

R - 4 1 1 0 - 2 0 1 9

HQD - DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN
D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029

RAPPORT D'EXPERTISE

Préparé par : Marcel Paul Raymond, M. Sc.

23 juillet 2020

Table des matières

Sommaire et recommandations	4
1. Mandat	15
2. Contexte du Plan d'approvisionnement	17
3. Prévision de la demande	19
3.1. <i>Usage cryptographique appliqué aux chaînes de bloc</i>	20
3.2. <i>Pertes de transport et de distribution</i>	24
3.2.1. <i>Historique des taux de pertes de transport et de distribution</i>	24
3.2.2. <i>Prévision des taux de pertes de transport et de distribution</i>	27
4. Lien entre les besoins à alimenter et la planification des réseaux de transport et de distribution	32
5. Diverses avenues en gestion de la demande	47
6. Taux de réserve des moyens de gestion de la demande en puissance	67
6.1. <i>Taux de réserve et son approche de calcul</i>	68
6.2. <i>Impact du délai d'appel sur le taux de réserve</i>	76
6.3. <i>Impact du taux de pénétration des moyens de gestion sur le taux de réserve</i>	86
7. Contribution des marchés de court terme en puissance	97
7.1. <i>Labrador</i>	97
7.2. <i>Nouveau-Brunswick</i>	98
7.3. <i>Nouvelle-Angleterre</i>	102
7.4. <i>New York</i>	104
7.5. <i>Ontario</i>	104
7.6. <i>Zone de réglage du Québec</i>	105
7.6.1. <i>Historique des marges de manœuvre prévisionnelles du Producteur</i>	106
7.6.2. <i>Prévision des marges de manœuvre prévisionnelles du Producteur sur l'horizon du Plan</i>	108
7.6.3. <i>Historique des valeurs retenues par le Distributeur</i>	113
7.6.4. <i>Préoccupations de la Régie</i>	116

7.6.5.	Motifs du Distributeur pour ne pas hausser la contribution de la zone de réglage du Québec	119
7.7.	<i>Recommandation sur la contribution des marchés de court terme en puissance à retenir</i>	126
8.	Utilisation optimale des conventions d'énergie différée.....	130
8.1.	<i>Historique des conventions d'énergie différée</i>	130
8.2.	<i>Proposition du Distributeur</i>	132
8.3.	<i>Notre position.....</i>	136
9.	Bilan de puissance	140
10.	Bilan d'énergie	144
10.1.	<i>Démonstration du respect du critère de fiabilité en énergie du Producteur</i>	145
10.2.	<i>Démonstration du respect du critère de fiabilité en énergie du Distributeur</i>	146
11.	Coûts évités	148
11.1.	<i>En puissance</i>	148
11.2.	<i>En énergie.....</i>	163
11.3.	<i>En énergie aux heures de plus forte demande.....</i>	164
12.	Analyses de sensibilité dans le contexte de la COVID-19.....	176
13.	Alimentation des Îles-de-la-Madeleine.....	182
14.	Traitement réglementaire des décisions ayant un impact à long terme	192

Sommaire et recommandations

Nous avons analysé l'ensemble du Plan d'approvisionnement 2020-2029 (le « Plan ») d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur »).

Dans ce rapport d'expertise, nous avons notamment démontré que, sur la période couverte par le Plan, le Distributeur :

- Surestime la prévision de la demande notamment en ce qui a trait à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs et au taux de pertes de transport et de distribution, ce qui a pour effet d'engager des coûts d'approvisionnement avant qu'ils ne soient véritablement requis.
- Sous-estime le potentiel de la tarification dynamique, ce qui a pour effet d'engager des moyens d'approvisionnement plus coûteux.
- Surestime la réserve requise en puissance, ce qui a pour effet d'engager des coûts d'approvisionnement non requis.
- Sous-estime la contribution des marchés de court terme dans le bilan de puissance, principalement en provenance de la zone de contrôle du Québec, ce qui a pour effet d'engager des coûts d'approvisionnement non requis.
- Sous-optimise la gestion des rappels dans le cadre des conventions d'énergie différée, ce qui entraîne des coûts d'approvisionnement non requis.
- Possède une fiabilité suffisante en puissance et en énergie, ce qui assure l'alimentation des clients de façon fiable.

- Surestime les coûts évités de la puissance à court terme et à long terme, ce qui entraîne des coûts d'approvisionnement trop élevés pour des moyens de gestion de la puissance.
- Sous-estime les coûts évités en énergie pour les 100 heures et les 300 heures de plus forte demande, ce qui peut éventuellement avoir pour effet de limiter la participation économique de fournisseurs aux options de gestion de la demande.

À la suite de ces démonstrations, nous avons revu les bilans en puissance et en énergie et nous constatons ainsi qu'essentiellement aucun besoin pour des approvisionnements de long terme additionnels ne serait requis avant 2028 en énergie et avant l'hiver 2027-2028 en puissance, reportant conséquemment la mise en place et l'évolution de moyens de gestion de la puissance comme le programme GDP Affaires, la tarification dynamique et la bonification de l'électricité interruptible.

En absence de nouvelle prévision émise par le Distributeur dans le contexte exceptionnel de la COVID-19, nous avons effectué une première analyse de sensibilité en retardant de deux ans les augmentations des besoins de la clientèle. Dans un tel scénario, le besoin d'un approvisionnement de long terme en puissance serait repoussé à l'hiver 2028-2029.

Nous avons aussi procédé à l'analyse de sensibilité du scénario faible de la demande en puissance pour lequel le besoin de nouveaux approvisionnements est inexistant sur la période couverte par le Plan et le déploiement des moyens de gestion est ralenti considérablement.

À la suite de l'ensemble de nos analyses, nous soumettons les recommandations qui suivent à la Régie de l'Énergie (la « Régie »).

A. Prévision de la demande

1. Retenir une prévision maximale de 80 MW pour la puissance appelée par les abonnements existants des chaînes de blocs (86 MW avec les pertes).
2. Retenir un taux de pertes globales prévisionnel de 7,22 % pour la prévision des besoins d'ici 2022 inclusivement puis de 7,15 % par la suite. Ces valeurs s'expliquent par un taux de 7,3 % basé sur l'historique récent auquel on retire l'impact de la ligne Chamouchouane – Bout-de-l'Île (0,08 %) et, à partir de 2023, celui de la ligne Micoua - Saguenay (0,07 %).

B. Lien entre les besoins à alimenter et la planification des réseaux de transport et de distribution

3. Encadrer les travaux amorcés par le Distributeur afin de mieux tenir compte de l'apport des moyens de gestion de la puissance dans la projection des besoins des réseaux de transport et de distribution et dans la planification des investissements de ces réseaux. Par exemple, la Régie devrait exiger le plus tôt possible un plan de travail précis prévoyant notamment le cadrage des travaux (« *scoping* ») pour son approbation, une revue de la littérature, et la tenue d'une séance de travail pour la présentation des résultats.
4. Dans l'attente de l'obtention des résultats de ces travaux, nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de retirer les moyens de gestion de la puissance lorsqu'il fournit une prévision de la demande au Transporteur afin que ce dernier planifie le dimensionnement du réseau de transport.

C. Diverses avenues en gestion de la demande en puissance

5. Avant de prendre sa décision sur les autres moyens de gestion, demander au Distributeur de fournir une prévision de la contribution au bilan de puissance de la tarification dynamique à la suite des résultats obtenus lors du premier hiver 2019-2020.
6. En attendant de recevoir et de pouvoir commenter une telle prévision, retenir 400 MW comme potentiel de la tarification dynamique à terme, un tel potentiel étant très prudent en considérant que l'appel au public a permis d'obtenir une réduction de la demande de 800 MW dans le passé et ce, sans aucune compensation aux clients.
7. Étant donné notamment:
 - L'utilisation inappropriée des signaux de coûts évités à long terme sur l'horizon de court terme en contravention d'une décision de la Régie dans un cas semblable;
 - L'incertitude sur le signal de coût évité de la puissance à long terme;
 - La sous-évaluation du taux de réserve du moyen Hilo,

nous recommandons à la Régie d'aviser le Distributeur que, pour les années où elle aura juridiction sur la fixation des tarifs de ce dernier, elle ne reconnaîtra pas la rémunération consentie à Hilo en vertu du contrat de gré à gré entre la filiale Hilo et le Distributeur, d'une durée de 10 ans à compter de l'hiver 2019-2020 (le « Contrat ») dans les cas où cette rémunération ne respecte pas une utilisation appropriée des coûts évités. Pour l'instant, nous recommandons de ne retenir aucune

valeur pour le moyen de gestion Hilo dans le bilan de puissance sur la période couverte par le Plan.

8. De plus, ne pas approuver la « Rémunération incitative pour Autres services », telle que définie à l'article 10.2 du Contrat.
9. Ne pas approuver la Convention-cadre pour les services énergétiques entre l'agrégateur Hilo et le Distributeur. Subsidièrement, si jamais la Régie devait approuver la rémunération du Contrat et/ou la Convention-cadre, nous avons émis plusieurs commentaires sur ceux-ci au chapitre 5 de ce rapport.
10. Étant donné les caractéristiques des moyens de gestion de la puissance et, en particulier, le coût de puissance par kW effectif, demander au Distributeur de prioriser les moyens dans l'ordre suivant, autant dans leur choix avant chaque hiver que dans le bilan de puissance sur la période couverte par le Plan :
 - Marchés de court terme;
 - Électricité interruptible;
 - Tarification dynamique – Crédit hivernal;
 - Tarification dynamique – Tarifs Flex;
 - Programme GDP Affaires.

D. Taux de réserve des moyens de gestion de la puissance

11. Demander au Distributeur une analyse complète démontrant que son approche de découplage entre les modèles FEPMC et MARS est valide pour établir la fiabilité en puissance de ses approvisionnements et la réserve requise qui en découle, et que cette approche est aussi

valable que d'utiliser uniquement le modèle FEPMC. Nous sommes d'avis qu'un centre de recherche comme l'IREQ possède les compétences pour réaliser ce type de démonstration.

12. Prendre acte que les taux de réserve des moyens de gestion apparaissant au bilan de puissance du Distributeur et servant de base à leur rémunération sont sous-estimés, étant donné notamment que les délais d'appel ne sont pas pris en compte.
13. De plus, prendre acte qu'il serait tout à fait possible de tenir compte des délais d'appel des moyens de gestion dans l'évaluation du taux de réserve associé à chacun d'eux et, par conséquent, réitérer la demande de la décision D-2019-027 et ordonner au Distributeur de tenir compte du délai d'appel dans le calcul du taux de réserve des moyens de gestion et de décrire la méthode qu'il compte utiliser pour le faire dans les plus brefs délais.
14. Demander au Distributeur de démontrer, à l'aide de résultats statistiques complets sur l'utilisation des moyens de gestion, provenant du modèle FEPMC, que les taux de réserve qui apparaissent au tableau 4.3 de la pièce B-0009 demeurent valides pour chacun des hivers de la période couverte par le Plan.
15. Demander au Distributeur de fournir la valeur de l'espérance de perte de charge (« Loss of Load Expectation : LOLE ») obtenue par l'utilisation du modèle FEPMC, pour chacun des hivers de la période couverte par le Plan.

E. Contribution des marchés de court terme

16. Demander au Distributeur de proposer, dans le prochain état d'avancement du Plan, une valeur de contribution en puissance de

court terme pour l'interconnexion à venir avec le Maine, avec preuves à l'appui. Nous sommes d'avis que l'hypothèse retenue par le Distributeur d'une valeur de 0 MW en provenance de cette interconnexion, basée sur de fausses prémisses, est nettement trop pessimiste.

17. Demander au Distributeur de fournir, dans chaque plan d'approvisionnement et état d'avancement, un tableau sous un format correspondant au tableau AHQ-ARQ-11, qui montre la marge prévisionnelle de la zone de contrôle du Québec en utilisant les données les plus récentes fournies au NPCC et au NERC.
18. Étant donné les informations fournies au NERC, prendre acte qu'aucune puissance de la zone de contrôle du Québec n'est présentement considérée dans la contribution des marchés de court terme de 1 100 MW retenue par le Distributeur.
19. Prendre acte que, contrairement à ce que le Distributeur affirmait en 2017, il connaît les marges prévisionnelles en puissance de la zone de réglage sur l'horizon du Plan, dont celles du Producteur.
20. Tenir compte d'une contribution pour des marchés en puissance de court terme au Québec en se basant sur les marges disponibles et non liées par des engagements contractuels et ce, même si les propriétaires de telles marges pourraient en faire ce que bon leur semble.
21. Prendre acte d'une évolution très significative de la marge de manœuvre du marché interne permettant une modification à la hausse du potentiel de 1 100 MW de la contribution en puissance des achats de court terme.

22. Retenir, pour l'instant, une valeur prudente de 700 MW pour la contribution des achats en puissance en provenance de la zone de contrôle du Québec (en incluant, lorsque applicable, les 400 MW de rappel en vertu des conventions d'énergie différée). Cette valeur de 700 MW s'ajouterait à la contribution prudente retenue par le Distributeur de 1 100 MW pour les marchés limitrophes, le tout pour une valeur totale de 1 800 MW. Nous sommes d'avis que ces valeurs pourront être réévaluées à la hausse au cours des prochaines années en fonction des besoins du bilan de puissance.

F. Utilisation optimale des conventions d'énergie

23. Demander au Distributeur de n'engager aucun rappel d'énergie dans le cadre des Conventions amendées sans préalablement avoir présenté et fait approuver par la Régie une démonstration sans équivoque, avec chiffres à l'appui, à l'effet qu'une telle stratégie répond aux besoins de la clientèle au plus bas coût possible sur la période couverte par le Plan. Pour l'hiver 2020-2021, cette recommandation pourrait exiger de statuer sur la question avant la tenue de l'audience à compter du 15 septembre 2020, à moins que le Distributeur ne retire son intention d'effectuer un rappel d'énergie différée pour ledit hiver.

G. Bilan de puissance

24. Prendre acte que le besoin pour des approvisionnements de long terme additionnels en puissance qui était prévu par le Distributeur à compter de l'hiver 2024-2025 est reporté à l'hiver 2027-2028 selon nos recommandations. Par conséquent, il est fort improbable que le Distributeur doive lancer un appel d'offres au cours des trois prochaines années pour de la puissance.

H. Bilan en énergie

25. Prendre acte que le besoin pour des approvisionnements de long terme additionnels en énergie qui était prévu par le Distributeur à compter de l'année 2027 est vraisemblablement reporté à l'année 2028 selon nos recommandations. Par conséquent, il est fort improbable que le Distributeur doive lancer un appel d'offres au cours des trois prochaines années pour de l'énergie.
26. Prendre acte de la démonstration satisfaisante du critère de fiabilité en énergie du Producteur.
27. Prendre acte que nous sommes d'accord avec le critère de fiabilité en énergie du Distributeur tel que proposé et, en cette période de surplus, nous sommes satisfaits de la démonstration de son respect faite par le Distributeur.
28. Demander au Distributeur de proposer, pour le prochain Plan d'approvisionnement, un potentiel pour les marchés de court terme en énergie dans la zone de réglage du Québec qui s'ajouterait au potentiel de 6 TWh déjà identifié en provenance de l'extérieur du Québec et ce, selon un principe similaire à ce qu'il fait déjà pour la puissance.

I. Coûts évités

29. Retenir, pour l'instant, un coût évité de puissance à court terme de 10 \$/kW-hiver et revoir cette valeur à la baisse au cours des prochaines années si les coûts sous la barre des 2 \$/kW-hiver des trois derniers hivers persistent.
30. Fixer à l'hiver 2027-2028 la date d'application du signal de coût évité de puissance à long terme.

31. Fixer à l'année 2028 la date d'application du signal de coût évité de l'énergie à long terme.

32. Pour l'établissement des coûts évités en énergie pour les heures de plus grandes charges :

- Ne pas retenir la proposition du Distributeur.
- Retenir une méthode qui :
 - Tienne compte des prix réels des achats de court terme effectués par le Distributeur aux heures de fine pointe et aux heures de pointe;
 - Tienne compte d'un historique des cinq hivers les plus récents observés;
 - Mette à jour l'évaluation annuellement.
- Prévoir un mécanisme permettant aux personnes intéressées de pouvoir annuellement interroger le Distributeur et formuler des recommandations sur ce sujet.

J. Contexte de la COVID-19

33. Nous recommandons à la Régie qu'elle exige du Distributeur qu'il émette le plus tôt possible une prévision de la demande à jour de même que les bilans en énergie et en puissance qui l'accompagnent et ce, le plus rapidement possible. Subsidiairement, si la Régie retenait la proposition du Distributeur de retarder la mise à jour de sa prévision à l'État d'avancement 2020 en novembre prochain, nous recommandons que l'état d'avancement (ou une phase subséquente du présent

dossier) fasse l'objet de toutes les mêmes étapes que le dossier du Plan, incluant une audience publique.

K. Alimentation des Îles-de-la-Madeleine

34. À ce stade-ci, nous sommes d'avis que la preuve du Distributeur sur les solutions alternatives pour l'alimentation des Îles-de-la-Madeleine demeure hautement incomplète. Nous profiterons de l'audience à venir pour obtenir des précisions du Distributeur sur des solutions alternatives au raccordement en provenance de la Gaspésie comme, par exemple, un raccordement en provenance des provinces maritimes et d'autres alternatives mentionnées par les intervenants.

L. Traitement réglementaire des décisions ayant un impact à long terme

35. Prévoir un forum réglementaire annuel pour pouvoir débattre des décisions et prévisions du Distributeur qui pourraient avoir un impact majeur sur les tarifs d'électricité après le 31 mars 2025 notamment les signaux de coûts évités, les stratégies d'utilisation des conventions d'énergie différée et la mise en place de moyens de gestion en puissance. Par exemple, le forum choisi pourrait être l'état d'avancement du Plan qui serait traité sur dossier.

1. Mandat

L'Association Hôtellerie Québec (« l'AHQ ») et l'Association Restauration Québec (« l'ARQ ») nous ont donné le mandat de produire un rapport dont l'objectif est de passer en revue l'ensemble du Plan d'approvisionnement 2020-2029 (le « Plan ») d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (« le Distributeur ») dans le cadre du dossier R-4110-2019 déposé à la Régie de l'Énergie (la « Régie »). De façon générale, ces associations (collectivement « l'AHQ-ARQ ») nous ont mandatés pour vérifier si le Plan présente une solution optimale pour répondre aux besoins d'approvisionnement du Distributeur au cours des prochaines années, tout en respectant les contraintes et aléas auxquels il doit faire face et les critères de fiabilité qu'il doit respecter. En d'autres mots, on nous demande de vérifier si le Plan représente la solution au moindre coût pour la clientèle afin de rencontrer les besoins auxquels le Distributeur fait face.

De façon plus précise, l'AHQ-ARQ nous demande de nous prononcer sur tous les éléments du Plan mais en mettant l'emphase sur les méthodes d'évaluation et de démonstration de la fiabilité en puissance et en énergie et sur les stratégies mises de l'avant par le Distributeur dans la gestion optimale de ses ressources en puissance et en énergie.

Les préoccupations particulières de l'AHQ-ARQ ont été exposées dans sa demande d'intervention à la pièce C-AHQ-ARQ-0002 du présent dossier. Elles couvrent notamment les sujets suivants :

- La prévision de la demande notamment en ce qui a trait :
 - aux usages relativement nouveaux dont notamment l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs;
 - aux pertes de transport et de distribution incluant l'impact des nouvelles lignes à 735 kV;

- aux aléas sur les besoins annuels en énergie et en puissance;
- au suivi de la performance prévisionnelle des modèles;
- Le lien entre les besoins à alimenter et les besoins des réseaux de distribution et de transport;
- Les diverses avenues en gestion de la demande en puissance et les programmes proposés par le Distributeur en tenant compte de leur potentiel, de leur contribution en puissance et des coûts évités;
- L'évaluation des moyens de contribution des marchés de court terme dans le bilan de puissance du Distributeur ;
- L'utilisation optimale des conventions d'énergie différée;
- Le respect des critères de fiabilité en puissance et en énergie;
- La détermination des coûts évités en puissance, en énergie et pour les 100 heures et les 300 heures de plus forte demande;
- L'impact sur le Plan du contexte de la COVID-19.
- L'alimentation des Îles-de-la-Madeleine.

Le présent rapport est le fruit de nos travaux et est remis à l'AHQ-ARQ afin que celle-ci puisse le déposer comme faisant partie de sa preuve devant la Régie.

Les recommandations de ce rapport sont basées sur l'information disponible à ce jour. Si de l'information additionnelle devenait disponible, nous nous réservons le droit de modifier ses recommandations ou d'en faire de nouvelles.

2. Contexte du Plan d'approvisionnement

Afin de satisfaire les besoins en électricité des marchés québécois, le Distributeur doit, en vertu de l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi »), préparer et soumettre à l'approbation de la Régie, suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par règlement de celle-ci, un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois.

Le Distributeur a soumis à la Régie son Plan d'approvisionnement 2020-2029 suivant les exigences du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* (décret 925-2001) ainsi que du *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution* publié par la Régie le 11 juin 2010.

Le Plan se situe dans un contexte de décroissance des besoins à cause de la crise sanitaire entraînée par la COVID-19, ce contexte, tel que décrit ci-dessous, n'ayant pas été mis à jour par le Distributeur.

Avant cet événement perturbateur important, le Distributeur anticipait une croissance de la demande d'électricité au Québec, pour la période 2020-2029. Les approvisionnements disponibles et prévus sont suffisants, d'après le Distributeur, pour répondre aux besoins en énergie jusqu'en 2026 et en puissance jusqu'en 2025. Le Plan tient compte de plusieurs nouvelles mesures en gestion de la demande de puissance, pour toutes les catégories de clients, par exemple les mesures d'électricité interruptible, de GDP Affaires, de tarification dynamique et de l'agrégateur Hilo.

Le Distributeur estime que, d'ici trois à cinq ans, des appels d'offres pourraient être lancés si les besoins prévus se matérialisent.

En 2029, les besoins en énergie anticipés auront augmenté de 13,7 TWh par rapport au niveau de 2019, soit une croissance annuelle moyenne de 0,7%. Sur la période couverte par le Plan, le Distributeur prévoit une hausse des besoins en puissance d'environ 3 550 MW, et ce, par rapport à la pointe d'hiver de 2018-2019, ce qui représente une croissance annuelle moyenne de 0,9 %. Une grande partie de cette croissance provient des secteurs résidentiel et commercial¹.

C'est dans un tel contexte que s'inscrira ce rapport d'expertise commandé par l'AHQ-ARQ et les résultats d'analyses de sensibilité pour tenir compte de la COVID-19 seront aussi présentés.

¹ B-0007, pages 14 et 15.

