ça nous met tous dans un cul-de-sac. On est
22 obligé de venir ici pour vous demander de surseoir
23 à cette ordonnance-là, sans même avoir pris la
24 peine d'analyser l'intention. Ça fait que ce genre
25 de technique là n'est pas porteur et ce qu'on vous

1 propose l'est beaucoup plus pour une réglementation
2 qui est saine.

3 Vous exercez vos compétences d'une façon
4 sereine, on va avoir du temps devant nous, c'est
5 raisonnable, les clients vont être satisfaits. On
6 va faire de la GDP. Monsieur Chakra va être occupé,
7 lui et son équipe, ils vont faire de la GDP. Cet
8 hiver, on va avoir des clients, on va faire le
9 maximum puis on n'aura pas d'incertitude, on n'aura
10 pas de tarif provisoire, on va peut-être revoir
11 rétroactivement.

12 Effectivement, on ne le sait pas, comme le
13 dit maître Sicard, quelle va être la décision de la
14 première formation sur le caractère provisoire.
15 Mais ça, ça nous maintient dans l'incertitude. Ce
16 n'est qu'à... qu'à l'issue de son processus qu'elle
17 veut tenir, après avoir entendu toute la preuve et
18 les argumentations que la première formation va
19 nous informer sur ce qu'elle va faire. Ça nous
20 maintient dans l'incertitude.

21 On n'est même pas capable de prendre des
22 engagements cette année pour le quinze (15)
23 septembre, envers nos clients. C'est inacceptable,
24 c'est pour ça qu'on est ici devant vous, ce n'est
25 pas par plaisir de faire des requêtes. On vous

1 demande une ordonnance de sursis d'exécution. C'est
2 dans l'intérêt public, c'est conforme à la Loi. Ça
3 permet au Distributeur de mener à bien ses
4 activités.

5 Alors, ça complète ma réplique, je vous
6 remercie.

7 LE PRÉSIDENT :

8 Oui, merci Maître Tremblay. Maître Turmel?

9 Me SIMON TURMEL :

10 Oui, juste un point de précision, Maître Tremblay.
11 Tout-à-l'heure, je n'ai pas posé la question parce
12 que je me suis dit que ça touche peut-être plus au
13 fond, mais vous avez ramené le sujet à savoir que
14 la première formation n'aurait pas utilisé la
15 méthode d'interprétation moderne.

16 Mais si je me rappelle bien dans la
17 décision de la première formation, on disait :
18 Voici la méthode d'interprétation qu'on doit
19 utiliser lorsqu'une loi à caractère rétroactif, ça
20 doit être une méthode d'interprétation, pardon, ça
21 doit être interprété restrictivement, oui, c'est
22 ça, quelque chose du genre.

23 Quelle est votre position là-dessus, vu que
24 vous m'avez amené sur le terrain?

25

1 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

2 Bien, en fait, ce qui est le défaut dans le cas de
3 la première décision, c'est que comme vous le dites
4 si bien, la première formation s'est intéressée à
5 l'état du droit sur la rétroactivité. Ça, c'est
6 intéressant, mais c'est pas aussi intéressant que
7 de connaître l'intention du législateur pour cette
8 loi-là.

9 Ce législateur, pour cette loi-là,
10 qu'avait-il l'intention de faire? Pourquoi a-t-il
11 adopté cette loi? Quels sont les bienfaits qu'il a
12 considérés pour adopter cette loi?

13 Et ce n'est qu'une fois qu'on s'est posé
14 ces questions-là, ce qu'on n'a même pas fait, et
15 qu'on y a répondu, qu'ensuite on regarde l'état du
16 droit au niveau de la rétroactivité. Puis là on
17 regarde « Ah! bien oui. Y avait-il y un régime
18 transitoire? Que dit-il? Est-ce clair? » à la
19 lumière du contexte. À la lumière de l'objet de la
20 loi. Et c'est ça qui est écrit dans l'arrêt
21 Vavilov, à l'article... le paragraphe 110. Maître
22 Gertler l'a lu au complet. Ça me va. C'est bon.
23 C'est ça qui est écrit.

24 Il faut faire l'exercice et on ne peut
25 pas... On a manqué la première étape. On ne peut

1 pas courir directement au deuxième but. Je m'excuse
2 pour mes analogies de baseball. On ne peut pas
3 courir directement au deuxième but, il faut
4 commencer par dire « ce législateur-là, que
5 voulait-il faire avec cette loi-là? »

6 Après ça, on regarde, bon, généralement
7 quand le législateur veut avoir une portée
8 rétrospective ou immédiate, il s'exprime de telle
9 façon. Puis là on regarde comment s'est-il exprimé.
10 On a escamoté l'étape la plus importante. Et c'est
11 ça, je pense, je pense en fait, pour résumer, mais
12 notre position que, dans notre requête, c'est assez
13 évident que nos trois motifs ne sont pas voués à
14 l'échec.

15 Mais, ce genre de... cette erreur-là, ce
16 vice de fond là d'avoir mis de côté des règles de
17 droit, ça montre de façon évidente qu'on a un droit
18 à la révision. Maintenant, comment on va continuer
19 le dossier ensemble, ca, on verra, on fera des
20 représentations là-dessus.

21 Me SIMON TURMEL :

22 Merci. Je n'ai pas d'autres questions. Et en
23 passant, on est en saison de hockey, hein!

24 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

25 Vous avez bien raison, c'est inhabituel en cette

1 période estivale. Voilà pourquoi j'ai de la misère
2 à changer de sport.

3 LE PRÉSIDENT :

4 Alors, écoutez, je pense, maître Tremblay, merci.
5 Vous avez été effectivement court et vous avez, je
6 pense, touché aux points que votre client voulait
7 que vous touchiez, alors... Mais je ne peux pas
8 parler à sa place et je n'oserais pas parler à sa
9 place.