3. Prévision de la demande

Le Distributeur présente sa prévision de besoins en énergie et en puissance sur la période couverte par le Plan. Celle-ci peut être résumée par les deux tableaux qui suivent² :

TABLEAU 2.3 :
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE

En TWh	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ventes Régulières au Québec	171,4	177,2	180,7	183,1	184,2	185,5	185,2	183,3	182,8	184,1	183,8
+ Énergie interruptible	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
+ Usage interne	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
+ Effacement chaîne de blocs	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0
- Consommation hors réseau intégré	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,2	0,3	0,3	0,3
= Consommation visée par le Plan	171,6	177,4	180,9	183,4	184,5	185,8	185,5	183,8	183,2	184,5	184,3
+ Pertes de transport et de distribution	12,6	13,2	13,4	13,6	13,7	13,8	13,7	13,6	13,6	13,7	13,7
BESOINS VISÉS PAR LE PLAN	184,2	190,6	194,3	197,0	198,2	199,6	199,3	197,4	196,8	198,2	197,9
Impact des conditions climatiques (au 31 juillet 2019)	3,7										

Notes:

- Valeurs normalisées pour les conditions climatiques

TABLEAU 2.4 :
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES

En MW	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
Usages											
Chauffage des locaux Résidentiel	13 930	14 105	14 241	14 397	14 534	14 666	14 792	14 913	15 028	15 137	15 239
Chauffage des locaux Commercial	3 579	3 623	3 654	3 677	3 695	3 711	3 725	3 738	3 749	3 758	3 767
Eau chaude Résidentiel	1 948	1 981	1 992	2 006	2 019	2 037	2 040	2 055	2 063	2 077	2 075
Industriel	7 991	8 262	8 389	8 384	8 369	8 354	8 324	8 230	8 195	8 178	8 150
Centres de données	85	106	122	158	205	251	298	344	386	416	427
Chaînes de blocs	100	190	395	718	718	718	669	505	182	182	182
Serres	77	88	131	184	230	246	253	256	258	258	258
Véhicules électriques	31	49	73	99	130	168	213	267	322	373	431
Photovoltaïque	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres usages	10 230	10 381	10 492	10 573	10 651	10 664	10 740	10 831	10 880	10 907	10 992
Besoins réguliers du Distributeur (Besoins visés par le Plan)	37 972	38 783	39 489	40 196	40 550	40 815	41 056	41 139	41 064	41 287	41 522

Notes:

- Valeurs normalisées pour les conditions climatiques et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

² B-0007, pages 31 et 32, tableaux 2.3 et 2.4.

De façon générale, on peut constater que, depuis 2012, les prévisions du Distributeur surestiment systématiquement les besoins en énergie et en puissance³. Notre analyse de la prévision du Distributeur nous a amené à commenter plus spécifiquement l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs et les pertes de transport et de distribution, deux composantes dont nous démontrons ci-après la surestimation.

3.1. Usage cryptographique appliqué aux chaînes de bloc

Dans cette section, nous démontrons que la prévision des besoins pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs (les « chaînes de blocs ») est légèrement surévaluée et nous recommandons de nouvelles valeurs en puissance et en énergie.

Dans les tableaux qui suivent, on retrouve une première prévision pour les chaînes de blocs, soit les ventes en énergie et les besoins en puissance⁴ :

TABLEAU 3.19 :
PRÉVISION DES VENTES ANNUELLES DU DÉVELOPPEMENT DE MARCHÉS

En TWh	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Développement de marchés											
<i>Centres de données</i>	0,6	0,8	1,0	1,3	1,6	2,0	2,3	2,7	2,9	3,1	3,1
<i>Chaînes de blocs</i>	1,0	1,7	4,2	5,4	5,4	5,2	4,7	2,5	1,4	1,4	1,4
<i>Serres</i>	0,3	0,4	0,7	1,0	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Total	1,9	3,0	5,9	7,6	8,1	8,4	8,2	6,4	5,5	5,7	5,7

TABLEAU 3.20 :
PRÉVISION DE LA CONTRIBUTION À LA POINTE D'HIVER DU DÉVELOPPEMENT DE MARCHÉS

En MW	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
Développement de marchés											
<i>Centres de données</i>	85	106	122	158	205	251	298	344	386	416	427
<i>Chaînes de blocs</i>	100	190	395	718	718	718	669	505	182	182	182
<i>Serres</i>	77	88	131	184	230	246	253	256	258	258	258
Total	262	384	649	1 060	1 153	1 214	1 220	1 105	826	856	867

³ B-0007, pages 44 à 46, section 2.5.

⁴ B-0007, page 57, tableaux 3.19 et 3.20.

La prévision des chaînes de blocs de 718 MW à compter de l'hiver 2021-2022 est composée de la puissance appelée des abonnements existants (158 MW), des réseaux municipaux (210 MW) et d'un bloc dédié de 300 MW auxquels s'ajoutent des pertes de 50 MW.

À la suite des résultats de l'appel de propositions A/P 2019-01, le Distributeur n'a octroyé qu'environ 60 MW du bloc de 300 MW dédié aux chaînes de blocs⁵.

À la suite de tels résultats, le Distributeur a émis de nouvelles prévisions à la baisse pour les chaînes de blocs, telles qu'elles apparaissent aux tableaux suivants⁶ :

TABLEAU R-6.1 :
PRÉVISION DES VENTES AU SECTEUR COMMERCIAL
TENANT COMPTE DU RÉSULTAT DE L'A/P 2019-01

En TWh	2019 ¹	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Commercial	44,2	45,9	47,7	49,3	50,2	50,8	51,0	50,7	50,3	50,8	50,9
<i>Dont:</i>											
<i>Commercial et institutionnel</i>	38,9	40,3	41,3	42,3	43,1	43,8	43,9	44,3	44,6	45,1	45,2
<i>Chaînes de blocs</i>	0,8	1,4	1,7	1,7	1,7	1,6	1,3	1,1	0,8	0,8	0,8
<i>Réseaux municipaux et Éclairage public</i>	5,3	5,6	6,4	7,0	7,0	7,1	7,1	6,3	5,7	5,8	5,8
<i>Chaînes de blocs</i>	0,2	0,3	1,1	1,7	1,7	1,7	1,7	0,9	0,1	0,1	0,1

Notes:
¹ Inclut les ventes publiées de janvier à juillet 2019, normalisées pour les conditions climatiques

⁵ B-0024, page 17, réponse 7.2.

TABLEAU R-15.3 :
BESOINS PRÉVUS ET EFFACEMENT POUR LA CLIENTÈLE CHAÎNES DE BLOCS

En MW	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
Chaînes de blocs										
Besoins à la pointe	183	285	460	460	460	418	371	123	123	123
Effacement	18	61	61	61	61	43	14	14	14	14
Besoins nets à la pointe d'hiver	165	224	398	398	398	375	357	109	109	109

Notes:

- Valeurs normalisées pour les conditions climatiques et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

En utilisant le tableau R-15.3 et d'autres informations obtenues sur les abonnements existants⁷, sur les besoins des réseaux municipaux⁸ et sur les besoins découlant de l'A/P 2019-01⁹, nous avons préparé le tableau suivant qui résume la prévision des besoins en puissance pour les chaînes de blocs.

Tableau AHQ-ARQ-1
Prévision du Distributeur des besoins en puissance (incluant pertes) des chaînes de blocs à la suite de l'A/P 2019-01 (MW)

En MW	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
Abonnements existants	83	170	170	170	170	147	147	89	89	89
Réseaux municipaux	35	51	226	226	226	226	210	19	19	19
A/P 2019-01	19	64	64	64	64	45	15	15	15	15
TOTAL	137	285	460	460	460	418	372	123	123	123

En ce qui a trait aux abonnements existants, le Distributeur prévoyait une progression jusqu'à 158 MW à terme à partir d'une puissance maximale appelée (avant pertes) de 34 MW en mai 2018¹⁰. En janvier 2019, la puissance appelée des abonnements existants était de 91 MW et, en janvier 2020, au lieu de progresser comme prévu, celle-ci a plutôt régressé à 77 MW¹¹.

⁶ B-0043, page 13, tableau R-6.1; et B-0046, page 25, tableau R-15.3.

⁷ B-0041, page 5, réponse 1.4.

⁸ B-0046, page 25, tableau R-15.4.

⁹ B-0045, page 37, tableau R-8.2.

¹⁰ R-4045-2018, B-0027, page 5, tableau R-2.1.

¹¹ B-0041, page 5, réponse 1.4.

Devant ce constant et l'engouement mitigé suscité par l'A/P 2019-01, nous sommes d'avis que la prévision de 158 MW de la puissance appelée par les abonnements existants des chaînes de blocs à compter de décembre 2020 n'est pas atteignable.

RECOMMANDATION 1: Nous recommandons à la Régie de retenir une prévision maximale de 80 MW pour la puissance appelée par les abonnements existants des chaînes de blocs (86 MW avec pertes).

Pour l'instant, nous ne formulons aucune recommandation pour modifier la puissance appelée de 210 MW des réseaux municipaux, notamment en tenant compte de l'évolution de leurs abonnements existants qui n'étaient que de 74 MW en janvier 2020¹² et de l'éventuelle mise à leur disposition d'un nouveau bloc de puissance¹³. Cependant, cette position pourrait changer à l'audience en fonction des informations qui y seront obtenues.

Le tableau suivant montre la prévision des besoins en puissance que nous recommandons pour les chaînes de blocs :

Tableau AHQ-ARQ-2
Notre prévision des besoins en puissance et en énergie des chaînes de blocs à la suite de l'A/P 2019-01 (MW)

En MW	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
Abonnements existants	83	86	86	86	86	74	69	45	45	45
Réseaux municipaux	35	51	226	226	226	226	220	19	19	19
A/P 2019-01	19	64	64	64	64	45	15	15	15	15
TOTAL	137	201	376	376	376	345	304	79	79	79
Prévision du Distributeur	137	285	460	460	460	418	371	123	123	123
Ajustement recommandé	0	-84	-84	-84	-84	-73	-67	-44	-44	-44
En GWh	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ajustement recommandé (FU 85 %)	0	-625	-625	-625	-627	-541	-500	-327	-328	-327

Ces ajustements seront apportés à la prévision des besoins qui sera utilisée dans les bilans de puissance et d'énergie modifiés que nous recommandons aux chapitres 9 et 10. Il est à noter que, pour calculer l'ajustement en énergie, nous

¹² B-0041, pages 5 et 6, réponse 1.5.

¹³ B-0045, page 32, réponse 7.2; et R-4045-2018, B-0202, page 20, section 7.1.

avons supposé un facteur d'utilisation de 85 % comme nous avons pu le déduire des tableaux R-6.1 et R-15.3 plus haut; cette hypothèse pourra être validée lors de l'audience.

3.2. Pertes de transport et de distribution

Les pertes de transport et de distribution ont un impact majeur dans la prévision de la demande alors qu'elles s'ajoutent aux prévisions des ventes pour déterminer les besoins en ressources en puissance et en énergie. Les pertes de transport et de distribution sont calculées en appliquant un taux de pertes global (transport et distribution confondus) à la consommation visée par le Plan.

Dans cette section, nous démontrons que le taux de pertes de transport et de distribution prévu par le Distributeur dans la période couverte par le Plan est trop élevé, en se basant sur l'historique récent et l'omission du Distributeur de prendre en compte l'impact de la future ligne Micoua – Saguenay. Nous recommandons donc une réduction des pertes dans les besoins en énergie et en puissance sur la période couverte par le Plan.

3.2.1. Historique des taux de pertes de transport et de distribution

Lors du Plan de développement 2017-2026, le Distributeur présentait l'historique suivant des taux de pertes de transport et de distribution¹⁴ :

¹⁴ R-3986-2016, B-0008, page 58, tableaux 2D-5 et 2D-6.

TABLEAU 2D-5 :
HISTORIQUE DU TAUX DE PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION RÉELS

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Taux de pertes global	7,5%	7,7%	7,4%	7,5%	7,7%	7,5%	7,9%	7,8%	7,9%	8,1%	7,6%	7,5%
Taux de pertes de transport	5,2%	5,3%	5,3%	5,3%	5,4%	5,4%	5,5%	5,6%	5,7%	5,9%	5,9%	6,1%
Taux de pertes de distribution	2,2%	2,3%	2,0%	2,1%	2,2%	1,9%	2,3%	2,1%	2,1%	2,1%	1,6%	1,3%

TABLEAU 2D-6 :
HISTORIQUE DU TAUX DE PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION NORMALISÉS¹

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
Taux de pertes global		7,4%	7,7%	7,5%	7,4%	7,7%	7,5%	8,1%	7,8%	7,8%	8,1%	7,5%	7,3%
Taux de pertes de transport ²		n.d.											
Taux de pertes de distribution ²		n.d.											

¹ Normalisés pour les conditions climatiques.

² Pour les années historiques, le taux normalisé de pertes de transport et, séparément, celui de distribution ne sont pas disponibles.

Dès ce dernier plan, on pouvait constater des incohérences inexplicables par le Distributeur. Par exemple, rien ne justifiait une baisse de 24 % sur le taux de pertes de distribution entre 2013 (2,1 %) et 2014 (1,6 %), suivie d'une autre baisse subséquente de 19 % en 2015 (1,3 %).

De façon à atténuer de telles incohérences, dans le cadre des deux dernières causes tarifaires d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur »), ce dernier a présenté les travaux effectués conjointement avec l'IREQ sur la détermination du taux de pertes de transport et sur les nombreuses corrections qui ont dû être apportées¹⁵. L'AHQ-ARQ a d'ailleurs participé activement à ce sujet lors de ces dossiers.

À la suite de ces travaux, la mise à jour des taux de pertes de transport a aussi eu pour effet d'entraîner une révision historique des statistiques de besoins du Distributeur. À la suite de l'ensemble des ajustements effectués par le Transporteur, le Distributeur présente un historique révisé que l'on retrouve dans les deux tableaux qui suivent¹⁶ :

¹⁵ B-0007, page 44, section 2.4.4.

¹⁶ B-0041, page 22, tableau R-5.1 et page 20, tableau R-3.12.

TABLEAU R-5.1 :
HISTORIQUE RÉVISÉ DES BESOINS DU DISTRIBUTEUR ET DES
TAUX DE PERTES GLOBALES, DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Besoins du Distributeur (en TWh)	182,5	179,8	186,3	183,5	177,8	180,4	182,7	181,2	186,8	187,5	184,6	182,5	183,8	186,0	187,7
Taux de pertes globales	7,7%	7,4%	7,5%	7,7%	7,5%	7,9%	7,7%	7,9%	8,1%	7,6%	7,6%	7,6%	7,6%	7,5%	7,4%
Taux de pertes de transport	5,1%	5,1%	5,2%	5,3%	5,3%	5,4%	5,6%	5,2%	5,4%	5,5%	5,4%	5,2%	5,4%	5,4%	5,2%
Taux de pertes de distribution	2,5%	2,2%	2,2%	2,3%	2,1%	2,3%	2,0%	2,6%	2,5%	2,0%	2,1%	2,3%	2,1%	2,0%	2,1%
Écarts par rapport aux valeurs au tableau 7 de la pièce B-0012 (R-4057-2018)															
Besoins du Distributeur (en TWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,1	0,3	0,4	0,2	n.d.	n.d.
Taux de pertes globales	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,1%	0,1%	0,2%	0,1%	n.d.	n.d.
Taux de pertes de transport	-0,2%	-0,2%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	0,0%	0,0%	-0,5%	-0,4%	-0,4%	-0,8%	-1,1%	-0,4%	n.d.	n.d.
Taux de pertes de distribution	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,0%	0,5%	0,4%	0,4%	0,8%	1,3%	0,5%	n.d.	n.d.

TABLEAU R-3.12 :
TAUX DE PERTES GLOBALES, DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION
VALEURS NORMALISÉES DE 2005 À 2019

En %	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019 ¹
Taux de pertes globales	7,7%	7,5%	7,4%	7,7%	7,5%	8,1%	7,8%	7,8%	8,1%	7,5%	7,4%	7,6%	7,6%	7,3%	7,3%
Taux de pertes de transport	n.d.														
Taux de pertes de distribution	n.d.														

¹ Inclut les données au 31 décembre.

Le tableau R-5.1 montre un taux de pertes de distribution de 2,1 % pour 2019. Par ailleurs, le Distributeur, dans le cadre de sa reddition de compte annuelle à la Régie, fournit plutôt une valeur de 3,0 % pour 2019 pour le même taux de pertes de distribution¹⁷. Ces valeurs pourront être conciliées lors de l'audience.

Nous constatons toujours des valeurs difficilement explicables dans les tableaux qui précèdent. Par exemple, dans le tableau R-5.1, on peut voir une hausse de 30 % entre le taux de pertes de distribution de 2011 (2,0 %) et celui de 2012 (2,6 %) et une baisse de 20 % entre ceux de 2013 (2,5 %) et de 2014 (2,0 %).

Étonnamment, le Distributeur indique qu'il n'est pas en mesure d'expliquer les incohérences observées sur la période 2009-2017 mais qu'il est malgré tout

satisfait des taux de pertes de distribution¹⁸. Il ajoute par ailleurs qu'il a tenu un rôle limité dans le cadre des travaux effectués conjointement avec l'IREQ pour les explications des variations historiques du taux de pertes de transport¹⁹. Nous sommes d'avis que ce rôle limité n'est pas rassurant pour la clientèle du Distributeur alors que la validité des pertes globales et de distribution dépendent notamment de données de consommation qui sont sous la charge du Distributeur.

3.2.2. Prévision des taux de pertes de transport et de distribution

Sur la période couverte par le Plan, le Distributeur retient le taux de pertes globales de 7,4 % comme il apparaît au tableau suivant²⁰ :

TABLEAU 2.2 :
TAUX DE PERTES PRÉVISIONNELS

En %	2019 ¹	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Taux de pertes global	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%
Taux de pertes de transport	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%
Taux de pertes de distribution	1,9%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%

Notes:

¹ Taux de pertes normalisés pour les conditions climatiques

À première vue, on peut constater que ce taux de 7,4 % est supérieur aux valeurs normalisées de 7,3 % observées au cours des années 2018 et 2019 (voir tableau R-3.12 ci-dessus). Cette valeur de 7,3 % correspond d'ailleurs à la prévision qui était retenue dans le Plan d'approvisionnement 2017-2026²¹.

¹⁷ <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/approvisionnement-options-tarifaires-electricite-interruptible-et-additionnelle.pdf>, page 10, consulté le 30 juin 2020.

¹⁸ B-0041, pages 19 et 20, réponse 3.10.

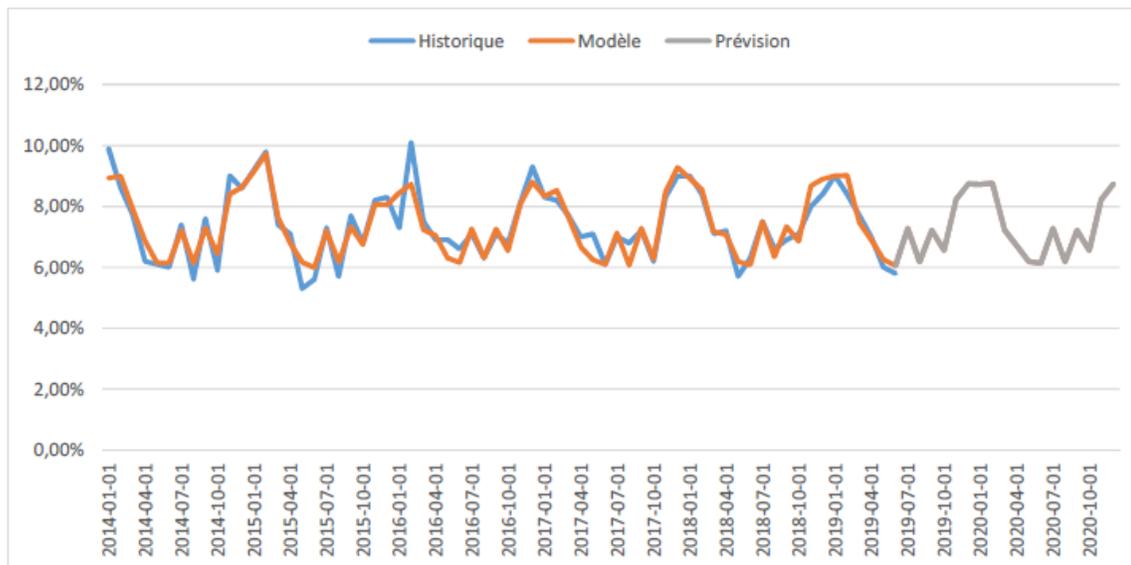
¹⁹ B-0041, page 19, réponse 3.8.

²⁰ B-0007, page 31, tableau 2.2.

Pour déterminer cette prévision, le Distributeur indique qu'il utilise un modèle de régression appliqué sur des données qui datent de 2009²². Certaines questions restant en suspens sur cet exercice pourront être clarifiées lors de l'audience. Toutefois, avec les incohérences non expliquées sur les taux de pertes des années 2009-2017 tel que mentionné plus haut, nous sommes d'avis que cette période n'est pas une référence valide pour prévoir les taux de pertes prévisionnels à retenir.

D'ailleurs, le graphique suivant fourni par le Distributeur, démontre que le modèle et les intrants qu'il a utilisés ont surestimé les pertes de 2018 et de 2019²³ :

FIGURE R-3.7 :
MODÈLE DE PERTES GLOBALES



²¹ B-0007, page 38, tableau 2.9.

²² R-4057-2018, A-0063, pages 93 à 95.

²³ B-0041, page 18, figure R-3.7.

Par conséquent, en tenant compte de la qualité non démontrée des taux de pertes historiques avant 2018, et des valeurs normalisées de 7,3 % observées en 2018 et en 2019, nous sommes d'avis qu'une prévision de 7,3 % pour le taux de pertes globales sur la période couverte par le Plan serait plus appropriée que le taux de 7,4 % proposé par le Distributeur, avant la prise en compte de l'effet des lignes de transport dont il est question ci-dessous.

Impact de la ligne Chamouchouane – Bout-de-l'Île

Le Distributeur indique qu'après avoir déterminé le taux de pertes globales selon l'approche résumée ci-dessus, il ajuste sa prévision pour tenir compte de l'impact de la ligne Chamouchouane – Bout-de-l'Île, soit **0,08 %**²⁴. Le Distributeur indique que cette valeur correspond à un impact de la ligne sur le réseau de transport d'environ -140 GWh en énergie annuelle et -40 MW en puissance de pointe²⁵.

Impact de la ligne Micoua – Saguenay

Le Transporteur estimait récemment que l'impact de la ligne Micoua – Saguenay, dont la mise en service est prévue en juillet 2022²⁶, serait dans le même ordre de grandeur que celle de Chamouchouane – Bout-de-l'Île mais peut-être un peu inférieur²⁷.

Dans le dossier R-4052-2018, le Transporteur avait estimé que l'écart des pertes de la nouvelle ligne Micoua – Saguenay par rapport à un réseau de transport 2017 ajusté était de -123 GWh et de -37 MW²⁸. Si on compare cette valeur à celle de -140 GWh plus haut qui correspondait à -0,08 %, on peut en déduire que l'impact de la ligne Micoua – Saguenay serait de **0,07 %** (0,08 % x 123 / 140).

²⁴ B-0041, page 18, lignes 7 à 10.

²⁵ B-0077, pages 9 et 10, réponse 3.2.

²⁶ R-4052-2018, B-0005, page 19, tableau 3.

²⁷ R-4096-2019, A-0035, pages 104 et 105.

²⁸ R-4052-2018, B-0027, page 19, tableau 11.

Toutefois, le Distributeur indique qu'il n'a pas tenu compte de cet impact dans sa prévision²⁹ :

« Le processus d'établissement de la prévision de la demande du Plan se déroule sur la période de mars à juillet 2019. La prévision des besoins ne tient pas compte d'un impact attribuable au projet Micoua-Saguenay puisque ce dernier n'avait pas encore été autorisé par la Régie. Bien que l'autorisation du projet ait été obtenue à la fin du mois de juillet 2019, le Distributeur n'a pas modifié son Plan pour intégrer l'impact du projet sur les pertes. Cependant, le Distributeur prendra en compte l'impact du projet Micoua-Saguenay dans sa prévision qui sera déposée dans l'État d'avancement 2020. » (Nous soulignons)

Nous soumettons d'abord qu'il n'est pas acceptable que le Distributeur n'ait pas intégré au Plan, en novembre 2019, une information qui était connue officiellement depuis au moins trois mois. De plus, nous constatons qu'une grande partie des données prévisionnelles du Plan sont justement basées sur des éléments non encore approuvés. **Par conséquent, nous sommes d'avis que le Distributeur n'était pas justifié de ne pas inclure, dès le Plan, l'impact de la ligne Micoua – Saguenay.**

Notre recommandation

RECOMMANDATION 2 : Vu ce qui précède, nous recommandons à la Régie de retenir un taux de pertes globales prévisionnel de 7,22 % pour la prévision des besoins d'ici 2022 inclusivement puis de 7,15 % par la suite. Ces valeurs s'expliquent par un taux de 7,3 % basé sur l'historique récent auquel on retire l'impact de la ligne Chamouchouane – Bout-de-l'Île (0,08 %) et, à partir de 2023, celui de la ligne Micoua - Saguenay (0,07 %).

²⁹ B-0041, pages 16 et 17, réponse 3.4.

Le tableau 2.3 qui suit présente notamment les pertes de transport et de distribution en énergie prévues par le Distributeur, basées sur le taux de pertes globales de 7,4 % qu'il propose³⁰.

TABLEAU 2.3 :
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE

En TWh	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ventes Régulières au Québec	171,4	177,2	180,7	183,1	184,2	185,5	185,2	183,3	182,8	184,1	183,8
+ Énergie interruptible	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
+ Usage interne	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
+ Effacement chaîne de blocs	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0
- Consommation hors réseau intégré	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,2	0,3	0,3	0,3
= Consommation visée par le Plan	171,6	177,4	180,9	183,4	184,5	185,8	185,5	183,8	183,2	184,5	184,3
+ Pertes de transport et de distribution	12,6	13,2	13,4	13,6	13,7	13,8	13,7	13,6	13,6	13,7	13,7
BESOINS VISÉS PAR LE PLAN	184,2	190,6	194,3	197,0	198,2	199,6	199,3	197,4	196,8	198,2	197,9
Impact des conditions climatiques (au 31 juillet 2019)	3,7										

Notes:
- Valeurs normalisées pour les conditions climatiques

Nous avons préparé le tableau suivant qui montre le calcul de l'impact de notre recommandation sur les prévisions en énergie.

Tableau AHQ-ARQ-3
Notre recommandation de réduction des pertes globales (GWh)

Pertes globales		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Proposition HQD (%)	A (1)	7,40%	7,40%	7,40%	7,40%	7,40%	7,40%	7,40%	7,40%	7,40%	7,40%
Proposition HQD (TWh)	B (2)	13,2	13,4	13,6	13,7	13,8	13,7	13,6	13,6	13,7	13,7
Notre recommandation (%)	C	7,22%	7,22%	7,22%	7,15%	7,15%	7,15%	7,15%	7,15%	7,15%	7,15%
Notre recommandation (TWh)	D = B x C / A	12,9	13,1	13,3	13,2	13,3	13,2	13,1	13,1	13,2	13,2
Écart (GWh)	E = (D - B) x 1000	-321	-326	-331	-463	-466	-463	-459	-459	-463	-463
(1) B-0007, p. 31, tableau 2.2.											
(2) B-0007, p. 31, tableau 2.3.											

On peut y voir un impact évoluant entre -321 GWh et -466 GWh sur la période couverte par le Plan.

³⁰ B-0007, page 31, tableau 2.3.

4. Lien entre les besoins à alimenter et la planification des réseaux de transport et de distribution

Dans ce chapitre, nous soulevons :

- L'incohérence dans l'inclusion de la charge des moyens de gestion de la puissance dans la prévision de la demande fournie au Transporteur;
- L'incohérence dans la prise en compte des coûts évités de transport et de distribution dans la détermination des crédits alloués aux moyens de gestion de la puissance;
- Le surdimensionnement du réseau de transport dans un cas de demande exceptionnelle jamais observée.

Nous montrons une inadéquation flagrante entre l'utilisation des coûts évités de transport et de distribution dans l'analyse économique des moyens de gestion de la puissance et la prise en compte de ces mêmes moyens dans la planification des réseaux de transport et de distribution.

En effet, d'un côté, le Distributeur crédite à certains moyens de gestion des coûts évités de transport et de distribution alors que, de l'autre côté, la planification de ces réseaux ne considère pas ces moyens. En d'autres mots, le Distributeur et sa clientèle paient pour un service de réduction des coûts de transport et de distribution sans toutefois qu'un tel service ne se matérialise.

Pour résumer la situation, nous avons préparé le tableau suivant qui montre l'utilisation variable des coûts évités de transport et de distribution selon les moyens de gestion de la puissance et la prise en compte de ces moyens dans la prévision de la demande.

Tableau AHQ-ARQ-4

Prise en compte des coûts évités de transport et de distribution dans les crédits alloués aux moyens de gestion de la puissance

Moyen	Source	Inclus dans la prévision (1)	Coûts évités de transport et de distribution considérés
Conversion à l'électricité	(2)	NA	NON
Électricité additionnelle	(3)	NON	NON
Interruption chaînes de blocs	(4)	NON puis OUI	Coûts assumés par le client
Électricité interruptible	(5)	OUI	NON
Tarifification dynamique	(6)	OUI	NON
Programme GDP Affaires	(7)	OUI	OUI
Hilo	(8)	OUI	OUI
(1) B-0041, pp. 8 et 9, réponse 2.1.			
(2) D-2017-119 Motifs, dossier R-4000-2017, par. 126 à 133.			
(3) B-0045, pp. 25 et 26, réponse 5.3; B-0067, p. 5; et R-3579-2005, HQD-13, document 1, p. 53.			
(4) B-0041, pp. 6 à 12.			
(5) D-2014-156, dossier R-3891-2014, pp. 8 à 13; et R-3678-2008, B-10, p. 9, réponse 3.3d.			
(6) R-4057-2018, B-0043, pp. 19 et 20, section 4.2.2.			
(7) D-2019-164, dossier R-4041-2018, pp. 18 à 20.			
(8) B-0047, pp. 20 et 21, réponse 4.1; et B-0032, pp. 9 à 11, section 3.2.			

Incohérence dans l'inclusion de la charge des moyens de gestion dans la prévision de la demande fournie au Transporteur

Dans le tableau AHQ-ARQ-4, on constate tout d'abord une première incohérence dans le choix d'inclure dans la prévision de la demande des charges qui peuvent être interrompues alors que les charges de l'option d'énergie additionnelle ne sont pas incluses dans la prévision même si celle-ci est un moyen de gestion comme les autres. En effet, Hydro-Québec peut interdire la consommation d'électricité fournie à titre d'électricité additionnelle moyennant un préavis de 2 heures, en fonction des besoins de gestion et de la disponibilité du réseau³¹.

³¹ <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/tarifs-electricite.pdf?v=20190401> , page 126.

En ce qui a trait aux chaînes de blocs, le Distributeur a changé d'approche dans le présent dossier et a inclus les charges dans la prévision³² alors qu'il défendait la thèse inverse dans le dossier R-4045-2018³³ mais en insistant sur son interprétation selon laquelle l'effet serait exactement identique³⁴ :

« Alors, ma question est : Qu'est-ce que vous voulez dire par « mitiger les impacts sur ses bilans en puissance et en énergie »? Et est-ce que je comprends bien lorsque je comprends que ça confirme que l'effacement de cette clientèle-là n'apparaîtra pas au bilan en puissance de la même façon que les volumes interruptibles apparaîtront et les volumes, gestion de la pointe, les programmes gestion de la pointe apparaîtront? J'ai bien compris qu'ils n'apparaîtront pas de la même façon? Puis pourquoi est-ce que cet effacement-là n'apparaîtrait pas de la même façon?

M. HANI ZAYAT :

R. En fait, ça va avoir exactement le même effet sur le bilan. Donc, l'effet net est exactement identique. Je rappelle que, pour la clientèle interruptible, donc ce qui est... ou pour la clientèle qui souscrit à la gestion de la demande en puissance, ce qu'on inscrit du côté de la demande, c'est notre engagement vis-à-vis du client. Et à chaque année, le client va renouveler son adhésion au programme d'électricité interruptible, par exemple. Et on va inscrire cette contribution comme étant une ressource. Donc, il a mettons mille mégawatts (1000 MW) de demande, puis on va dire qu'on a une moyenne disponible de mille mégawatts (1000 MW). Dans le cas de cette clientèle ici, on dit, on va tout de suite, au niveau de la demande, comme c'est intrinsèque au contrat, je vais le dire comme ça,

³² B-0007, page 15, lignes 1 à 6, et page 39, lignes 12 à 17; voir aussi B-0046, page 18, réponse 10.1.

³³ R-4045-2018, B-0058, page 27, lignes 1 à 4; voir aussi B-0041, pages 8 et 9, réponses 2.1 et 2.2.

³⁴ R-4045-2018, A-0074, pages 293 et 294.

au contrat avec le client, qu'il est interruptible, bien, on va faire en sorte que, dans le profil de la charge du client, on va tout de suite tenir compte qu'il ne sera pas présent pendant ces trois cents (300) heures-là. Donc, on n'aura pas besoin de le traiter du côté ressource dans le bilan en puissance. Évidemment, l'effet net est le même. » (Nous soulignons)

Or, on voit que l'effet n'est toutefois pas exactement identique en ce qui a trait à la planification des réseaux de transport et de distribution comme en convient le Distributeur³⁵ :

« 2.4 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle le changement dont il est question à la référence (ii) ayant pour effet d'augmenter les besoins de transport pour la planification du réseau du Transporteur a aussi pour effet d'imposer à tout l'ensemble des clients de la charge locale d'assumer les coûts de transport de la charge d'usage cryptographique appliqué aux chaînes de bloc.

Réponse :

Tout d'abord, le Distributeur rappelle que le changement cité en référence a été effectué dans un souci de cohérence dans le traitement des effacements sous le contrôle du Distributeur dans les bilans de puissance.

Le Distributeur confirme que le changement vient affecter le partage du revenu requis du Transporteur. Cet impact reflète la nécessaire adéquation entre les besoins établis par le Distributeur et ceux considérés par le Transporteur.

Voir également la réponse à la question 2.1. » (Nous soulignons)

³⁵ B-0041, pages 9 et 10, réponse 2.4.

De plus, nous ne voyons pas « *la nécessaire adéquation entre les besoins établis par le Distributeur* » dans son bilan de puissance pour des fins d'approvisionnements et « *ceux considérés par le Transporteur* » pour des fins de planification de son réseau. Par exemple, nous sommes d'avis que les deux peuvent être différents pour ces deux fins afin d'éviter de planifier des investissements sur les réseaux de transport et de distribution pour des charges qui ne seront pas présentes en pointe.

D'ailleurs, le Distributeur fait déjà une telle présentation différente entre les bilans présentés aux organismes NERC et NPCC³⁶ :

« 2.11 Veuillez justifier les choix de présentation différents effectués par le Distributeur tels que décrits à la référence (ix). Dans le cas où de tels choix proviennent d'exigences des organismes NERC et/ou NPCC, veuillez fournir les références à de telles exigences.

Réponse :

Le Distributeur précise qu'il n'y a pas d'exigence particulière en matière de présentation par les organismes de fiabilité NERC et NPCC. Toutefois, les moyens de gestion sont considérés dans les ressources dans les rapports du NPCC alors que le NERC les présente en réduction de la demande. »

(Nous soulignons)

Lorsque questionné par l'AHQ-ARQ sur la possibilité pour le Distributeur de retirer la portion effaçable des moyens de gestion lorsqu'il fournit au Transporteur ses besoins des services de transport de la charge locale, il n'invoque aucun empêchement autre qu'un désir d'uniformisation du traitement des impacts des

³⁶ B-0041, pages 11 et 12, réponse 2.11.

effacements dans son bilan de puissance³⁷, un désir qui n'est de toute façon pas comblé dans le cas des présentations faites par le NERC et le NPCC comme on l'a montré ci-dessus.

Nous sommes donc d'avis que rien n'empêcherait une présentation des besoins pour des fins de bilan de puissance qui soit différente de celle pour des fins de planification des réseaux de transport et de distribution surtout si ceci permettait d'éviter des investissements non nécessaires dans les réseaux de transport et de distribution.

La Régie considère par ailleurs qu'un dossier du Distributeur est le forum approprié pour débattre de cette question³⁸ :

« [437] La Régie retient que le Transporteur n'effectue pas la prévision des besoins de transport de la charge locale, mais qu'il l'obtient du Distributeur. Elle considère ainsi que le forum approprié pour débattre de cet enjeu est, le cas échéant, dans un dossier du Distributeur. » (Nous soulignons)

Incohérence dans la prise en compte des coûts évités de transport et de distribution dans la détermination des crédits alloués aux moyens de gestion

On constate une seconde incohérence dans l'utilisation des coûts évités de transport et de distribution dans l'établissement des crédits alloués aux divers moyens de gestion de la puissance (tableau AHQ-ARQ-4 ci-dessus). Seuls les programmes GDP Affaires et Hilo se sont vus allouer des coûts évités de transport et de distribution alors que le Distributeur affirme, dans l'exemple de la

³⁷ B-0041, pages 8, 9 et 11, réponses 2.1 et 2.7 à 2.10.

³⁸ D-2020-041, dossier R-4096-2019, page 118, paragraphe 437.

tarification dynamique, que celle-ci contribue aussi à réduire les investissements sur les réseaux de transport et de distribution³⁹ :

« 14.3 Toute chose étant égale, est-ce que le kWh effacé via la tarification dynamique a la même valeur que le kWh effacé via Hilo?

Réponse :

En plus des coûts associés à l'approvisionnement en puissance, il est exact que cet effacement permettra dans les deux cas de réduire la pression sur les réseaux de transport et de distribution et, à moyen et long termes, les investissements nécessaires sur ces réseaux. L'importance de cet impact est évidemment tributaire de l'atteinte d'un volume suffisant de contribution de ces moyens à la pointe. » (Nous soulignons)

Nous notons aussi que l'incohérence persiste dans l'évaluation du coût évité des mesures du potentiel technico-économique⁴⁰ :

« Le coût évité pour chacune des mesures est obtenu en calculant l'annuité selon la durée de vie de la mesure et l'année de référence. Ainsi, une mesure ayant une durée de vie de 10 ans, implantée en 2020, aura un coût évité basé sur l'annuité correspondant aux valeurs des coûts évités annuels de 2020 à 2029.

Seul le coût évité de fourniture a été utilisé pour évaluer le potentiel technico-économique (PTÉ). Les coûts évités de transport et de distribution n'ont pas été considérés aux fins de cette évaluation.

³⁹ B-0050, page 26, réponse 14.3.

⁴⁰ B-0042, page 28, réponse 14.1.

Le coût unitaire inclut le coût d'achat et d'installation (coût d'implantation) de la mesure et, lorsqu'applicable, le coût annuel d'exploitation et d'entretien. Ce coût unitaire ne tient pas compte des pertes de revenus du Distributeur.

Le coût unitaire est basé sur le coût actualisé de la mesure divisé par son gain. » (Nous soulignons)

Dans le cas du programme GDP Affaires, le Distributeur perçoit une certaine logique à tenir compte des coûts évités de transport et de distribution⁴¹ :

« 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, puisque en toute logique économique, tout kW réduit à la pointe est susceptible de retarder des investissements sur les réseaux de transport et de distribution. »

(Nous soulignons)

Le Distributeur ajoute que le service offert par Hilo aurait un impact positif sur les revenus requis du Distributeur en réduisant la pression sur les besoins des réseaux de transport et de distribution⁴².

Comme nous l'avons vu plus haut, le problème que nous déplorons est qu'une telle « *logique économique* » ou une telle « *réduction de pression* » ne se transmettent pas directement aux planificateurs des réseaux de transport et de distribution afin de pouvoir en tirer les bénéfices escomptés qui, en bout de ligne, ne se matérialisent pas.

⁴¹ R-4041-2018, B-0025, pages 17 et 18.

⁴² B-0043, page 34, réponse 16.1.

Dans sa décision sur le programme GDP Affaires, la Régie statuait que⁴³ :

« [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 Programme.

[221] Ainsi, le Distributeur, dans ses réponses aux DDR, 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.

[...]

[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.

⁴³ D-2019-064, dossier R-4041-2018, pages 63 et 64, paragraphes 220 à 225.

[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.» (Notes de bas de page omises; nous soulignons)

Nous sommes d'accord avec la Régie que l'inclusion des coûts évités de transport et de distribution dans les analyses économiques des moyens de gestion de la demande en puissance devrait être mieux encadrée par le Distributeur et faire l'objet de preuves plus étoffées.

Surdimensionnement du réseau de transport dans un cas de demande exceptionnelle jamais observé

Le réseau de transport est conçu pour acheminer des besoins prévus correspondant à une pointe supérieure de 4 000 MW à la pointe de charge normale, c'est-à-dire des besoins prévus par le scénario de la demande de référence auxquels 4 000 MW sont ajoutés⁴⁴. Cette condition correspond à une pointe de 4 000 MW supérieure à la pointe de charge normale et permet d'évaluer la performance du réseau de transport résultant de conditions météorologiques extrêmes⁴⁵.

⁴⁴ B-0009, page 33, section 4.8.

⁴⁵ R-4058-2019, B-0031, page 8.

Tout d'abord, dans le passé, le Distributeur n'a observé aucun cas où l'écart entre les besoins réels à la pointe d'hiver et ceux prévus était de 4 000 MW ou plus. L'écart maximal observé a été de 3 226 MW, soit l'écart entre la pointe réelle du 15 janvier 2004 et la prévision du Plan d'approvisionnement 2002-2011⁴⁶.

Ensuite, même en ce cas extrême de +4 000 MW jamais observé, le réseau de transport n'est pas contraint donc possède une marge additionnelle. En effet, en 2018, le Transporteur précisait que, depuis le dernier dossier tarifaire, aucun projet visant spécifiquement à satisfaire la condition de pointe de charge exceptionnelle n'a été identifié⁴⁷. Dans le Plan d'approvisionnement 2017-2026, le Distributeur indiquait également que la condition de réseau exceptionnelle de +4 000 MW ne demandait pas d'investissements additionnels sur la période du Plan⁴⁸.

Le fait que la condition exceptionnelle de +4000 MW ne demande pas d'investissements additionnels nous indique que le réseau pourrait être surdimensionné. Nous sommes d'avis que la planification du réseau de transport devrait tenir compte, dans le cas de base, des effacements qui surviendront en pointe. Ainsi, le scénario de pointe exceptionnelle +4000 MW serait probablement le plus contraignant et, ainsi, le réseau serait dimensionné convenablement.

Les mêmes remarques s'appliquent pour le réseau de transport par poste⁴⁹ et le réseau de distribution alors qu'une analyse par poste doit être faite.

⁴⁶ B-0042, page 27, réponse 13.1.

⁴⁷ R-4058-2019, B-0031, pages 8 et 9.

⁴⁸ R-3986-2016, B-0031, page 7, réponse 1.10.

Travaux en cours

Le Distributeur convient que l'apport des moyens de gestion de la puissance dans la projection des besoins des réseaux de transport et de distribution et dans la planification des investissements de ces réseaux n'est pas prise en compte correctement. Afin de corriger cette situation, le Distributeur indique qu'il a amorcé des travaux avec le Transporteur⁵⁰ :

« Il est exact qu'une diminution de la demande à la source pourrait permettre de réduire également la pression sur les réseaux de transport et de distribution et, à plus long terme, les investissements requis sur ces réseaux.

Toutefois, la quantification de l'impact d'une telle réduction à la source en matière de besoins de transport est un exercice délicat à réaliser. Cette relation est tributaire de plusieurs facteurs. Ces derniers ont été exposés à la section 3.2 de la pièce HQD-4, document 4 (B-0032).

Parmi ces facteurs, on peut par exemple invoquer la coïncidence entre la pointe d'un poste et la pointe en matière d'approvisionnement. Ainsi, si la pointe d'un poste ne coïncide pas avec la pointe du réseau (donc, avec le moment au cours duquel un moyen de GDP sera sollicité), l'appel de ce moyen de GDP aura peu ou pas d'impact sur les besoins de ce poste.

Le Distributeur et le Transporteur ont amorcé des travaux afin d'analyser de façon plus poussée l'impact de différents moyens de GDP sur les besoins du réseau. Ces travaux contribueront notamment à l'élaboration

⁴⁹ R-4096-2019, B-0067.

⁵⁰ B-0042, pages 3 et 4, réponse 1.1; voir aussi B-0067, page 2; B-0077, page 5, réponse 2.9; et B-0092, pages 57 et 58, réponse 12.2.

d'une stratégie permettant de mieux tenir compte de l'apport des moyens de GDP dans la projection des besoins des réseaux de transport et de distribution et dans la planification des investissements de ces réseaux. »

(Nous soulignons)

Cet extrait nous confirme l'inadéquation entre i) le fait d'accorder des crédits à certains moyens de gestion basés sur les coûts évités de transport et de distribution et ii) la planification des réseaux de transport et de distribution qui ne considèrent pas ces moyens à leur juste valeur.

Nous accueillons favorablement l'intention du Distributeur d'amorcer des travaux pour résoudre la question. Même si nous sommes d'avis que, notamment dans un contexte de séparation fonctionnelle, le Distributeur est maître de la détermination des besoins qu'il demande au Transporteur de transporter sur son réseau, nous comprenons que la présence du Transporteur permettra en plus de cibler des zones du réseau où des moyens de gestion de la demande pourraient éviter ou retarder des investissements.