10 Alors, cela étant dit... et j'ai un signe
11 de tête. Alors, écoutez, ça met fin à cette
12 audience. Donc, il me reste à vous remercier pour
13 votre collaboration et la collaboration de tout le
14 monde.

15 C'est pas facile, c'est jamais facile une
16 audience, c'est encore peut-être un petit peu
17 moins, un petit peu moins à distance, surtout quand
18 on perd les gens et on ne sait pas pourquoi on les
19 a perdus. Est-ce qu'ils ont trouvé que j'étais trop
20 sévère ou bien donc ils ont trouvé que maître
21 Tremblay n'était pas assez clair ou ils ont trouvé
22 que maître Turmel était trop mélangé? Je ne le sais
23 pas. Alors, on le saura peut-être un jour.

24 Mais cela étant dit, vous êtes resté, c'est
25 le principal. Alors, il me reste à remercier le

1 personnel de la Régie, notamment le personnel des
2 systèmes informatiques qui nous permet à la fois de
3 travailler de la maison de façon sécuritaire, de
4 tenir des audiences de façon sécuritaire. Alors, je
5 les remercie.

6 Je remercie naturellement notre greffière.
7 Je remercie le service de sténographie. Et je vous
8 souhaite à tous une très bonne fin de journée. On
9 ne passera pas la soirée ensemble Maître Tremblay.
10 Merci.

11 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

12 Merci beaucoup. Merci à tous. Merci.

13

14 AJOURNEMENT

15

16

1 SERMENT D'OFFICE :

2 Je soussigné, Claude Morin, sténographe officiel,
3 certifie sous mon serment d'office, que les pages
4 qui précèdent sont et contiennent la transcription
5 exacte et fidèle des notes recueillies par moi au
6 moyen du sténomasque d'une retransmission en
7 visioconférence, le tout conformément à la Loi.

8

9 ET J'AI SIGNE:

10

11

12

Sténographe officiel. 200569-7

Je, soussigné(e), **CAROLE CHARRON, Huissier de justice** du Québec, ayant mon domicile professionnel au 249 Boul Sainte-Rose #102, LAVAL, QC, CANADA, H7L 1L8, affirme solennellement ce qui suit:

Le 26 août 2020 à 11:03 heures

HYDRO-QUEBEC

Partie Demanderesse

REGIE DE L'ENERGIE

Partie Défenderesse

ASSOCIATION COOPERATIVE D'ECONOMIE FAMILIALE DE L'OUTAOUAIS (ACEFO) ET AL

Partie Mise en cause

J'ai reçu par COURRIER ÉLECTRONIQUE un(e) DEMANDE INTRODUCTIVE D'INSTANCE EN CONTROLE JUDICIAIRE DE DEUX DECISIONS RENDUES PAR LA REGIE DE L'ENERGIE ET DEMANDE DE SURSIS D'APPLICATION DE CES DECISIONS, DECLARATION SOUS SERMENT, AVIS DE PRESENTATION ET AVIS D'ASSIGNATION ET PIECES P-1 A P-17 .

Les copies jointes aux présentes sont conformes au document reçu par COURRIER ÉLECTRONIQUE de:

SOPHIE TESSIER DE L'ETUDE LAVERY DE BILLY
COURRIEL: STESSIER@LAVERY.CA

Les faits allégués aux présentes sont vrais.

ET J'AI SIGNÉ

ATT. AUTH. COPIE'	15,00 \$ (*)
SOUS-TOTAL	15,00 \$
TPS	0,75 \$
TVQ	1,50 \$
TOTAL	17,25 \$

CAROLE CHARRON, Huissier de justice
Permis # 936

MES LAVERY, DE BILLY, AVOCATS MONTREAL
(C243618)

Inv. : 250656-1-4-1
(HE E618) H52 0 CCH E0826 10826-11:49
CAROLE CHARRON
Présentable le : 04/09/2020

a/s : ME RAYMOND DORAY
v/d : 041198-00559

Charron Boissé Lévesque, Huissiers de justice Inc.

249 Boul Sainte-Rose # 102

LAVAL, QC, CA, H7L 1L8

Tél. : (450) 662-0955 Fax : (514) 954-9981

T.P.S. : 712514496 T.V.Q. : 1224785808



N° : 500-17- 113361-201

COUR SUPÉRIEURE
(Chambre civile)
DISTRICT DE MONTRÉAL

HYDRO-QUÉBEC

Demanderesse

c.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Défenderesse

-et-

ASSOCIATION COOPÉRATIVE D'ÉCONOMIE
FAMILIALE DE L'OUTAOUAIS (ACEFO)

ET ALS.

Mis en cause



Signature
26/08/2020

DEMANDE INTRODUCTIVE D'INSTANCE EN
CONTRÔLE JUDICIAIRE DE DEUX DÉCISIONS
RENDUES PAR LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE ET
DEMANDE DE SURSIS D'APPLICATION DE CES
DÉCISIONS (Art. 529 et 530 C.p.c.)

COPIE CERTIFIÉE CONFORME

BL 1332

Notre/📁 : 041198-00559

Me Raymond Doray, Ad.E. / 514 877-2913
rdoray@lavery.ca

LAVERY, DE BILLY, S.E.N.C.R.L.

SOCIÉTÉ EN NOM COLLECTIF À RESPONSABILITÉ LIMITÉE
BUREAU 4000, 1, PLACE VILLE MARIE, MONTRÉAL (QUÉBEC) H3B 4M4
TÉLÉPHONE : 514 871-1522 TÉLÉCOPIEUR : 514 871-8977
NOTIFICATIONS PAR COURRIEL : NOTIFICATIONS-MTL@LAVERY.CA
lavery.ca