Nous notons aussi que d'autres juridictions ont procédé à un exercice similaire duquel le Distributeur pourrait s'inspirer. Citons notamment une revue de plusieurs juridictions faite par l'Agence internationale de l'énergie⁵¹ et une analyse de balisage faite par le Brattle Group qui, en plus de décrire le concept, fournit certains résultats⁵² :

⁵¹ IEA, Incorporation of DSM Measures into Network Planning, April 2007, http://www.ieadsm.org/wp/files/Tasks/Task%2015%20-%20Network%20Driven%20DSM/Publications/IEADSM%20Task%20XV%20Research%20Report%203_final%20version_2007-04-03.pdf, consulté le 5 juillet 2020.

⁵² Hledik, R. and Faruqui, A., Valuing Demand Response: International Best Practices, Case Studies, and Applications, January 2015, http://files.brattle.com/files/5766_valuing_demand_response_-_international_best_practices_case_studies_and_applications.pdf, pages 21 à 23, consulté le 5 juillet 2020. Ce rapport est produit comme pièce au présent dossier.

Table 2: DR Avoided T&D Costs

Entity	State(s)	Avoided Cost (\$/kW-year)
[1] Pepco Holdings, Inc	DE, DC, MD, NJ	\$0.00
[2] Portland General Electric	OR	\$18.00
[3] Pennsylvania Statewide Evaluator	PA	\$25.00
[4] Connecticut Light & Power	CT	\$29.20
[5] Xcel Energy	CO, MN	\$30.00
[6] Southern California Edison	CA	\$54.60
[7] San Diego Gas & Electric	CA	\$74.80
[8] Pacific Gas & Electric	CA	\$76.60

Note: Where multiple avoided cost scenarios were considered, the base case value was used

Sources: Utility DR potential studies, state regulatory decisions

RECOMMANDATION 3: Nous recommandons à la Régie d'encadrer les travaux amorcés par le Distributeur afin de mieux tenir compte de l'apport des moyens de gestion de la puissance dans la projection des besoins des réseaux de transport et de distribution et dans la planification des investissements de ces réseaux. Par exemple, la Régie devrait exiger le plus tôt possible un plan de travail précis prévoyant notamment le cadrage des travaux (« scoping ») pour son approbation, une revue de la littérature, et la tenue d'une séance de travail pour la présentation des résultats.

RECOMMANDATION 4 : Dans l'attente de l'obtention des résultats de ces travaux, nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de retirer les moyens de gestion de la puissance lorsqu'il fournit une prévision de la demande au Transporteur afin que celui-ci planifie le dimensionnement du réseau de transport.

Afin d'illustrer cette dernière recommandation, nous avons préparé le tableau suivant pour le scénario du dernier bilan de puissance fourni par le Distributeur⁵³. Le même exercice pourrait tout aussi bien être réalisé avec n'importe quel bilan de puissance que la Régie approuvera.

Tableau AHQ-ARQ-5

Exemple de calcul des Besoins à la pointe à transmettre au Transporteur

En MW	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
BESOINS À LA POINTE incluant charge des effacements	38 777	39 381	39 939	40 292	40 561	40 805	41 008	41 028	41 252	41 487
Gestion de la demande en puissance (effacements)	1 309	1 465	1 596	1 970	2 317	2 511	2 538	2 592	2 622	2 656
Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Programme GDP Affaires	280	330	385	420	505	510	515	515	515	515
Interruption chaînes de blocs	18	61	61	61	61	43	14	14	14	14
Tarification dynamique	9	17	26	34	43	52	60	69	77	86
Hilo	2	57	124	275	428	486	529	574	596	621
Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	200	340	340	340	340	340
GDP Affaires clients L < 50 MW	0	0	0	80	80	80	80	80	80	80
BESOINS À LA POINTE à transmettre au Transporteur	37 468	37 916	38 343	38 322	38 244	38 294	38 470	38 436	38 630	38 831

Par exemple, ce tableau indique que le réseau de transport de l'hiver 2028-2029 devrait être planifié avec des besoins de la charge locale de 38 831 MW et non de 41 487 MW. Aussi, le cas de pointe extrême de 4 000 MW de plus devrait être analysé avec des besoins de la charge locale de 42 831 MW.

⁵³ B-0045, page 37, tableau R-8.2.

5. Diverses avenues en gestion de la demande

Dans ce chapitre, nous procédons à l'inventaire des moyens de gestion de la puissance à la disposition du Distributeur (les « moyens de gestion ») que l'on peut retrouver dans le dernier bilan de puissance publié par ce dernier⁵⁴. Nous formulons des recommandations sur certains d'entre eux et sur l'ordre de leur engagement avant le début de chaque hiver pour combler les besoins de l'hiver à venir.

Les deux tableaux qui suivent résument les caractéristiques de chacun des moyens de gestion, d'abord sur les modalités d'utilisation puis sur les paramètres de planification⁵⁵.

À la suite des tableaux, des explications sur chacun des moyens sont fournies avec les références pertinentes et des recommandations sont formulées pour certains.

⁵⁴ B-0045, page 37, tableau R-8.2.

⁵⁵ Les références utiles apparaissent dans le texte qui suit pour chaque moyen.

Tableau AHQ-ARQ-6
Modalités d'utilisation des moyens de gestion

Moyen de gestion	Flexibilité journalière (1)	Bloc modulable en MW (2)	Disponible tous les jours	Délai d'appel (heures)	Max. annuel	Taux de réserve (HQD) (%) (3)
AO 2015-01	OUI	OUI	OUI	4	351	0%
Interruption chaînes de blocs	OUI	?	OUI	2	300	0%
Marchés de court terme	OUI	OUI	OUI	36	aucun	0%
Électricité interruptible	OUI	OUI	OUI	2 (4)	100	15%
Tarifification dynamique - Crédit hivernal	NON	?	OUI	13 ou 23 (5)	100	17%
Tarifification dynamique - Flex	NON	?	NON	13 ou 23 (5)	100	17%
Programme GDP Affaires	NON	?	NON	4, 15 ou 25 (6)	100	17%
Approvisionnement de long terme (7)	OUI	OUI	OUI	4	350	0%
Hilo	NON	?	OUI	13 ou 23 (5)	120	17%
(1) Heures au choix et possibilité d'au moins 5 heures par utilisation.						
(2) Possibilité de ne pas utiliser toute la puissance d'un moyen lors d'un appel.						
(3) B-0009, page 27, tableau 4.3.						
(4) Pour les fins de semaine: 15h30 la veille.						
(5) Avant 17 h la veille.						
(6) Dépendant des périodes de pointe choisies.						
(7) Hypothèses basées sur AO 2015-01.						

Tableau AHQ-ARQ-7
Paramètres de planification des moyens de gestion

Moyen de gestion	Flexibilité sur quantité annuelle (1)	Coût de puissance flexible (2)	Base de rémunération (3)	Coût de puissance (\$/kW-hiver) (4)	Taux de réserve (HQD) (%) (5)	Coût de puissance par kW effectif (\$/kW-hiver) (6)
AO 2015-01	NON	NON	CT/LT	55 à 115	0%	55 à 115
Interruption chaînes de blocs	NON	NA	NA	0	0%	0
Marchés de court terme	OUI	NON	CT	10	0%	10
Électricité interruptible	OUI	NON	CT	13	15%	15
Tarification dynamique - Crédit hivernal	OUI	OUI	CT/LT	0 à 50	17%	0 à 60
Tarification dynamique - Flex	OUI	NON	CT/LT	50	17%	60
Programme GDP Affaires	OUI	OUI	CT/LT	10,50 à 70	17%	13 à 84
Approvisionnement de long terme (7)	NON	NON	LT	115	0%	115
Hilo	NON	NON	LT		17%	
(1) Le Distributeur a le contrôle sur la quantité à retenir avant l'hiver à venir.						
(2) Le coût de puissance est moindre lors d'un hiver où le moyen n'est pas utilisé (GDP Affaires) ou moins utilisé (crédit hivernal).						
(3) Basé sur les coûts évités court terme (CT) ou long terme (LT).						
(4) Voir notamment B-0044, page 8, tableau R-3.3.						
(5) B-0009, page 27, tableau 4.3.						
(6) = (4) / (1,00 - (5))						
(7) Hypothèses basées sur AO 2015-01.						

Appel d'offres de long terme (AO 2015-01)⁵⁶

- Trois contrats avec Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le « Producteur ») de 100 MW, 200 MW et 200 MW.
- Puissance annuelle totale fixée à 500 MW pour 20 ans à partir du 1^{er} décembre 2018, aucune possibilité de réduire les quantités pour un hiver donné.
- Délai d'appel de 4 heures avec aucune restriction sur les heures d'appel jusqu'à concurrence de 351 heures par année contractuelle du 1^{er} décembre au 30 novembre.

Interruption des chaînes de blocs⁵⁷

- La planification pour ce moyen tient compte de la demande du Distributeur de fixer les tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, présentement à l'étude par la Régie (dossier R-4045-2018).
- Cette demande prévoit la fourniture d'un service non ferme pour cet usage, ce qui signifie que les charges de cette clientèle pourront être interrompues à la demande du Distributeur avec un préavis de 2 heures, pour un maximum de 300 heures par année, à hauteur de 95% de la charge.

Marchés de court terme⁵⁸

- Cette puissance peut être acquise par appel d'offres avant le début de chaque hiver.

⁵⁶ R-3939-2015, B-0009 à B-0011; et Rapport annuel 2018, B-0009, page 6, tableau 1.

⁵⁷ B-0009, page 21.

⁵⁸ B-0043, Annexe A.

- En conformité avec notre recommandation de la section 11.1 plus loin, nous supposons un coût de puissance de 10 \$/kW-hiver.
- Selon les besoins, cette puissance peut être appelée sans restriction, moyennant un préavis de 36 heures.

Électricité interruptible⁵⁹

- Il existe présentement quatre types de programmes d'électricité interruptible soit les options I et II pour la clientèle de moyenne puissance et les options I et II pour la clientèle au tarif L. Étant donné que l'option I pour la clientèle au tarif L couvrait 98 % du total en 2018-2019⁶⁰, nous nous limiterons ici à l'analyse de celle-ci.
- Les quantités maximales d'adhésion peuvent être contrôlées par le Distributeur chaque année avant le début de l'hiver⁶¹.
- Au cours d'un hiver, ce moyen peut être appelé avec un préavis de 2 heures pour des périodes allant de 4 à 10 heures par jour, pour un maximum de 100 heures par hiver.

Bonification électricité interruptible

- Potentiel de 340 MW en sus des 1 000 MW déjà considérés⁶².
- Le Distributeur prévoit apporter des modifications aux options d'électricité interruptible dans le but d'accroître la participation de sa clientèle à ces mesures⁶³. Ces modifications pourraient signifier un recalibrage des

⁵⁹ <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/tarifs-electricite.pdf?v=20190401> , pages 64 à 69 et 115 à 122; et B-0042, page 14, tableau R-6.1.

⁶⁰ Rapport annuel 2018, B-0012, page 4, tableau 2.

⁶¹ B-0045, page 16, réponse 2.21.

⁶² B-0045, page 37, tableau R-8.2.

⁶³ B-0043, page 27, réponse 11.3.

compensations financières ou la mise en place de modalités adaptées à la réalité opérationnelle des clients industriels⁶⁴.

- Le Distributeur maintient quand même un taux de réserve de 15 % pour ce moyen⁶⁵.
- En 2014, la Régie demandait au Distributeur d'évaluer la possibilité de hausser la contribution d'électricité interruptible dès le dépôt du prochain état d'avancement, si les résultats pour l'hiver 2015-2016 étaient supérieurs à 1000 MW⁶⁶.
- En 2013-2014, le Distributeur a obtenu une contribution de l'électricité interruptible de 1 307 MW⁶⁷ alors que pour l'hiver 2015-2016, celle-ci a atteint 1 290 MW⁶⁸.
- **Par conséquent, en ajustant certaines modalités du programme comme le propose le Distributeur, nous sommes d'avis que le potentiel de bonification de l'électricité interruptible de 340 MW retenu est réalisable.**

Tarification dynamique⁶⁹

- La tarification dynamique (« TD ») offre présentement deux types d'options, soit le crédit hivernal (D ou G) et le tarif Flex (D ou G). Les caractéristiques de chacune apparaissent de façon séparée dans les deux tableaux qui précèdent.

⁶⁴ B-0045, pages 20 et 21, réponse 4.4.

⁶⁵ B-0041, page 36, réponse 13.1.

⁶⁶ D-2014-205, dossier R-3864-2013, page 26, paragraphe 92.

⁶⁷ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-162_Criteres/HQD_AnnexeD_SuiviD-2011-162_13dec2013.pdf .

⁶⁸ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2015-013_Criteres/HQD_AnnexeD_18dec2015.pdf .

⁶⁹ <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/tarifs-electricite.pdf?v=20190401>, pages 32 à 39 et 45 à 52.

- L'option de crédit hivernal peut être utilisée lors des blocs d'heures entre 6 h et 9 h et entre 16 h et 20 h en période d'hiver sauf lors des jours fériés (« événements de pointe »), moyennant un avis émis avant 17 h la veille. Le maximum est de 100 heures par hiver.
- Pour chaque événement de pointe, le client au crédit hivernal reçoit 50 ¢ le kilowattheure d'énergie effacée. Pour un hiver sans événement de pointe, le Distributeur n'a aucun coût à encourir. Pour un exemple d'utilisation de 50 heures, le coût serait de 25 \$/kW alors que pour 100 heures, il serait de 50 \$/kW.
- Pour les tarifs Flex, l'utilisation est légèrement plus restrictive que pour le crédit hivernal alors qu'un événement de pointe ne peut pas être déclaré les samedis et dimanches. De plus, le Distributeur assume un coût même lors d'un hiver sans événement de pointe puisqu'il consent un rabais aux autres heures de l'année.
- Les quantités maximales d'adhésion peuvent être contrôlées par le Distributeur chaque année.
- Le tableau suivant fourni par le Distributeur présente le nombre anticipé de participants aux options de TD, au moment du dépôt du Plan⁷⁰ :

TABLEAU R-10.10
NOMBRE ANTICIPÉ DE PARTICIPANTS AUX OPTIONS DE TARIFICATION DYNAMIQUE

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars)	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
Tarif Flex D	9 000	18 000	27 000	36 000	45 000	54 000	63 000	72 000	81 000	90 000
Tarif Flex G	1 000	2 000	3 000	4 000	5 000	6 000	7 000	8 000	9 000	10 000
Option de crédit hivernal D*	9 000	18 000	27 000	36 000	45 000	54 000	63 000	72 000	81 000	90 000
Option de crédit hivernal G*	1 000	2 000	3 000	4 000	5 000	6 000	7 000	8 000	9 000	10 000

* Aucune contribution au bilan de puissance n'a été considérée pour les options de crédit hivernal.

⁷⁰ B-0024, page 41, tableau R-10.10.

- Le tableau suivant fourni par le Distributeur présente la répartition de la clientèle inscrite aux différentes options de TD en date du 1^{er} décembre 2019⁷¹ :

TABLEAU R-10.11 :
RÉPARTITION DE LA CLIENTÈLE INSCRITE AUX OPTIONS DE TARIFICATION DYNAMIQUE
AU 1^{ER} DÉCEMBRE 2019

	Clients résidentiels		Clients Affaires			Total
	Crédit hivernal	Flex D	Crédit hivernal	Flex G	Flex M	
Nombre de clients inscrits au 1 ^{er} décembre 2019	17 575	2 437	316	27	2	20 357

- Pour l'hiver 2019-2020, la puissance obtenue de cette clientèle a été de 15 MW⁷² soit 67 % de plus que prévu par le Distributeur dans son bilan de puissance (9 MW)⁷³.
- Un tel succès a été obtenu malgré que la période de recrutement ait été limitée⁷⁴.
- Le tableau R-10.10 ci-dessus montre que le Distributeur prévoyait 50 % de la TD en provenance des tarifs Flex et 50 % des options de crédit hivernal. La réalité lors du projet pilote a été toute autre alors que, selon les valeurs du tableau R-10.11 ci-dessus, les options de crédit hivernal représentent 88 % des inscriptions ((17 575 + 316) / 20 357).
- Un tel engouement pour les options de crédit hivernal sont tout à fait en ligne avec les commentaires formulés par l'AHQ-ARQ dans la cause tarifaire 2019-2020 selon lesquels elle considérait que le crédit hivernal est le plus approprié et qu'il répond le mieux aux critères de neutralité

⁷¹ B-0024, page 42, tableau R-10.11.

⁷² <http://www.hydroquebec.com/affaires/espace-clients/tarifs/tarification-dynamique.html>, consulté le 1^{er} juin 2020.

⁷³ B-0045, page 37, tableau R-8.2.

tarifaire, de simplicité et d'adhésion volontaire privilégiés par le Distributeur⁷⁵.

- Le Distributeur ajoute⁷⁶ :

« Comme mentionné au tableau 3.3 de la pièce HQD-2, document 3 (B-0009), seule la contribution attendue des tarifs Flex D et Flex G a été considérée au bilan de puissance du Plan.

Au terme du premier hiver d'application de ces options, le Distributeur sera en mesure d'analyser les résultats obtenus et de revoir, s'il y a lieu, le déploiement de ces offres, ainsi que leur contribution au bilan de puissance.

Par exemple, les résultats observés d'effacement de l'option de crédit hivernal pourront vraisemblablement permettre de prendre en compte la contribution de cette option dans le bilan de puissance. Ainsi, alors que l'option de crédit hivernal a intéressé davantage de clients que le tarif Flex, pour l'hiver 2019-2020, l'éventuelle contribution de l'option de crédit hivernal au bilan pourra compenser pour une potentielle réduction de la contribution du tarif Flex, s'il y a lieu. Ainsi, sur la base de ce qui précède, la contribution globale attendue des diverses options de tarification dynamique au bilan de puissance demeure prudente et vraisemblable. »
(Nous soulignons)

- **Étant donné ce qui précède, nous sommes d'avis que la contribution de la TD dans le bilan de puissance est nettement sous-estimée.**

⁷⁴ B-0024, pages 42 et 43, réponse 10.11.

⁷⁵ R-4057-2018, C-AHQ-ARQ-0015, pages 34 et 35.

⁷⁶ B-0024, page 42, lignes 1 à 15.

- Le Distributeur a proposé de déposer, de façon administrative en 2020, un suivi des résultats du premier hiver de déploiement de la TD⁷⁷, ce qui doit être fait au plus tard en octobre 2020⁷⁸.

• **RECOMMANDATION 5** : Par conséquent, nous recommandons à la Régie, avant de prendre sa décision sur les autres moyens de gestion, de demander au Distributeur de fournir une prévision de la contribution au bilan de puissance de la tarification dynamique à la suite des résultats obtenus lors de ce premier hiver 2019-2020.

• **RECOMMANDATION 6** : En attendant de recevoir et de pouvoir commenter une telle prévision, nous recommandons de retenir 400 MW comme potentiel de la tarification dynamique à terme, un tel potentiel étant très prudent en considérant que l'appel au public a permis d'obtenir une réduction de la demande de 800 MW dans le passé et ce, sans aucune compensation aux clients .

Programme GDP Affaires⁷⁹

- Un événement de GDP peut être déclaré lors des blocs d'heures entre 6 h et 9 h et entre 16 h et 20 h en période d'hiver sauf lors des jours fériés et les samedis et dimanches. Le maximum est de 100 heures par hiver.
- Les préavis d'appel varient en fonction du bloc d'heures à couvrir.

⁷⁷ B-0024, page 43, lignes 3 à 5.

⁷⁸ D-2020-072, dossier R-4100-2019, page 7, paragraphes 12 et 13.

⁷⁹ <http://www.hydroquebec.com/data/affaires/pdf/guide-gpd-2019-2020.pdf> .

- Les crédits accordés sont basés sur un coût évité de 70 \$/kW⁸⁰. Lors d'un hiver sans événement de GDP, le montant d'appui financier minimal (MAFM) correspond au moindre de 10,50 \$ multiplié par la puissance maximale enregistrée et 20 000 \$.
- Les quantités maximales d'adhésion peuvent être contrôlées par le Distributeur chaque année⁸¹.

Admissibilité GDP Affaires clients L < 50 MW

- Le Distributeur indique que la stratégie d'ajustement des modalités du programme GDP Affaires, en prévision notamment de l'hiver 2020-2021, est présentement en cours d'élaboration. La seule mesure analysée pour le moment est l'élargissement de l'admissibilité aux abonnements de moins de 50 MW du tarif L⁸².
- Le Distributeur maintient quand même un taux de réserve de 17 % pour ce moyen⁸³.

Approvisionnement de long terme

- Pour ce moyen, nous avons supposé des caractéristiques semblables à celles de l'AO 2015-01.
- **Toutefois, nous considérons que le prix de 115 \$/kW, basé sur le coût à long terme de la puissance proposé par le Distributeur, est surestimé pour les raisons qui suivent.**
-
-

⁸⁰ B-0044, page 8, tableau R-3.3.

⁸¹ R-4011-2017, B-0115, pages 48 et 49, réponse 20.1; et B-0045, page 16, réponse 2.21.

⁸² B-0045, pages 20 et 21, réponse 4.1.

- Premièrement, la firme Merrimack a noté le manque de compétition et le court délai alloué aux promoteurs voulant participer à l'AO 2015-01, opinion partagée par le Régie⁸⁴.
- Deuxièmement, aucun autre appel d'offres de puissance n'ayant été fait par le Distributeur depuis 2015, il est difficile de bien évaluer le marché actuel.
- Par contre, on sait que des quantités importantes de puissance se libéreront au Québec avec la fin des contrats de base et cyclable avec le Producteur en 2027 pour 600 MW et la fin des contrats éoliens et de biomasse à partir de 2026⁸⁵.

Hilo⁸⁶

- Selon ce moyen, la filiale Hilo d'Hydro-Québec assurerait la mise en marché et l'exploitation d'outils technologiques permettant de contrôler la consommation de certaines charges.
- La livraison des services serait encadrée par une convention-cadre sujette à révision et approbation par la Régie (la « Convention-cadre ») et par un contrat de gré à gré entre la filiale et le Distributeur, d'une durée de 10 ans à compter de l'hiver 2019-2020 (le « Contrat ») et dont la rémunération est sujette à l'approbation de la Régie.

⁸³ B-0041, page 36, réponse 13.1.

⁸⁴ D-2015-202, dossier R-3939-2015, page 10, paragraphes 39 et 40.

⁸⁵ B-0045, page 37, tableau R-8.2.

⁸⁶ B-0042, Annexe A, Contrat de service – Gestion de la demande de puissance; B-0024, pages 48 et 49, réponse 10.19; et B-0042, page 14, tableau R-6.1.

- **Toutefois, malgré le fait que de telles approbations de la Régie soient requises dans la Convention-cadre et le Contrat⁸⁷, le Distributeur n'a pas déposé ces documents dans sa preuve initiale et n'a pas requis ces approbations dans sa demande⁸⁸. Une telle situation inusitée pourra être clarifiée lors de l'audience.**
- Le tableau suivant montre les cibles de réduction de puissance à atteindre par Hilo pour les années du Contrat⁸⁹ :

Le tableau ci-dessous illustre les cibles de réduction de puissance à atteindre par l'Agrégateur pour les années indiquées ci-dessous :

Année	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
MW	1,8	56,7	124,3	274,7	427,9	485,7	529.1	574.1	595.8	620.7

TABLEAU 1 – CIBLE DE RÉDUCTION DE LA PUISSANCE DE 2019 À 2028

- Les quantités maximales d'adhésion sont confirmées par Hilo avant le 1^{er} octobre de chaque hiver et ne sont pas sous le contrôle du Distributeur⁹⁰.
- Pour l'hiver 2019-2020, le Distributeur indique qu'Hilo souhaitait recruter 1 000 clients testeurs, une cible qui a été atteinte. Hilo estime une réduction moyenne de 2 kW par client participant et une pénétration à l'horizon du Plan de près de 15 % du marché cible, soit 6 % de l'ensemble de la clientèle résidentielle en 2029⁹¹.

⁸⁷ B-0042, Annexe A, article 4 de la convention-cadre et article 4 du Contrat.

⁸⁸ B-0002.

⁸⁹ B-0042, Annexe A, Contrat de service, page 7.

⁹⁰ Voir notamment B-0046, page 45, réponse 38.3.

⁹¹ B-0017, pages 7 et 8, sections 2.3 et 2.4.

- Le Distributeur mentionne qu'il s'est appliqué à obtenir un prix représentatif des coûts évités de long terme⁹² (115 \$/kW). Toutefois, il souligne, par ailleurs, que le niveau de rémunération d'Hilo ne découle pas directement des coûts évités ou d'un éventuel coût d'opportunité⁹³.
- La Régie, dans sa décision D-2019-164, indiquait⁹⁴ :

« [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. » (Nous soulignons)

- **Nous sommes d'avis que le même principe s'applique pour le moyen de gestion Hilo et que, par conséquent, il est inadéquat d'utiliser les coûts évités de long terme pendant les premières années du moyen Hilo, soit pas avant l'hiver 2027-2028 comme nous le démontrons au chapitre 9. D'ailleurs, le Distributeur lui-même confirme une telle inadéquation en réponse à la demande de renseignements no. 2 de la Régie⁹⁵.**
-

⁹² B-0024, page 48, réponse 10.19, lignes 25 et 26.

⁹³ B-0042, page 10, réponse 4.3.

⁹⁴ D-2019-164, dossier R-4041-2018, page 62, paragraphe 217.

⁹⁵ B-0092, page 41, réponse 9.2.

- Dans la Convention-cadre⁹⁶, il est indiqué que le Distributeur requiert des services de gestion de la demande de puissance pour limiter le prix d'électricité offert à sa clientèle, notamment en évitant ou repoussant les coûts de nouveaux approvisionnements en électricité sur le long terme.
- **Nous soumettons que cet objectif d'éviter ou de repousser les coûts de nouveaux approvisionnements n'est valide que dans la mesure où les moyens pour le faire sont sensiblement moins chers que ces nouveaux approvisionnements d'autant plus que le coût évité de long terme en puissance pourrait être surévalué comme on l'a vu plus haut.**
- Le Distributeur prétend qu'Hilo lui offre une gestion plus fine de l'effacement que ne le fait un programme comme la GDP Affaires ou la tarification dynamique, notamment puisqu'Hilo doit assurer une période de préchauffage préalable à la période d'effacement, puis une reprise graduelle afin d'éviter un déplacement de la pointe⁹⁷. Le Distributeur ne chiffre toutefois pas un tel avantage. **De plus, nous sommes d'avis que cette caractéristique est prise en compte dans l'évaluation du taux de réserve⁹⁸.**
- Nous démontrons à la section 6.2 que le taux de réserve de ce moyen de gestion est sous-évalué.

⁹⁶ B-0042, annexe A, Convention-cadre, page 2.

⁹⁷ B-0045, pages 13 et 14, réponse 2.13; et B-0050, page 26, réponse 14.3.

⁹⁸ Voir notamment B-0045, page 14, réponse 2.14.

RECOMMANDATION 7 :

Étant donné ce qui a été démontré ci-dessus, notamment:

- L'utilisation inappropriée des signaux de coûts évités à long terme sur l'horizon de court terme en contravention d'une décision de la Régie dans un cas semblable;
- L'incertitude sur le signal de coût évité de la puissance à long terme;
- La sous-évaluation du taux de réserve du moyen Hilo,

nous recommandons à la Régie d'aviser le Distributeur que, pour les années où elle aura juridiction sur la fixation des tarifs de ce dernier, elle ne reconnaîtra pas la rémunération consentie à Hilo en vertu du contrat de gré à gré entre la filiale Hilo et le Distributeur, d'une durée de 10 ans à compter de l'hiver 2019-2020 dans les cas où cette rémunération ne respecte pas une utilisation appropriée des coûts évités. Pour l'instant, nous recommandons de ne retenir aucune valeur pour le moyen de gestion Hilo dans le bilan de puissance sur la période couverte par le Plan.

RECOMMANDATION 8 : De plus, nous recommandons à la Régie de ne pas approuver la « Rémunération incitative pour Autres services », telle que définie à l'article 10.2 du Contrat.





De plus, nous émettons les commentaires suivants sur le Contrat :

- Les clauses monétaires devront être ajustées afin que le service soit rendu à un prix inférieur au coût évité de la puissance à court terme d'ici l'hiver 2027-2028 et à long terme par la suite, ce coût évité étant réduit du véritable taux de réserve du moyen de gestion, en tenant compte des délais d'appel.
- Les expressions « Services de GDP » et « Service de GDP » sont toutes deux utilisées dans le Contrat ce qui crée une confusion sur l'existence d'un ou de plusieurs services de GDP.
- Le Contrat utilise à quelques reprises l'expression « Convention-cadre » sans que celle-ci n'y soit définie.
- Le tableau 1 à la page 5 du Contrat fait référence à une note (1) qu'on ne retrouve pas par ailleurs.
- Le Contrat comporte deux tableaux différents identifiés « Tableau 1 ».
- L'article 7.2 réfère à un calcul de pénalités à l'article 9. Or ce dernier article ne comporte pas de tel calcul, ce serait probablement l'article 10.
- L'article 8 mentionne qu'un Événement de GDP a lieu de 6 h à 10 h et de 17 h à 21 h empêchant ainsi un événement de GDP qui aurait lieu de 6 h à 10 h ou de 17 h à 21 h. Si l'intention des parties est d'offrir la flexibilité

⁹⁹ B-0025, pages 2 et 3, réponse 10.19.

pour le choix de ces deux périodes d'une journée, cet article devrait être modifié. Si ce n'est pas le cas, le taux de réserve devrait en tenir compte.

- L'article 10.1 devrait prévoir le cas d'un hiver sans Événement de GDP.
- À l'article 10.1, nous sommes d'avis que le coût de la pénalité applicable PPNA devrait être approuvé par la Régie et non seulement convenu entre les Parties.
- L'article 10.2 prévoit une rémunération de l'agrégateur pour des « Autres services » dont la nature n'est pas décrite. Les « Autres services » doivent être décrits en détail, à défaut de quoi l'article 10.2 devrait être retiré du Contrat.

[REDACTED]

- [REDACTED]
- **Pour toutes les raisons énoncées ci-dessus, nous sommes d'avis que le caractère brouillon de la version actuelle du Contrat rend son analyse détaillée difficile voire impossible. Celle-ci pourra être faite après avoir obtenu plus de précisions de la part du Distributeur en audience.**

RECOMMANDATION 9 : En ce qui a trait à la Convention-cadre, nous recommandons à la Régie de ne pas l'approuver.

Subsidiairement, si la Régie devait approuver la Convention-cadre, nous émettons les commentaires suivants sur celle-ci :

- À l'article 1, la définition de « *Contrat de service* » réfère à un contrat à l'article 7. Or, ce dernier article ne mentionne pas de tel contrat, possiblement l'article 6.
- À l'article 1, la définition de « *Plan annuel* » réfère à un document à l'article 7. Or, ce dernier article ne mentionne pas de tel document intitulé « *Plan annuel* ».
- À l'article 8.3, il est mentionné que le service à la clientèle fourni par l'Agrégateur doit répondre au même standard de qualité que celui du Distributeur, sans qu'aucune référence à ce standard ne soit faite dans cet article. On peut deviner que ce standard est défini dans un document apparaissant aux dernières pages de la pièce B-0042. Ce document suscite plusieurs interrogations qui pourront être éclaircies en audience, notamment en ce qui a trait à la notion de « *réponse immédiate* », aux périodes pendant lesquelles les niveaux de service doivent être rencontrés par l'Agrégateur et à l'absence de pénalités significatives en cas de non-respect des exigences en matière de service à la clientèle.
- Nous avons relevé une dizaine de coquilles dans la Convention, ce qui peut en indiquer le caractère brouillon.

Ordonnement des moyens en planification avant l'hiver

Comme nous l'avons exposé à la colonne intitulée « *Flexibilité sur quantité annuelle* » du tableau AHQ-ARQ-7 plus haut, il y a cinq moyens de gestion dont la puissance annuelle retenue par le Distributeur peut être contrôlée par ce dernier avant le début de l'hiver.

RECOMMANDATION 10 : Étant donné les caractéristiques de ces moyens de gestion résumées aux tableaux AHQ-ARQ-6 et AHQ-ARQ-7 et, en particulier, le coût de puissance par kW effectif, nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de prioriser les moyens dans l'ordre suivant, autant dans leur choix avant chaque hiver que dans le bilan de puissance sur la période couverte par le Plan :

- **Marchés de court terme;**
- **Électricité interruptible;**
- **Tarification dynamique – Crédit hivernal;**
- **Tarification dynamique – Tarifs Flex;**
- **Programme GDP Affaires.**

6. Taux de réserve des moyens de gestion de la demande en puissance

Dans ce chapitre, nous mettons en lumière certaines faiblesses majeures dans la méthode de calcul du Distributeur du taux de réserve des moyens de gestion de la demande en puissance.

Le tableau suivant montre le bilan de puissance le plus récent déposé par le Distributeur¹⁰⁰ :

TABLEAU R-8.2 :
BILAN DE PUISSANCE DU TABLEAU R-7.3 DE LA PIÈCE B-0024
DÉTAILLANT LES CONTRATS AVEC LE PRODUCTEUR

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
BESOINS À LA POINTE	38 777	39 381	39 939	40 292	40 561	40 805	41 008	41 028	41 252	41 487
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 662	3 730	3 817	3 918	4 001	4 058	4 088	4 099	4 126	4 154
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 439	43 112	43 756	44 211	44 562	44 863	45 095	45 127	45 378	45 641
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnement planifiés										
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 300	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 100	500	500
• Base et cyclable	600	600	600	600	600	600	600	600	0	0
• Puissance rappelée	0	200	400	400	400	400	400	0	0	0
• Appel d'offres de long terme (AO 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 925	1 935	1 954	1 945	1 967	1 970	1 926	1 844	1 746
• Éolien ⁽¹⁾	1 467	1 477	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
• Biomasse	257	345	345	345	337	337	337	337	295	241
• Petite hydraulique	103	103	103	122	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande en puissance	1 309	1 465	1 596	1 970	2 317	2 510	2 538	2 592	2 622	2 656
• Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande en puissance	309	465	596	790	1 037	1 090	1 118	1 172	1 202	1 236
- Programme GDP Affaires	280	330	385	420	505	510	515	515	515	515
- Interruption chaînes de blocs	18	61	61	61	61	43	14	14	14	14
- Tarification dynamique	9	17	26	34	43	52	60	69	77	86
- Hilo	2	57	124	275	428	486	529	574	596	621
• Moyens additionnels potentiels	0	0	0	180	280	420	420	420	420	420
- Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	200	340	340	340	340	340
- Admissibilité GDP Affaires clients L < 50 MW	0	0	0	80	80	80	80	80	80	80
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise										
Contribution des marchés de court terme	500	750	1 050	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	100	300	700	1 600	1 950

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

¹⁰⁰ B-0045, page 37, tableau R-8.2.

Dans le tableau suivant, nous avons identifié les moyens de gestion qui apparaissent au bilan et certaines de leurs modalités :

Tableau AHQ-ARQ-8
Certaines modalités d'utilisation des moyens de gestion en puissance

Moyens	Maximum annuel (heures)	Délai d'appel avant début (heures)	Minimum par appel (heures)	Sources
Appel d'offres de long terme (A/O 2015-01)	351	4	1	R-3939-2015, B-0009 à B-0011, articles 5.2 et 8.1.
Électricité interruptible	100	2 (1)	4	Pour l'Option I: B-0042, page 14, tableau R-6.1.
Programme GDP Affaires	100	4, 15 ou 25 (2)	3 ou 4	Article 1.2.1 et 1.2.2 du Guide du Participant: http://www.hydroquebec.com/data/affaires/pdf/guide-gpd-2019-2020.pdf
Interruption chaînes de bloc	300	2	1	Article 3 de: https://www.hydroquebec.com/data/chaines-de-blocs/pdf/annexe-8-tarifs-et-conditions-chaine-de-blocs/pdf/annexe-8-tarifs-et-conditions-chaine-de-blocs.pdf
Tarification dynamique	100	13 ou 23 (3)	3 ou 4	Options de crédit hivernal et tarifs Flex des Tarifs et conditions: https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/tarifs-electricite.pdf?v=20190401
Hilo	120	13 ou 23 (3)	4	B-0042, page 14, tableau R-6.1.
Bonification électricité interruptible	100	2	4	Hypothèses retenues à défaut d'informations
Admissibilité GDP Affaires clients L < 50 MW	100	4, 15 ou 25 (2)	3 ou 4	Hypothèses retenues à défaut d'informations
(1) Pour les fins de semaine: 15h30 la veille				
(2) Dépendant des heures de pointe choisies				
(3) Avant 17h la veille				

Dans les sections qui suivent, après avoir défini le taux de réserve et identifié des faiblesses dans son approche de calcul, nous analyserons spécifiquement l'impact du délai d'appel sur le taux de réserve applicable aux moyens de gestion puis l'impact de la pénétration des moyens disponibles une année donnée.

6.1. Taux de réserve et son approche de calcul

Dans sa décision D-2019-027, la Régie demandait au Distributeur¹⁰¹ :

« [387] Afin de comprendre l'impact sur le plan d'approvisionnement de chacun de ces tarifs et programmes, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre de son prochain plan d'approvisionnement, la contribution en kW au bilan en puissance de même que l'évaluation du

¹⁰¹ D-2019-027, dossier R-4057-2018, page 89, paragraphe 387.

taux de réserve à retenir pour chacun des tarifs et programmes, en tenant compte des modalités d'utilisation et des délais d'appel de chacun de ces tarifs et programmes. » (Nous soulignons)

Le taux de réserve consiste à la puissance à soustraire afin de tenir compte des risques et des contraintes qui affectent un moyen de gestion. Par exemple, un moyen de gestion flexible avec peu de contraintes et peu d'aléas pourrait avoir un taux de réserve plus près de 0 % que d'autres moyens plus contraignants ou plus risqués. La contribution nette d'un moyen de gestion qui peut être comptée au bilan de puissance est la capacité du moyen, auquel on a retiré, dans la ligne sur la réserve requise, sa réserve propre calculée à l'aide de son taux de réserve.

En plus d'évaluer la contribution nette des moyens de gestion au bilan de puissance et ainsi évaluer sa fiabilité, le taux de réserve a aussi comme utilité de déterminer les crédits à consentir aux fournisseurs de ces services de moyens de gestion. Un taux de réserve sous-évalué aurait ainsi pour effet de donner des crédits indûment trop élevés au détriment des autres consommateurs qui assument les tarifs du Distributeur.

Par exemple, le Distributeur a fourni les taux de réserve qu'il retient pour l'hiver 2019-2020¹⁰² :

¹⁰² B-0009, page 27, tableau 4.3.

TABLEAU 4.3 :
CONTRIBUTION EN PUISSANCE ET TAUX DE RÉSERVE
DES MOYENS DE GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE

Moyen	Contribution au bilan de puissance (MW) 2019-2020	Taux de réserve
Électricité interruptible	1 000	15 %
Programme GDP Affaires	280	17 %
Interruption chaînes de blocs	25	0 %
Tarification dynamique	9	17 %
GDP résidentielle	2	17 %
Moyens additionnels potentiels	0	15 à 17 %

Dans ce tableau, on peut voir, par exemple, que l'électricité interruptible montre une capacité de 1 000 MW et une réserve de 150 MW qui s'inscrit à même la réserve requise du bilan, pour une contribution nette de 850 MW.

Le Distributeur procède ainsi pour évaluer le taux de réserve des moyens de gestion¹⁰³ :

« Pour ses évaluations de fiabilité, le Distributeur utilise le modèle MARS. C'est en effet le modèle de référence. Pour l'estimation des taux de réserve des moyens de gestion qui entrent dans l'évaluation de la fiabilité, le Distributeur utilise le modèle FEPMC. Contrairement au modèle MARS, le modèle FEPMC permet de tenir compte des modalités d'un moyen de gestion. Ces modalités sont : nombre d'appels par jour, nombre d'appels par semaine, durées minimale et maximale d'un appel, délai minimum entre deux appels, limitations d'utilisation (jour férié, fin de semaine), utilisation maximale quotidienne et utilisation maximale annuelle. » (Nous soulignons)

¹⁰³ B-0041, page 37, réponse 13.3.

Le Distributeur ajoute que¹⁰⁴ :

« Les moyens de gestion sont entrés selon la séquence présentée dans le bilan en puissance. L'ordonnement des moyens dans le modèle MARS est le suivant :

1- Électricité interruptible

2- Programme GDP affaires

3- Interruption chaînes de blocs

4- Tarification dynamique

5- GDP résidentielle (Hilo)

6- Moyens additionnels potentiels

7- Abaissement de tension

Le Distributeur précise que les moyens de gestions sont entrés dans le modèle MARS après l'application du taux de réserve. » (Nous soulignons)

Avant de commenter plus longuement cette approche du Distributeur, nous avons jugé utile de souligner que notre expérience dans le développement et l'utilisation des modèles de simulation Monte Carlo (du type de FEPMC et MARS) pour l'évaluation de la fiabilité en puissance et l'utilisation des moyens de gestion remonte aux années 1980 et que nous avons publié des articles sur le sujet qui demeurent d'actualité comme il sera mentionné plus loin.

¹⁰⁴ B-0041, page 38, réponse 13.7.

Nous comprenons des deux derniers extraits ci-dessus que le Distributeur détermine la contribution d'un moyen de gestion à l'aide du modèle FEPMC¹⁰⁵ puis, de façon découplée, fournit ensuite cette contribution au modèle MARS¹⁰⁶ qui peut alors l'utiliser sans aucune limitation.

Par exemple, selon notre compréhension, le modèle FEPMC peut, dans chacune de ses simulations, utiliser l'électricité interruptible jusqu'à concurrence de 1 000 MW selon les modalités établies et ce, pour un maximum de 100 heures par hiver. Il détermine ainsi que la valeur de ce moyen est de 850 MW et requiert donc une réserve de 150 MW ou 15 %. Par la suite, le modèle MARS peut, dans chacune de ses simulations, utiliser cette valeur de 850 MW sans aucune contrainte et pour un nombre illimité de fois, par exemple lors d'un hiver simulé très rigoureux. En d'autres mots, le premier modèle se permet une utilisation de 1 000 MW pendant 100 heures avec contraintes alors que le second modèle se permet une utilisation de 850 MW pour un nombre illimité de fois sans contraintes, ce qui est significativement différent en termes de la forme du moyen et qui, selon nous, dénature le problème à l'étude.

En effet, notre expérience nous montre que ce découplage du problème entre les deux modèles n'est théoriquement pas valable et constituera notamment un problème majeur lorsque le volume de moyens de gestion en MW avec limite d'heures d'utilisation dépassera un certain seuil de pénétration comme nous le verrons plus loin.

¹⁰⁵ Pour une description sommaire du modèle FEPMC, voir <https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/Quebec%20Triennial%202005.pdf>, Appendix B.

¹⁰⁶ Pour une description sommaire du modèle MARS, voir : GE Energy Consulting, *Pan-Canadian Wind Integration Study (PCWIS) - Section 11: Appendices and References*, October 2016, <https://canwea.ca/wp-content/uploads/2016/07/pcwis-section11-appendicesandreferences.pdf>, pages 18 à 23, consulté le 3 juillet 2020.

Comme l'a déjà mentionné le Distributeur dans le passé, la réserve doit être évaluée de façon globale et non par la somme de réserves calculées de façon séparée¹⁰⁷ :

« La réserve est quelque chose qui est appliquée de façon globale. Donc, dans certains cas, on... pour des fins d'évaluation spécifique pour une mesure, on peut regarder à la marge qu'est-ce que ça donne, mais il serait faux de penser que si on faisait la somme des réserves associées à chacun des moyens, ça donne la réserve totale, hein! La diversité de la charge, la diversité des moyens fait en sorte que les réserves prises isolément ne donnent pas la réserve globale. » (Nous soulignons)

Pour calculer la réserve requise de façon globale, nous sommes d'avis que le Distributeur n'aurait pas besoin du modèle MARS alors qu'un modèle du type de FEPMC ou de celui qu'Hydro-Québec a présenté en 1991 lors d'un colloque du Conseil international des grands réseaux électriques (CIGRE)¹⁰⁸ serait tout à fait apte à faire correctement tout le travail à lui seul.

D'ailleurs, certaines juridictions ont délaissé MARS et ses lacunes pour un simulateur plus flexible, SERVM (« *Strategic Energy & Risk Valuation Model* ») développé par Southern Company dans les années 1980.

C'est le cas du Midcontinent Independent System Operator (MISO)¹⁰⁹ qui souligne les avantages de SERVM par rapport à MARS, notamment en ce qui a trait aux moyens de gestion de la demande¹¹⁰.

¹⁰⁷ R-3933-2015, A-0043, pages 7 et 8.

¹⁰⁸ Raymond, M. P. and Falcon, T., *Operations Planning of Hydro-Québec Generation System Using Chronological Simulation*, CIGRE - Colloque du Comité d'études 39, Montréal, 10-14 septembre 1991. (R-3864-2013, C-AHQ-ARQ-0022).

¹⁰⁹ MISO couvre le Manitoba et 15 états américains.

¹¹⁰

<https://www.nerc.com/comm/PC/PAWG%20DL/Probabilistic%20Assessment%20Working%20Group%20Meeting%20Presentations%20March%202021,%202017.pdf> , pages PDF 84 à 89, consulté le 26 juin 2020.

Même le régulateur California Public Utilities Commission (« CPUC ») effectue ses propres analyses en utilisant SERVIM notamment pour modéliser les diverses modalités des moyens de gestion de la puissance, incluant même les délais d'appel (« *Notification period* »)¹¹¹ :

Table 11. Current Demand Response Resource-Specific Inputs

Input (as applicable to the program) ³²	Units	Source
Maximum capacity	MW	LIR portfolio-adjusted load
		impacts, 1 in 2 weather ³³
Maximum dispatch days per week	days	Program tariff
Maximum consecutive dispatch days	days	Program tariff
Maximum dispatch hours per day	hours	Program tariff
Minimum minutes per dispatch	minutes	Program tariff
Maximum number of dispatches per day	dispatches	Program tariff
Maximum dispatch hours per month	hours	Program tariff
Maximum number of dispatches per month	dispatches	Program tariff
Maximum dispatch hours per year	hours	Program tariff
Maximum number of dispatches per year	dispatches	Program tariff
Minimum number of dispatches per year	dispatches	Program tariff
Look-Ahead	hours	Energy Division studies
Notification period	Hours/minutes	Either DA (10am), HA,
First month available each year	month	Program tariff
Last month available each year	month	Program tariff
Period Availability (i.e., weekdays from 2-6 pm)	days and hours	Program tariff
Curtail (Dispatch) price	\$/MWh	CAISO Plexos assumptions or program tariff ³⁴
Emergency-only dispatch	Yes/No	Program tariff
Region ³⁵	Region name	Program tariff
Program in-service dates	mm/dd/yyyy – mm/dd/yyyy	Program tariff
Ramp Rate	MW/min	Program tariff
Program performance degradation (customer fatigue)	Percent degradation factor per day	

¹¹¹ *Probabilistic Reliability Modeling Inputs and Assumptions*, July 2015, <http://www.cpuc.ca.gov/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=6570> , pages 34 et 35, Table 11, consulté le 29 juin 2020.

Le Brattle Group indiquait lui aussi les avantages d'un modèle comme SERVVM par rapport à MARS¹¹² :

« *SERVVM, a reliability simulation model like GE-Mars, can also model emergency operating procedures, dispatch DR, and emergency purchases (scarcity pricing) to evaluate economic implications of reliability events and extreme system conditions* » (Nous soulignons)

Le Brattle Group reconnaît aussi la diversité des outils utilisés dans l'industrie pour les analyses de fiabilité¹¹³ :

« *Different system operators use different models to conduct their reliability studies, including GE-MARS, SERVVM, ABB Gridview, Genesys, and other non-commercially available models such as PJM's Prism Model and Florida Reliability Coordinating Council's (FRCC's) TIGER Model. The models differ considerably, including in the range of uncertainties considered and how these uncertainties are captured in simulations. These differences can translate to very different study results.* » (Nous soulignons)

¹¹² Pfeifenberger, J., *Reliability and Economics: Separate Realities or Part of the Same Continuum?*, December 2011, http://files.brattle.com/files/6552_reliability_and_economics-separate_realities_or_part_of_the_same_continuum_pfeifenberger_dec_1_2011.pdf , page 11, consulté le 25 juin 2020. DR = Demand Response = Moyens de gestion de la demande.

¹¹³ Pfeifenberger, J. P., Spees, K., Carden, K. and Wintermantel, N., *Resource Adequacy Requirements : Reliability and Economic Implications*, September 2013, https://brattlefiles.blob.core.windows.net/files/6092_resource_adequacy_requirements_pfeifenberger_spees_ferc_sept_2013.pdf, page 14, consulté le 5 juillet 2020

RECOMMANDATION 11: Par conséquent, nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur une analyse complète démontrant que son approche de découplage entre les modèles FEPMC et MARS est valide pour établir la fiabilité en puissance de ses approvisionnements et la réserve requise qui en découle, et que cette approche est aussi valable que d'utiliser seulement le modèle FEPMC. Nous sommes d'avis qu'un centre de recherche comme l'IREQ possède les compétences pour réaliser ce type de démonstration.

6.2. Impact du délai d'appel sur le taux de réserve

Dans cette section, nous démontrons qu'étant donné que le Distributeur ne tient pas compte des délais d'appel des divers moyens de gestion à sa disposition, il sous-évalue les taux de réserve qu'il détermine pour ceux-ci. Nous démontrons aussi qu'il serait relativement aisé pour le Distributeur, avec les modèles à sa disposition, de tenir compte de ces délais d'appel.

Nous avons vu plus haut que la Régie, au paragraphe 387 de sa décision D-2019-027, demandait du Distributeur qu'il tienne compte des délais d'appel des divers moyens de gestion dans l'évaluation du taux de réserve de ces moyens.

Nous sommes d'avis que cette demande de la Régie est tout à fait justifiée par le fait que les moyens avec un plus grand délai d'appel doivent être appelés avec une plus grande marge d'incertitude qu'un moyen instantané, étant donné les erreurs de prévision à court terme, soit quelques heures et quelques jours à l'avance. Cette marge d'incertitude augmente le nombre d'appels qui finalement pourraient s'avérer inutiles lorsque les aléas contre lesquels on se protégeait ne se concrétisent pas.

Ainsi, les moyens avec de plus longs délais d'appel voient leur solde maximum annuel s'écouler plus rapidement et ont donc une plus grande probabilité de l'épuiser totalement, ce qui devrait leur conférer une valeur moindre.

Force est de constater que le Distributeur n'a pas donné suite à la demande de la Régie¹¹⁴ :

« Le Distributeur précise également qu'il ne dispose pas de modèle pouvant tenir compte des délais d'appel. Le Distributeur considère que ce paramètre est un paramètre opérationnel et qu'il n'aurait pas d'impact significatif en planification. Le Distributeur précise que les délais d'appel sont considérés dans la gestion opérationnelle des moyens de gestion. »

(Nous soulignons)

Cette réponse peut laisser perplexe pour quatre raisons, selon nous :

- L'absence de modèle ne devrait pas être une excuse pour ne pas respecter une demande de la Régie ou, à tout le moins, le Distributeur devrait démontrer l'impossibilité de le faire en décrivant les démarches qu'il a entreprises pour tenter de le faire et de trouver une solution. Une telle excuse est encore moins acceptable alors que nous montrerons plus bas que les modèles du type de ceux utilisés par le Distributeur permettent de le faire.
- Le Distributeur considère que le délai d'appel est un paramètre opérationnel et qu'il n'aurait pas d'impact significatif en planification. Tout d'abord, aucune démonstration n'est fournie de cet énoncé purement générique. Ensuite, le propre d'une planification est justement de reproduire et de simuler les modalités opérationnelles pour évaluer leur faisabilité et leurs impacts, ce que semble nier le Distributeur. Enfin, notre

¹¹⁴ B-0070, page 5, réponse 13.5.

expérience nous a appris que les délais d'appel ont un impact très significatif sur le taux de réserve des moyens de gestion surtout ceux exigeant des délais plus longs comme les programmes GDP Affaires, la tarification dynamique et le moyen Hilo (voir tableau AHQ-ARQ-8 plus haut)

- Le fait de considérer les délais d'appel dans la gestion opérationnelle des moyens de gestion ne garantit aucunement que le calcul des taux de réserve en mode planification, fait en amont, soit valable. C'est exactement ce que faisait d'ailleurs remarquer Hydro-Québec en 1995¹¹⁵ :

« Although the margin policy is used in short-term operations planning, it will also have an impact on long-term generation planning. For example, long-term generation planning has to assess the relative value of programs such as the internal interruptible loads as compared to a 100% efficient resource. Evaluation is done by simulating the use of these interruptible loads while taking into account the operational constraints, one of which being the MW margin used by operators in deciding to call upon this resource. » (Nous soulignons)

- En 2008, le Distributeur proposait de baisser de 30 % à 15 % le taux de réserve de l'électricité interruptible¹¹⁶. Il mentionnait toutefois que les modèles de fiabilité ne prenaient pas en considération les délais d'appels¹¹⁷. Étrangement, en 2005, le Distributeur indiquait pourtant qu'il tenait déjà compte (à l'époque du taux de réserve de 30 %) du délai d'appel¹¹⁸ :

¹¹⁵ Beaumont, M. and Raymond, M. P., *Margins for Uncertainties in Hydro-Québec's Short-Term Operations Planning*, presented at Canadian Electrical Association, 1995 Spring Meeting, Vancouver, March 1995, page 12. Cet article est produit comme pièce au présent dossier.

¹¹⁶ R-3678-2008, B-1, pages 8 et 9, section 4.2.

¹¹⁷ R-3678-2008, B-10, page 8, réponse 3.3 a).

¹¹⁸ R-3550-2004, HQD-5, document 1.1, page 55, réponse 21.1.

« Tel qu'il est mentionné à la note 2 du tableau 2.2 de la page 12 de HQD-3, Document 2, le Distributeur a retenu une hypothèse de reconduction de l'option de l'électricité interruptible, sur tout l'horizon du Plan, à 800 MW et une contribution effective au bilan de 70 %. L'utilisation d'une réserve de 30% s'explique par les différentes modalités associées à l'option d'électricité interruptible, comme le délai de préavis, le nombre maximal d'interruptions par jour et la durée d'une interruption. » (Nous soulignons)

Comment tenir compte des délais d'appel des moyens de gestion dans les modèles de fiabilité en puissance?

Tout d'abord, la solution à ce problème ne réside pas dans le modèle comme tel mais bien dans l'utilisation qu'on en fait. Par exemple, Hydro-Québec sait comment le faire depuis longtemps¹¹⁹ :

« Choosing a simulation approach was strongly guided by the ever increasing number and variety of peak management means in the Hydro-Quebec system. The parameters of the model for each peak management means are:

- available capacity for each period;
- priority order;
- minimum and maximum hours of continuous use;
- minimum hours between uses;
- incremental MW use (to reflect means that are used by block);
- minimum acceptable level of surplus to avoid the use of this means (means with long lead times will be given a higher level);

¹¹⁹ R-3864-2013, C-AHQ-ARQ-0022, page 66.

- *cost per MWh.*

These different parameters allow all the flexibility needed to model the peak management means. » (Nous soulignons)

Ce que le passage souligné de l'extrait signifie c'est que chaque moyen a un niveau déclencheur qui sert notamment à prendre en compte le niveau de réserve d'exploitation à conserver avant d'engager un moyen. Par exemple, dans le réseau Hydro-Québec, certains moyens doivent être engagés avant d'entamer la réserve d'exploitation de 1 500 MW.

Dans le cas du Distributeur, s'il veut utiliser le modèle FEPMC pour déterminer le taux de réserve d'un moyen donné en tenant compte du délai d'appel, il n'a qu'à inclure à sa simulation une charge fictive qui correspond à la marge d'incertitude additionnelle en MW entraînée par ledit délai d'appel. Si le modèle ne permet pas d'ajouter une charge fictive séparément, l'utilisateur n'a qu'à hausser en conséquence la demande en électricité qu'il fournit au modèle.

Une autre façon de tenir compte des délais d'appel dans les modèles de fiabilité est de réduire le nombre maximum d'appels permis au cours d'un hiver afin de tenir compte des appels qui s'avéreront inutiles étant donné la réserve pour aléas à court terme retenue par le Distributeur au moment d'appeler les moyens de gestion avec préavis. Par exemple, si le Distributeur considère un aléa de la demande à court terme de deux écarts-types au moment d'appeler un moyen, la distribution normale nous indique que 43,7 %¹²⁰ de plus d'appels s'avéreront statistiquement inutiles par rapport à l'absence d'aléas pour un moyen à appel instantané. Par exemple, dans un tel cas, pour un moyen permettant 100 heures par hiver, le nombre d'heures maximum considéré par le modèle de fiabilité devrait plutôt être réduit à 56 heures.

¹²⁰ Voir par exemple <http://dimoiv.ugac.ca/STAT/z/probabilite/cas/normale.html>, consulté le 24 juin 2020.

Si la protection du Distributeur n'est que d'un seul écart-type, les valeurs à retenir dans ce même exemple seraient de 34,1 % et de 66 heures.

À titre d'exemple, citons une étude faite pour la zone de réglage d'ERCOT au Texas où le nombre d'appels utiles d'un moyen de gestion devant être appelé la veille n'est que de 50 %¹²¹.

Plus près de chez nous, Énergir constate également que certaines nominations placées la journée précédente peuvent mener à des utilisations non requises de moyens. Pour en tenir compte, elle considère que le nombre d'appels utiles d'un moyen de gestion devant être appelé la veille n'est que de 60 %¹²².

Le Brattle Group mentionne également que les délais d'appel ont un effet à la baisse sur la valeur d'un moyen de gestion et il cite quelques exemples¹²³ :

« Historically in California, day-ahead programs with voluntary load reductions have been derated by as much as 60 percent whereas technology-enabled air-conditioning load control programs and aggregator-managed C&I programs with short response time could be derated by less than 20 percent. In Colorado, Xcel Energy estimated that the capacity value of DR programs with a four hour dispatch limit per day and a 40 hour dispatch limit per year should be derated by around 30 percent, while unconstrained DR programs that could be dispatched up to 160 hours per year (a large number of hours for a DR program) should only be derated by five percent. » (Nous soulignons)

¹²¹ Levi, P., *Quantifying the Benefits of Imperfect Demand Response*, 2019, https://symposia.gerad.ca/iaee2019/en/schedule/view_document/8302, consulté le 5 juillet 2020.

¹²² R-4119-2020, B-0128, page 15, réponse 8.3.

¹²³ Hledik, R. and Faruqui, A., *Valuing Demand Response: International Best Practices, Case Studies, and Applications*, January 2015, http://files.brattle.com/files/5766_valuing_demand_response_-_international_best_practices_case_studies_and_applications.pdf, page 10, consulté le 5 juillet 2020.

Comment déterminer la marge d'incertitude additionnelle en MW entraînée par le délai d'appel?

L'article précité présenté par Hydro-Québec en 1995 à l'Association Électrique Canadienne (ACE) décrit la méthode pour déterminer ces marges d'incertitude de court terme et un exemple de résultats basés sur les données de l'époque apparaît au graphique et au tableau qui sont reproduits ici¹²⁴ :

¹²⁴ Beaumont, M. and Raymond, M. P., *Margins for Uncertainties in Hydro-Québec's Short-Term Operations Planning*, presented at Canadian Electrical Association, 1995 Spring Meeting, Vancouver, March 1995, page 8, figure 3, et page 11, table 2.

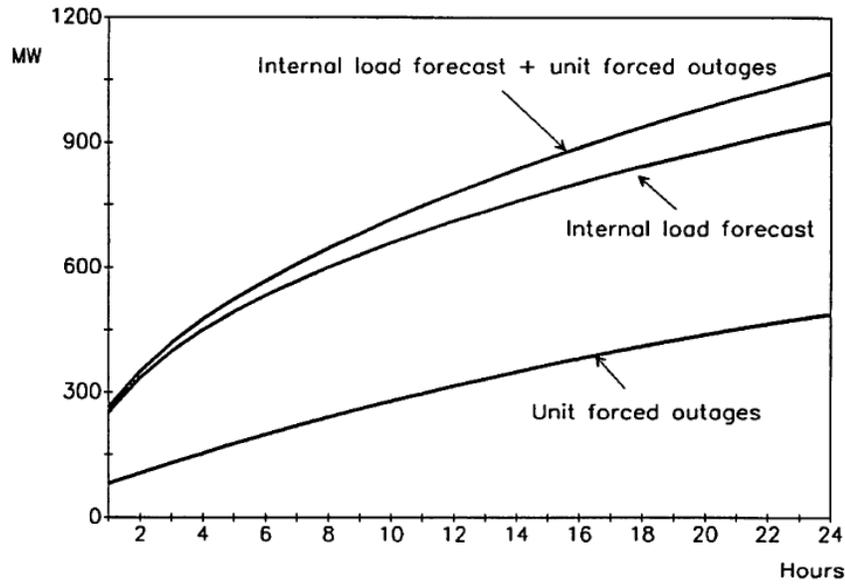


Figure 3. Standard deviation for combined uncertainties

TABLE 2

Sample margin policy

Time delay (hours)	Resource	Margin required above real-time reserve requirements (MW)
1	Interruptible exports A Capacity imports A	200
2	Interruptible exports B	300
3	Cancellation of internal interruptible loads	300
4	Interruptible exports C Capacity imports B	400
12	Thermal plant	700
18	Internal interruptible loads	1000

La courbe supérieure du graphique de la Figure 3 montre l'écart-type des aléas pour des délais allant jusqu'à 24 heures. La Table 2 montre un exemple de politique de marges additionnelles requises en MW dépendant des délais d'appels des divers moyens.

En quelques occasions dans le passé, le Distributeur a fourni de telles données d'aléas de prévision à court terme en fonction du délai. Par exemple¹²⁵ :

Tableau R-5.6
Écart type de la prévision de la demande d'électricité – Janvier

Délai (heures)	Écart type (MW)
2	297
4	430
8	468
12	506
24	617
36	727

Le Distributeur a sans doute une mise à jour plus récente des informations du tableau R-5.6 mais pour illustrer la méthode que nous proposons d'utiliser pour tenir compte des délais d'appel, nous avons préparé le tableau suivant que le Distributeur pourra mettre à jour au besoin avec les données les plus récentes.

¹²⁵ R-3678-2008, HQD-2, document 6, page 13, tableau R-5.6. Voir aussi R-3980-2016, B-0076, pages 24 et 25; R-3980-2016, B-0183; R-3550-2004, HQD-5, document 1, pages 9 à 11; et R-3550-2004, HQD-5, document 1.1, page 65 et annexe 2, page 14.

Tableau AHQ-ARQ-9
Exemple d'évaluation de la marge à ajouter comme charge fictive à FEPMC

Moyens	Délai d'appel (heures) (1)	Délai de l'analyse (heures) (2)	Délai total (heures) (3)	Écart-type de l'aléa de prévision (MW) (4)	Nombre d'écart-types couverts (5)	Marge à ajouter à FEPMC (MW) (6)
Électricité interruptible	2	2	4	430	2	860
Interruption chaînes de blocs	2	2	4	430	2	860
Appel d'offres de long terme (A/O 2015-01)	4	2	6	450	2	900
GDP Affaires pour la pointe de l'après-midi	4	2	6	450	2	900
Tarifification dynamique et Hilo pour la pointe du matin	13	2	15	530	2	1060
GDP Affaires pour la pointe du matin	15	2	17	560	2	1120
Tarifification dynamique et Hilo pour la pointe de l'après-midi	23	2	25	630	2	1260
GDP Affaires pour les deux pointes du lendemain	25	2	27	650	2	1300
(1) Tableau C-AHQ-ARQ-8.						
(2) R-3678-2008, HQD-2, document 6, pages 11 et 12, réponse 5.3.						
(3) = (1) + (2)						
(4) R-3678-2008, HQD-2, document 6, page 13, tableau R-5.6: à mettre à jour.						
(5) Hypothèse à ajuster par le Distributeur.						
(6) = (3) x (4)						

À l'instar de la Table 2 ci-dessus, ce tableau AHQ-ARQ-9 présente une politique de marge à court terme indiquant à la dernière colonne la charge fictive à ajouter à FEPMC pour tenir compte du délai d'appel de chaque moyen de gestion.

RECOMMANDATION 12 : Nous recommandons à la Régie de prendre acte que les taux de réserve des moyens de gestion apparaissant au bilan de puissance du Distributeur et servant de base à leur rémunération sont sous-estimés, étant donné que les délais d'appel ne sont pas pris en compte.

RECOMMANDATION 13 : De plus, nous recommandons à la Régie de prendre acte qu'il serait tout à fait possible de tenir compte des délais d'appel des moyens de gestion dans l'évaluation du taux de réserve associé à chacun d'eux. Nous lui recommandons de réitérer sa demande de la décision D-2019-027 et d'ordonner au Distributeur de tenir compte du délai d'appel dans le calcul du taux de réserve des moyens de gestion et de décrire la méthode qu'il compte utiliser pour le faire dans les plus brefs délais.

6.3. Impact du taux de pénétration des moyens de gestion sur le taux de réserve

Dans cette section, nous démontrons que le taux de réserve de l'hiver 2028-2029 (et probablement de quelques hivers précédents) est sous-estimé par le Distributeur.

Pour ce faire, nous soumettons et illustrons le principe suivant : le taux de réserve des moyens de gestion augmente avec leur taux de pénétration. Par exemple, un portefeuille de moyens de gestion de 1 500 MW de 100 heures pourrait avoir un taux de réserve de 15 % mais à 3 000 MW, le taux peut s'avérer beaucoup plus élevé. Ceci s'explique par le fait que le premier MW utilisé atteindra plus rapidement son quota de 100 heures que le 3 000^e MW. À la limite, on comprend qu'on ne pourrait pas combler tous les besoins du bilan de puissance seulement avec des moyens de 100 heures; la 101^e heure deviendrait évidemment problématique.

Ce principe est bien reconnu dans la littérature, notamment par le Brattle Group dans un rapport de 2013 préparé pour la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC »)¹²⁶ :

« As explained in Section II.C.4 above, an important set of questions for resource adequacy in the coming years relates to the reliability and economic implications of increasing quantities of demand response.

[...]

In this section we evaluate how the assumed 100-hour dispatch limit reduces the resource adequacy value of Emergency DR resources, particularly at higher penetration rates.

[...]

In other words, at DR penetration levels of more than 5%, the resource adequacy value of adding more dispatch-limited DR will deteriorate rapidly unless the call limits are increased substantially.

Most regions have historically been able to rely on Emergency DR with similar or lower call-hour limitations because: (a) DR penetration levels have not exceeded approximately 5–7% in most regions; and (b) many regions across North America have enjoyed surplus generation conditions with reserve margins greater than 20%, or well above their reserve margin

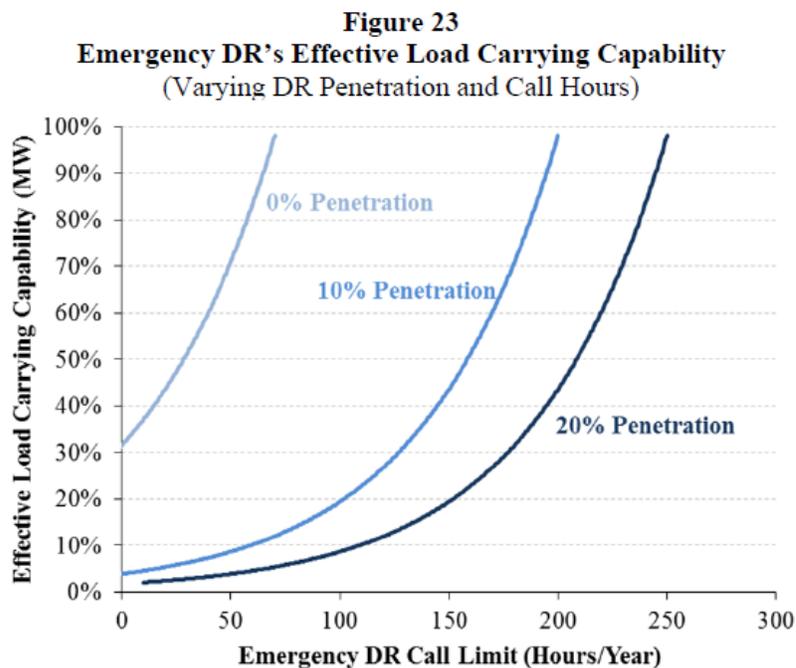
¹²⁶ Pfeifenberger, J. P., Spees, K., Carden, K. and Wintermantel, N., *Resource Adequacy Requirements : Reliability and Economic Implications*, September 2013, https://brattlefiles.blob.core.windows.net/files/6092_resource_adequacy_requirements_pfeifenberger_spees_ferc_sept_2013.pdf, pages 65 à 68, consulté le 5 juillet 2020. Voir aussi: Brown, T., Newell, S. A., Oates, D. L. and Spees, K., *International Review of Demand Response Mechanisms*, October 2015, https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/9207cd67-c244-46eb-9af4-9885822cefbe/Final-AEMC-DR-Report_International-Review-of-Demand-Response-Mechanisms.pdf, pages 49 à 52, consulté le 5 juillet 2020.

targets. We simulate regions at their target planning reserve margins and with higher DR penetration levels, which consequently requires DR to be dispatched more frequently than has been the industry experience in recent years.

Figure 23 shows the effective load carrying capability (ELCC) of Emergency DR resources. The ELCC of Emergency DR increases with the dispatch price and decreases at higher DR penetration levels.

Under the Base Case assumption with a 100-hour call limit, Emergency DR has an ELCC of approximately 100% at the 0% penetration level, 18% at 10% penetration, and only 8% at 20% penetration. The figure also shows that to maintain 100% ELCC, the call limit would have to be increased to 190 hours at 10% penetration and 250 hours at 20% penetration.

These results also show that, as long as DR penetration levels are low, a system operator does not necessarily need to consider the risk of exceeding dispatch hour limits. However, at higher penetration levels, reliability can only be maintained at criterion if: (1) Emergency DR resources are awarded a lower capacity value for the purposes of calculating their contribution to the reserve margin; or (2) Emergency DR resources are required to increase their call-hour limit. Some regions may implement a combination of these options as DR penetration increases in order to accommodate different types of DR that have more or less callability, as has been done in PJM. PJM now allows DR resources to participate either as dispatch-limited DR that may earn lower capacity payments or unlimited DR that can earn full capacity payments.



Notes:

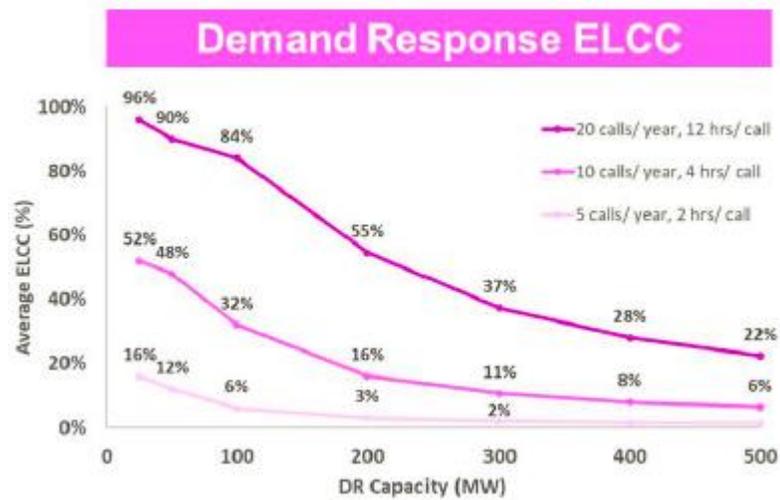
Study RTO reserve margin fixed at 15% with CTs displaced by increasing DR.
ELCC of 25% indicates that 4 MW of DR would be needed to achieve the same reduction in LOLE as adding 1 MW of CTs.

» (Nous soulignons)

Le même phénomène est observé par Nova Scotia Power alors qu'on peut voir la baisse drastique de la valeur en puissance pure (ELCC) des moyens de gestion en fonction du volume¹²⁷ :

« Energy storage and demand response (DR) also exhibit diminishing returns as penetration increases

¹²⁷ https://irp.nspower.ca/files/key-documents/presentations/20190807-02_-E3-Capacity-Study-Overview.pdf, page 25, consulté le 3 juillet 2020.



»

Une courbe semblable se retrouve dans un article publié par le Analysis Group américain¹²⁸ :

¹²⁸ Earle, R., Kahn, E. P. and Macan, E., *Measuring the Capacity Impacts of Demand Response*, July 2009, https://www.researchgate.net/profile/Edward_Kahn2/publication/46506987_Measuring_the_Capacity_Impacts_of_Demand_Response/links/5a95f23a0f7e9ba42972d2ce/Measuring-the-Capacity-Impacts-of-Demand-Response.pdf?origin=publication_detail, page 52, consulté le 5 juillet 2020. Cet article est produit comme pièce au présent dossier.

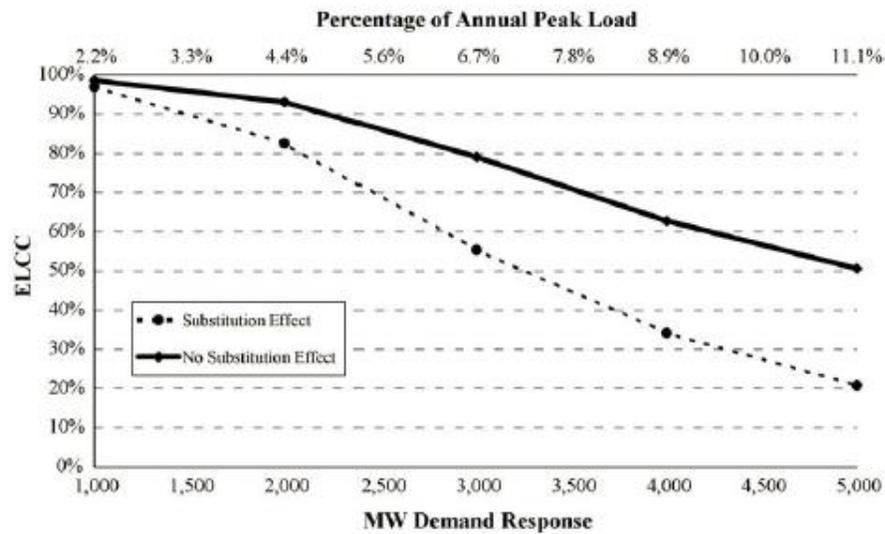


Figure 4: ELCC as Percentage of Demand Response MW

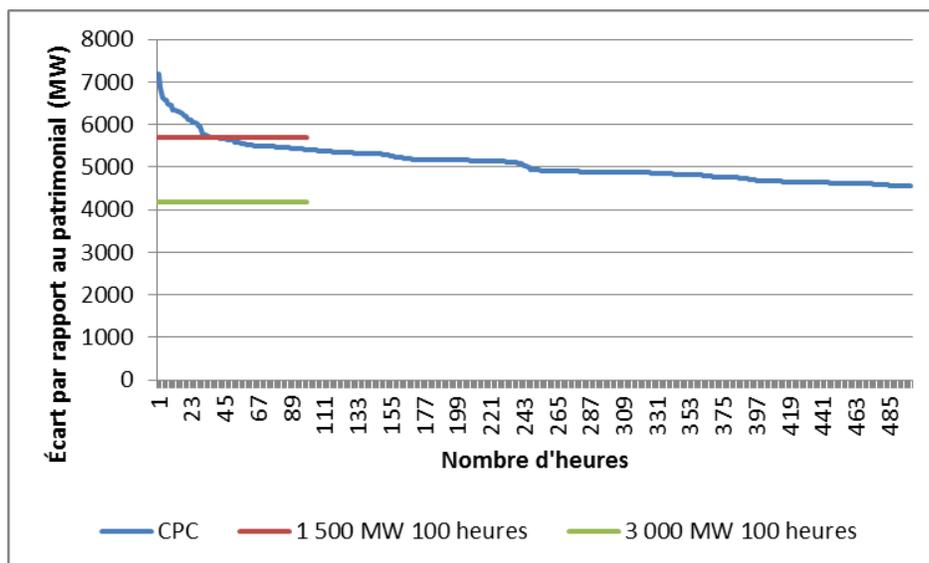
De toute évidence, il existe donc une limite au taux de pénétration de moyens avec nombre d'heures limité et il est important de savoir où elle se situe. Il semblerait que le Distributeur n'ait pas considéré une telle limite et nous craignons qu'elle ne soit dépassée sur la période couverte par le Plan comme nous le démontrons ci-dessous.

Dans son bilan de puissance le plus récent (tableau R-8.2 au début de ce chapitre), le Distributeur prévoit 1 809 MW en moyens de gestion de la puissance (incluant 500 MW de l'A/O 2015-01) pour l'hiver 2019-2020 (pénétration de 5 %). Cette valeur culmine à 3 156 MW pour l'hiver 2028-2029 (pénétration de 8 %). Ces chiffres peuvent devenir préoccupants si on applique le principe énoncé ci-dessus.

Pour mieux comprendre ce principe, nous l'avons illustré par un exemple dans la figure suivante où :

- La ligne bleue représente la courbe classée (« CPC ») des 500 plus grandes valeurs de l'écart en MW entre les besoins réguliers du Distributeur en 2029 et le volume d'électricité patrimoniale¹²⁹.
- La droite rouge représente l'écrêtement des derniers 1 500 MW de la CPC pendant 100 heures.
- La droite verte représente l'écrêtement des derniers 3 000 MW de la CPC pendant 100 heures.

Figure AHQ-ARQ-1
Exemple illustratif comparant un cas de moyens de gestion de 1 500 MW (100 h.) et un cas de 3 000 MW (100 h.)



On peut voir dans cette simulation que pour le scénario rouge un ensemble de moyens totalisant 1 500 MW peut couvrir les derniers 1 500 MW de la CPC alors que dans le scénario vert les moyens totalisant 3 000 MW ne peuvent couvrir les derniers 3 000 MW de la CPC puisque les moyens s'épuisent après 100 heures

¹²⁹ B-0011.

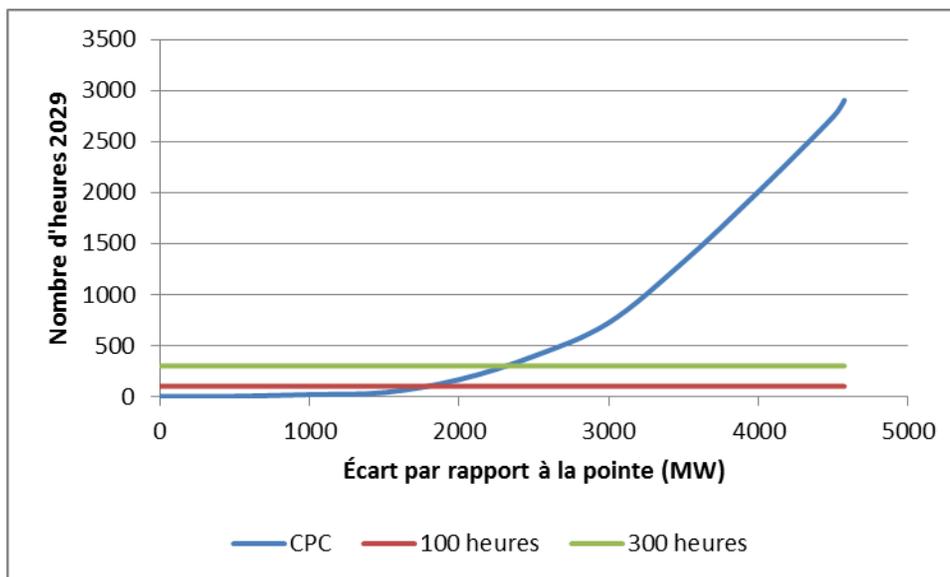
et ne peuvent donc plus servir pour le reste des heures de l'hiver, requérant un ou plusieurs autres moyens de gestion pour faire le même travail sur les autres heures. En d'autres mots, un volume de moyens de 1 500 MW épouse très bien la CPC alors que c'est loin d'être le cas pour un volume de 3 000 MW.

Il est clair que cet exemple ne vaut que pour la seule simulation montrée à titre illustratif. L'exercice complet pourrait être fait sur les milliers de cas que simule le modèle FEPMC, mais nous n'avons pas accès à ceux-ci.

Le phénomène d'épuisement précoce de la ligne verte a beaucoup plus de risques de se produire avec une plus grande pénétration de moyens de gestion. Ce qui cause encore plus problème, c'est le découplage des modèles FEPMC et MARS que nous avons évoqué plus haut et qui fait que MARS ne capte pas le phénomène du nombre limite d'heures par année. Ainsi, dans le cas de la ligne verte, nous avons vu précédemment que le modèle MARS prolongerait cette ligne verte de façon illimitée et donc ne rencontrerait jamais l'épuisement d'un moyen, ce qui est hautement problématique.

Une autre façon d'illustrer le phénomène d'épuisement des moyens est la figure suivante basée sur les mêmes données que la figure précédente :

Figure AHQ-ARQ-2
Exemple illustratif montrant le nombre d'heures en 2029 en fonction de l'écart entre les besoins en MW et les besoins en pointe



On peut voir sur ce graphique, toujours dans notre exemple de simulation, qu'un moyen de 100 heures d'environ 2 000 MW (où la ligne rouge croise la ligne bleue) pourrait suffire à la tâche mais qu'un moyen de 300 heures de plus de 2 500 MW (où la ligne verte croise la ligne bleue) ne serait pas suffisant.

Lorsque qu'on lui demande de fournir les taux de réserve des moyens de gestion pour chacun des dix hivers de la période du Plan, le Distributeur répond¹³⁰ :

« Le Distributeur considère que les taux de réserve d'un moyen de gestion sont identiques sur toute la période du Plan. Le Distributeur précise que les variations des taux obtenus lors des simulations effectuées sont marginales. De plus, cette façon de faire facilite la planification des moyens de gestion. » (Nous soulignons)

¹³⁰ B-0041, page 36, réponse 13.2.

Le Distributeur précise donc que les variations des taux obtenus lors des simulations effectuées sont marginales, sans en faire de démonstration ni même spécifier quelles simulations il a effectuées, sur quelles années.

Dans le passé, nous comprenons que le Distributeur ne simulait que les quatre premières années puis appliquait le taux de réserve de la quatrième année au reste de l'horizon¹³¹. Nous n'appuyons pas cette approche surtout lorsque la pénétration des moyens de gestion augmente considérablement avec le temps comme on le voit dans le bilan de puissance à compter de 2024-2025.

De plus, nous sommes d'avis que de faciliter la planification des moyens de gestion, comme indiqué dans l'extrait précédent, ne devrait pas être un objectif en soi au prix d'une détérioration de précision, le cas échéant.

En réponse à une demande de renseignements de l'AHQ-ARQ, le Distributeur indique que ses modèles ne lui fournissent pas d'information détaillée sur l'utilisation des moyens de gestion lui permettant de connaître le pourcentage des simulations où le nombre d'heures d'un moyen par hiver serait insuffisant¹³². Nous trouvons déplorable l'absence de telles statistiques qui, en plus de s'assurer de la validité des modèles, permettraient aux utilisateurs de bien comprendre les phénomènes simulés. Normalement, les modèles de simulation Monte Carlo peuvent fournir un grand nombre de statistiques sur demande. Toutefois il peut arriver que des outils comme le modèle MARS qui n'appartient pas à Hydro-Québec soit une boîte noire difficilement accessible, ce qui n'est pas nécessairement pratique ni souhaitable.

¹³¹ D-2017-140, dossier R-3986-2016, page 64, paragraphe 199.

¹³² B-0070, page 6, réponse 13.9.

Pourtant, on apprend par ailleurs que le modèle MARS permet de connaître l'espérance d'utilisation des moyens de gestion¹³³ et leur distribution de probabilité¹³⁴. Cette question pourra être clarifiée lors de l'audience.

RECOMMANDATION 14 : En conclusion de ce chapitre, nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de démontrer, à l'aide de résultats statistiques complets sur l'utilisation des moyens de gestion, provenant du modèle FEPMC, que les taux de réserve qui apparaissent au tableau 4.3 de la pièce B-0009 demeurent valides pour chacun des hivers de la période couverte par le Plan.

RECOMMANDATION 15 : De plus, nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de fournir la valeur de l'espérance de perte de charge (« Loss of Load Expectation : LOLE ») obtenue par l'utilisation du modèle FEPMC, pour chacun des hivers de la période couverte par le Plan.

¹³³ IESO, *Methodology to Perform Long Term Assessments*, December 2016, http://www.ieso.ca/-/media/files/ieso/document-library/planning-forecasts/18-month-outlook/methodology_rtaa_2016dec.pdf, page 18, consulté le 3 juillet 2020.

¹³⁴ GE Energy Consulting, *Pan-Canadian Wind Integration Study (PCWIS) - Section 11: Appendices and References*, October 2016, <https://canwea.ca/wp-content/uploads/2016/07/pcwis-section11-appendicesandreferences.pdf>, page 18, consulté le 3 juillet 2020.

7. Contribution des marchés de court terme en puissance

Dans ce qui suit, nous analysons certains marchés accessibles au Distributeur y compris celui du Québec, en utilisant une approche semblable à la sienne dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2011-2020¹³⁵. Cette analyse démontre que l'hypothèse retenue par le Distributeur sur la valeur globale de contribution des marchés de court terme en puissance à prévoir dans le bilan de puissance est nettement pessimiste et nous formulons une recommandation sur la valeur à retenir.

Le Distributeur justifie son évaluation de la contribution maximale de 1 100 MW par la capacité des interconnexions et les contraintes techniques et commerciales des marchés voisins du Réseau d'énergie La Lièvre, du Labrador, du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Angleterre, de New York, de l'Ontario et de nouveaux projets d'interconnexions prévus à partir de 2021¹³⁶. Étrangement, la preuve du Distributeur ne comporte aucune analyse de la puissance disponible à l'intérieur de la zone de réglage du Québec essentiellement détenue par le Producteur, contrairement à ce qu'il a déjà fait dans le passé¹³⁷.

Dans ce chapitre, nous analysons chaque marché séparément puis formulons une recommandation sur la valeur à retenir pour la contribution des marchés de court terme en puissance.

7.1. Labrador

Le Distributeur indique dans sa preuve¹³⁸ :

« Une capacité de 265 MW provenant de la centrale des Churchill Falls est rendue disponible à Nalcor Energy pour l'alimentation en

¹³⁵ R-3748-2010, B-0005, pages 177 à 192.

¹³⁶ B-0009, pages 41 à 48.

¹³⁷ Voir notamment R-3748-2010, B-0005, page 188.

¹³⁸ B-0009, page 45, lignes 21 à 26.

priorité de la charge du Labrador. Les capacités excédentaires peuvent ensuite être mises en marché. Le Distributeur ne dispose d'aucune convention de transactions avec Nalcor Energy. Or, une telle convention est nécessaire pour conclure des transactions avec une contrepartie. Aucun achat en provenance de ce marché n'est donc possible en ce moment. » (Nous soulignons)

Il ajoute toutefois en réponse aux demandes de renseignements¹³⁹ :

« Le Distributeur confirme qu'il a eu des discussions avec des représentants de Nalcor Energy. Les discussions sont toujours en cours quant à la possibilité de transiger avec cette contrepartie dans le respect des contrats actuellement en vigueur et des marges disponibles. » (Nous soulignons)

Étant donné que des discussions sont toujours en cours quant à la possibilité d'obtenir de la puissance du Labrador, nous sommes d'avis que l'hypothèse retenue par le Distributeur d'une valeur de 0 MW en provenance de ce marché est trop pessimiste.

7.2. Nouveau-Brunswick

Le Distributeur indique dans sa preuve¹⁴⁰ :

« La capacité pour le Distributeur d'importer de l'énergie en provenance du Nouveau-Brunswick est tributaire de la présence d'énergie excédentaire au bilan offre-demande de NB Power, même si l'interconnexion a un potentiel maximal d'importation de 785 MW. Comme le profil des besoins de ce réseau est similaire à celui du Québec, les surplus sont souvent faibles lors des périodes de charge importante au Québec.

¹³⁹ B-0042, pages 21 et 22, réponse 11.2.

De plus, la capacité d'importer de l'énergie est parfois réduite en raison du transit de la production éolienne sur le réseau interne. La situation est analysée en continu par le Transporteur pour déterminer le niveau d'importation possible pour chaque heure. La mise en service de la ligne Chamouchouane Boût-de-l'île pourrait réduire ou éliminer cette contrainte. Les études du Transporteur en prévision de l'hiver 2019-2020 permettront d'en apprendre davantage et de revoir éventuellement les possibilités d'importation via ce chemin.

La contribution en provenance de l'interconnexion NB-HQT est donc variable et confirmée par le Transporteur au moment de l'analyse de la préparation pour la pointe, à l'automne qui la précède. » (Nous soulignons)

Premièrement, en ce qui a trait à la présence de puissance excédentaire au bilan du Nouveau-Brunswick et de la zone des Maritimes, le rapport du NERC préparé en décembre 2019¹⁴¹ anticipe des surplus de plus de 5 % à compter de l'hiver 2023-2024 (« *Anticipated Reserve Margin* » et « *Reference Margin Level* »), ce qui correspond à environ 250 MW (5 % de « *Total Internal Demand* » d'environ 5 000 MW) :

¹⁴⁰ B-0009, pages 45 et 46.

¹⁴¹ https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC_LTRA_2019.pdf, page 58.

Demand, Resources, and Reserve Margins (MW)										
Quantity	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Total Internal Demand	5,644	5,673	5,664	5,611	5,576	5,541	5,517	5,517	5,501	5,481
Demand Response	277	277	277	277	276	276	276	275	275	274
Net Internal Demand	5,367	5,396	5,388	5,335	5,300	5,265	5,242	5,241	5,226	5,207
Additions: Tier 1	5	27	50	50	50	50	50	50	50	50
Additions: Tier 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Additions: Tier 3	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Net Firm Capacity Transfers	-69	-66	-149	0	0	0	0	0	0	0
Existing-Certain and Net Firm Transfers	6,565	6,568	6,485	6,632	6,630	6,630	6,630	6,520	6,518	6,518
Anticipated Reserve Margin (%)	22.41%	22.21%	21.29%	25.26%	26.03%	26.87%	27.44%	25.35%	25.67%	26.13%
Prospective Reserve Margin (%)	25.26%	22.31%	21.38%	25.35%	24.28%	24.57%	19.60%	17.51%	17.81%	18.24%
Reference Margin Level (%)	20.00%	20.00%	20.00%	20.00%	20.00%	20.00%	20.00%	20.00%	20.00%	20.00%

De plus, étant donné que les aléas entre réseaux ne sont pas totalement coïncidents, un partage de réserve additionnel peut être disponible.

Deuxièmement, en ce qui concerne la limitation de la capacité d'importer des Maritimes en raison du transit de la production éolienne sur le réseau interne du Québec, nous considérons que le Distributeur n'a pas fait la démonstration que celle-ci réduirait la capacité d'interconnexion de 785 MW totalement à 0 MW. Au contraire, nous considérons qu'elle ne serait pas réduite à 0 MW pour les raisons suivantes :

- Le Distributeur n'est pas en mesure de fournir le nombre d'heures au cours des deux derniers hivers où la capacité d'importer du Nouveau-Brunswick a été réduite ou a été nulle aux heures de forte charge en raison du transit de la production éolienne sur le réseau interne¹⁴².

¹⁴² B-0041, pages 60 et 61, réponses 22.1 et 22.2.

- Pour l'hiver 2019-2020, le Transporteur a confirmé au Distributeur que l'importation à la pointe du réseau par l'interconnexion avec le Nouveau-Brunswick n'entraînerait pas d'énergie captive sur le réseau dans les scénarios de pointe étudiés¹⁴³.
- Lors de l'analyse de la préparation à la pointe des cinq derniers hivers, le chemin d'import NB-HQT n'a pas été pris en compte. Pour les quatre premières années, la cause invoquée était que l'énergie était captive sur une limite interne du réseau (la limite sud)¹⁴⁴. À première vue, cette cause peut sembler différente de celle invoquée dans la citation qui précède, soit le transit de la production éolienne sur le réseau interne; cette question pourra être clarifiée lors de l'audience.
- Le réseau du Nouveau-Brunswick est le seul des deux réseaux, avec le Québec, qui sont nommés dans le document d'appel d'offres de l'hiver dernier pour des achats de puissance de court terme (« UCAP ») et qui ont la possibilité de soumettre des offres provenant de l'ensemble de leur système (« *System Capacity* »)¹⁴⁵. Il serait étonnant d'offrir cette opportunité au réseau du Nouveau-Brunswick s'il y avait des contraintes sur le réseau de transport du Québec qui empêchaient de recevoir ladite puissance en provenance de la province voisine.

En plus de ce qui précède, nous sommes d'avis que l'accès à la puissance du Nouveau-Brunswick devrait être facilité par la signature d'ententes annoncées le 10 janvier 2020 portant notamment sur des discussions sur la construction d'interconnexions additionnelles entre le Québec et le Nouveau-Brunswick qui pourraient améliorer la fiabilité entre les deux réseaux, selon les dires d'Hydro-

¹⁴³ B-0041, page 61, réponse 22.3.

¹⁴⁴ B-0041, page 61, réponse 22.4.

¹⁴⁵ B-0043, Annexe A, page 4, article 2.1.

Québec¹⁴⁶. Dans ce contexte, le 20 décembre 2019, le Producteur a déposé une demande de service de transport ferme de point à point de 2 179 MW sur le chemin HQT-NB pour une mise en service le 1^{er} avril 2025¹⁴⁷.

Étant donné les éléments exposés ci-dessus, nous sommes d'avis que l'hypothèse retenue par le Distributeur d'une valeur de 0 MW en provenance de la zone de contrôle des Maritimes, qui est notamment basée sur une contrainte qui n'existerait plus, est trop pessimiste alors qu'une valeur de 250 MW pourrait être envisagée, soit la marge de manœuvre annoncée au NERC.

7.3. Nouvelle-Angleterre

Le Distributeur indique dans sa preuve que la capacité de l'interconnexion NE-HQT est établie à 2 000 MW. Toutefois, à cause de contraintes sur le réseau de transport, la possibilité d'importer en pointe ne serait pas assurée sur le chemin NE-HQT. Malgré qu'il soit possible pour la majorité des heures de l'hiver d'importer sur ce chemin, le Distributeur juge que la capacité maximale en provenance de la Nouvelle-Angleterre est nulle¹⁴⁸.

On peut constater que plusieurs transactions d'achat ont été réalisées par le Distributeur auprès de la bourse du NE ISO au cours des dernières années dont, notamment, lors des périodes de pointe annuelle du 22 au 24 janvier 2014, du 8 janvier 2015, du 15 février 2016 et du 28 décembre 2017¹⁴⁹. On peut donc voir qu'il peut arriver que le Distributeur puisse avoir recours à des importations en provenance de la Nouvelle-Angleterre même lors des périodes de pointe.

¹⁴⁶ <http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiqués-de-presse/1574/hydro-quebec-et-energie-nb-signent-des-ententes-visant-lachat-delectricite-et-le-partage-dexpertise/> .

¹⁴⁷ Étude d'impact 234T dans le système OASIS de TransÉnergie.

¹⁴⁸ B-0009, page 46.

¹⁴⁹ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2017-140_AutresSuivis.html ;
et http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2014-205_AutresSuivis.html .

Par conséquent, nous sommes d'avis que l'hypothèse retenue par le Distributeur d'une valeur de 0 MW en provenance des interconnexions existantes du marché de la Nouvelle-Angleterre est trop pessimiste.

Nouvelle interconnexion¹⁵⁰

En Nouvelle-Angleterre, le Distributeur mentionne aussi le projet d'interconnexion New England Clean Energy, d'une capacité de 1 200 MW, qui relierait le Québec au Maine et dont la mise en service est officiellement prévue pour 2022.

Le Distributeur ne retient aucune contribution en puissance de court terme de cette interconnexion sous prétexte que, selon lui, le design actuel du projet prévoit une ligne privée à courant continu unidirectionnelle. Or, cette affirmation du Distributeur s'avère totalement erronée après vérification auprès du Transporteur qui indique plutôt que cette ligne d'interconnexion n'est ni « *privée* », ni « *unidirectionnelle* » et qu'elle pourrait même offrir une sécurité supplémentaire pour le réseau québécois puisqu'elle permettra l'importation d'électricité sous certaines conditions¹⁵¹.

Or, nous constatons que cette sécurité supplémentaire qui constitue normalement un avantage non négligeable entrant dans la justification de projets d'interconnexion n'est nullement escomptée par le Distributeur dans sa planification.

Rappelons que la Régie, dans ses décisions passées, demande au Distributeur de tenir compte des projets d'interconnexion annoncés et de leur capacité à répondre à ses besoins de puissance à la pointe¹⁵².

¹⁵⁰ B-0009, page 48.

¹⁵¹ R-4112-2019, B-0016, page 7.

¹⁵² Voir notamment D-2017-140, dossier R-3986-2016, page 58, paragraphe 172; et D-2011-162, dossier R-3748-2010, pages 63 et 64, paragraphe 211.

RECOMMANDATION 16 : Par conséquent, nous sommes d'avis que l'hypothèse retenue par le Distributeur d'une valeur de 0 MW en provenance de l'interconnexion à venir avec le Maine, basée sur de fausses prémisses, est nettement trop pessimiste. Nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de proposer, dans le prochain état d'avancement du Plan, une valeur de contribution en puissance de court terme pour cette interconnexion, avec preuves à l'appui.

7.4. New York

Le Distributeur indique qu'il compte sur la capacité d'importation de 1 000 MW à partir du poste de Massena (chemin MASS-HQT) et de 100 MW du poste Dennison (chemin DEN-HQT) pour appuyer sa proposition d'une contribution de 1 100 MW en provenance des marchés hors-Québec¹⁵³. **Nous sommes d'accord avec ce potentiel en provenance du marché de New York notamment avec ses surplus importants en puissance annoncés sur la période du Plan¹⁵⁴.**

7.5. Ontario

Le Distributeur indique que, malgré une capacité d'importation de référence de 1 970 MW¹⁵⁵, il considère 0 MW en provenance de l'Ontario comme contribution de ce marché en puissance de court terme car les règles actuelles de l'Independent Electricity System Operator (« IESO ») ne permettent pas l'exportation de produits de puissance conformes aux exigences de fiabilité¹⁵⁶.

¹⁵³ B-0009, page 46.

¹⁵⁴ https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC_LTRA_2019.pdf, page 65.

¹⁵⁵ B-0009, page 43, tableau 6.1.

¹⁵⁶ B-0009, pages 46 et 47.

Il suppose toutefois, sans démonstration, qu'il peut compter sur une capacité d'importation pour 90 % des heures de l'hiver¹⁵⁷, ce qui, à notre avis, a une valeur non négligeable en termes de fiabilité si on y applique, comme pour tous les autres moyens, un taux de réserve correspondant aux risques.

Il ajoute par ailleurs que les 500 MW de puissance découlant de l'entente entre Hydro-Québec et l'IESO, annoncée en octobre 2016 ne sont pas mis à la disposition du Distributeur et que l'entente pourrait limiter la capacité des interconnexions pour les importations en provenance de l'Ontario.

Or, comme nous le démontrons dans la section suivante, cette puissance de 500 MW profite également au Distributeur en rehaussant la marge de manœuvre de la zone de réglage du Québec jusqu'à son échéance en 2023¹⁵⁸. Par contre, nous sommes d'avis qu'après cette date, l'Ontario continuera de pointer en été, dégageant ainsi un potentiel de surplus en hiver qui pourrait, comme dans l'entente actuelle, être exploité par une division d'Hydro-Québec au besoin.

Par conséquent, nous sommes d'avis que l'hypothèse retenue par le Distributeur d'une valeur de 0 MW en provenance des interconnexions de l'Ontario est trop pessimiste.

7.6. Zone de réglage du Québec

Comme nous le démontrons dans cette section, le Distributeur propose de ne retenir aucun potentiel de la zone de contrôle du Québec dans la contribution des marchés de court terme en puissance et nous constatons qu'il ne fournit pas d'analyse pour supporter cette proposition.

Dans cette section nous présentons :

¹⁵⁷ B-0009, page 43, tableau 6.1.

¹⁵⁸ https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC_LTRA_2019.pdf, page 70.

- Un historique des marges de manœuvre prévisionnelles en puissance du Producteur;
- Une prévision des marges de manœuvre prévisionnelles en puissance du Producteur sur l'horizon du Plan;
- Un historique des valeurs retenues par le Distributeur comme contribution des marchés de court terme en puissance en provenance du Québec versus les marges de manœuvre prévues au début de chaque hiver;
- Les préoccupations de la Régie sur les valeurs retenues par le Distributeur comme contribution des marchés de court terme en puissance en provenance du Québec;
- Les motifs invoqués par le Distributeur pour ne pas hausser la contribution de la zone de réglage du Québec en puissance et notre réaction à ceux-ci.

7.6.1. Historique des marges de manœuvre prévisionnelles du Producteur

Nous avons préparé le tableau suivant afin d'évaluer les marges prévisionnelles déclarées par le Producteur dans le passé, au début de chaque hiver.

Ce tableau a été préparé essentiellement à partir des informations fournies par le Distributeur dans le cadre des suivis de la démonstration du critère de fiabilité par ce dernier et par le Producteur. On peut voir à la ligne E les rappels effectués par le Distributeur en vertu des conventions d'énergie différée et à la ligne I la puissance à court terme (« PCT ») qui avait été acquise auprès du Producteur pour certaines années. Afin de mesurer la marge prévisionnelle dégagée pour la puissance de court terme, la dernière ligne du tableau montre la marge de réserve avant rappels et PCT réels.

Tableau AHQ-ARQ-10 Historique des marges prévisionnelles du Producteur en puissance au début de chaque hiver

		2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020
Électricité patrimoniale	A (1)	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342
Consommation des centrales	B (1)	104	100	102	101	102	67	56	56	56	56	56	55
Autres engagements	C (1)	1 771	1 651	2 084	2 095	1 646	1 987	2 057	2 200	2 415	2 081	1 839	2 694
HQD - Contrats de base et cyclable	D (1)	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
HQD - Rappels	E (1)			550	400	400	150	0	0	0	0	0	0
HQD - Puissance complémentaire	F (2)	62	22	22	127	75	114	134	158	340	371	374	143
HQD - Puissance à long terme	G (3)											500	500
Envers des tiers	H (1)	1 059	1 029	912	968	571	1 123	873	1 217	1 275	1 060	365	776
HQD - Puissance Court terme (PCT)	I=C-D-E-F-G-H	50	0	0	0	0	0	450	225	200	50	0	675
TOTAL	J=A+B+C	36 217	36 093	36 528	36 538	36 090	36 396	36 455	36 598	36 813	36 479	36 237	37 091
Offre disponible à la pointe	K(1)	39 755	39 108	39 559	38 834	38 534	38 190	39 091	39 348	39 729	40 618	40 247	40 281
Puissance interruptible	L (1)	515	500	500	470	633	528	414	286	358	353	326	302
Achats de puissance de court terme	M (1)				425	231	1 000	300	900	700	500	500	500
TOTAL	N=K+L+M	40 270	39 608	40 059	39 729	39 398	39 718	39 805	40 534	40 787	41 471	41 073	41 083
Réserve disponible	O=N-J	4 053	3 515	3 531	3 191	3 308	3 322	3 350	3 936	3 974	4 992	4 836	3 992
Réserve requise	P (1)	3 200	3 150	3 180	3 170	3 216	3 144	3 173	3 265	3 285	3 315	3 331	3 142
Marge de réserve après rappels et PCT	Q=O-P	853	365	351	21	92	178	177	671	689	1 677	1 505	850
Marge de réserve avant rappels et PCT	R=Q+E+H	903	365	901	421	492	328	627	896	889	1 727	1 505	1 525

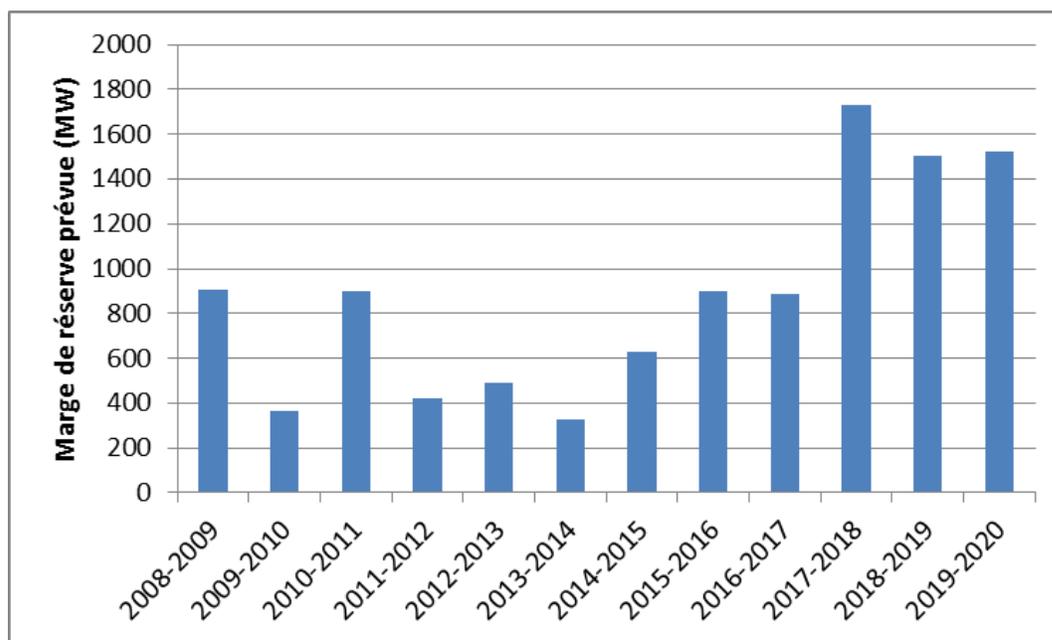
(1) Suivis des critères de fiabilité : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/TermElecDistrPlansAppro_Suivis.html .

(2) Selon les ententes d'intégration et les suivis des critères de fiabilité ci-dessus.

(3) Dossier R-3939-2015: Contrats A/O 2015-01.

Pour illustrer la conclusion de ce tableau, nous avons préparé la figure suivante qui montre la marge de réserve dont le Producteur prévoyait disposer avant chaque hiver, avant rappels et PCT auprès du Distributeur.

Figure AHQ-ARQ-3
Historique des marges prévisionnelles du Producteur en puissance au début de chaque hiver (avant rappels et PCT)



On peut constater une évolution importante au cours des trois dernières années qui, comme nous le verrons plus loin, n'a pas été considérée par le Distributeur.

7.6.2. Prédiction des marges de manœuvre prévisionnelles du Producteur sur l'horizon du Plan

Bien que l'historique présenté plus haut constitue une information intéressante pour analyser le comportement passé du Distributeur pour l'inclusion de la zone de réglage dans la contribution des marchés de court terme en puissance, les recommandations sur les années à venir doivent être basées sur des informations prévisionnelles dont il dispose présentement.

Afin d'évaluer les marges prévisionnelles, nous avons préparé le tableau suivant avec les informations à notre disposition et des hypothèses conservatrices.

Comme nous le verrons plus bas, nous sommes d'avis que le Distributeur a toutes les données afin de pouvoir produire un tableau semblable avec des données fournies par le Producteur dans le cadre de suivis pour des fins de fiabilité.

Tableau AHQ-ARQ-11
Marges prévisionnelles du Producteur en puissance pour chaque hiver du Plan

		2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
Électricité patrimoniale	A (1)	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342
Consommation des centrales	B (1)	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Autres engagements	C=D+E+F+G+H+I	2 448	2 449	2 449	2 449	2 849	2 849	2 845	1 841	1 836
HQD - Contrats de base et cyclable	D (2)	600	600	600	600	600	600	600		
HQD - Rappels	E (3)	0	0	0	0	400	400	400		
HQD - Puissance complémentaire	F (4)	148	149	149	149	149	149	145	141	136
HQD - Puissance à long terme	G (2)	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Envers des tiers	H (5)	1 200	1 200	1 200	1 200	1 200	1 200	1 200	1 200	1 200
HQD - Puissance Court terme (PCT)	I	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	J=A+B+C	36 845	36 846	36 846	36 846	37 246	37 246	37 242	36 238	36 233
Offre disponible à la pointe	K (6)	40 387	40 632	40 650	40 650	40 672	40 675	40 675	40 675	40 675
Puissance interruptible	L (1)	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Achats de puissance de court terme	M (7)	500	500	500	0	0	0	0	0	0
TOTAL	N=K+L+M	41 187	41 432	41 450	40 950	40 972	40 975	40 975	40 975	40 975
Réserve disponible	O=N-J	4 342	4 586	4 604	4 104	3 726	3 729	3 734	4 738	4 742
Réserve requise	P (1)	3 150	3 150	3 150	3 150	3 150	3 150	3 150	3 150	3 150
Marge de réserve après rappels et PCT	P=N-O	1 192	1 436	1 454	954	576	579	584	1 588	1 592
Marge de réserve avant rappels et PCT	Q=P+E+I	1 192	1 436	1 454	954	976	979	984	1 588	1 592
(1) Valeur 2019-2020										
(2) Selon les contrats en vigueur: B-0029, p. 12.										
(3) Selon les besoins optimisés, voir section 8.										
(4) Selon les prévisions éoliennes (B-0009, p. 18) et l'entente d'intégration (R-3965-2016, B-0009).										
(5) Hypothèse du même ordre de grandeur que la quantité maximale sur la période 2008-2020.										
(6) Valeur 2019-2020 plus ajouts déclarés au NERC en 2019: https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC_LTRA_2019.pdf , p. 71.										
(7) https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC_LTRA_2019.pdf , p. 70.										

La dernière ligne du tableau montre des marges prévisionnelles des plus confortables sur l'horizon du Plan et dans des ordres de grandeur comparables aux marges historiques présentées au tableau AHQ-ARQ-10. Ce constat est tout à fait cohérent avec les dernières informations fournies par le Distributeur aux organismes de fiabilité NPCC et NERC comme il apparaît dans le tableau suivant publié par le NERC en décembre 2019¹⁵⁹ :

¹⁵⁹ https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC_LTRA_2019.pdf, page 71.

Demand, Resources, and Reserve Margins (MW)										
Quantity	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Total Internal Demand	39,657	40,359	40,704	40,889	41,130	41,284	41,209	41,432	41,667	41,867
Demand Response	2,748	3,186	3,460	3,807	4,072	3,973	3,720	3,750	3,784	3,792
Net Internal Demand	36,909	37,173	37,244	37,082	37,057	37,311	37,489	37,682	37,884	38,075
Additions: Tier 1	106	351	369	369	391	394	394	394	394	394
Additions: Tier 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Additions: Tier 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net Firm Capacity Transfers	-541	-499	-417	-145	-145	-145	-145	-145	-145	-145
Existing-Certain and Net Firm Transfers	-268	-525	-523	-68	-40	-326	-566	-836	-1,111	-1,375
Anticipated Reserve Margin (%)	12.4%	12.4%	12.4%	13.6%	13.8%	13.0%	12.4%	11.7%	10.9%	10.3%
Prospective Reserve Margin (%)	15.4%	15.3%	15.4%	16.6%	16.7%	16.0%	15.3%	14.6%	13.8%	13.1%
Reference Margin Level (%)	12.8%	12.8%	12.8%	12.8%	12.8%	12.8%	12.8%	12.8%	12.8%	12.8%

Sur ce tableau, on peut constater que la réserve prévue par Hydro-Québec, incluant la contribution de 1 100 MW escomptée des marchés hors-Québec, (« *Prospective Reserve Margin (%)* »), est nettement supérieure à la réserve requise en puissance (« *Reference Margin Level (%)* »). Par exemple, si on applique la différence de ces valeurs pour 2026 à la demande (« *Net Internal Demand* »), on obtient une marge de 914 MW (37 489 x (15,3 % - 12,8 %)).

Nous observons toutefois que la réserve requise dans ce tableau se situe à 12,8 % ce qui est significativement différent de la réserve requise de l'ordre de 10 % annoncée par le Distributeur dans le rapport du NPCC approuvé le 3 décembre 2019¹⁶⁰ tel qu'il apparaît au tableau 7 reproduit ici :

160

https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/2019%20Quebec%20Interim%20Review_Aproved%20by%20the%20RCC%20on%20December%203%202019.pdf, page 6, Table 7.

Table 7 – Required Reserve Margins at NPCC Criterion (LOLE = 0.1 days/year)

Winter Peak	Required Reserve (MW)		Reference Reserve (%)		LOLE (Days/year)
	2019 Interim Review	2017 Comprehensive Review	2019 Interim Review	2017 Comprehensive Review	
2019/2020	3,837	5,037	9.8%	13.0%	0.100
2020/2021	4,151	5,284	10.2%	13.2%	0.100
2021/2022	4,181	5,275	10.1%	13.4%	0.100

On peut observer une baisse significative de la réserve requise dans la zone de réglage du Québec par rapport à la démonstration de fiabilité de 2017. Le Distributeur, à la page 5 du même document, attribue cette baisse à une réduction de l'aléa de prévision de la demande et à des changements dans le portefeuille de ressources.

Il se peut que le tableau du NERC reproduit plus haut avec une réserve requise de 12,8 % ne soit pas à jour par rapport à la Table 7 ci-dessus, des précisions pouvant être obtenues en audience. Dans le cas d'une réserve requise de l'ordre de 10 % au lieu de 12,8 % dans le tableau du NERC, la marge de 914 MW pour 2026 passerait alors à 1 799 MW, ce qui est d'autant plus confortable.

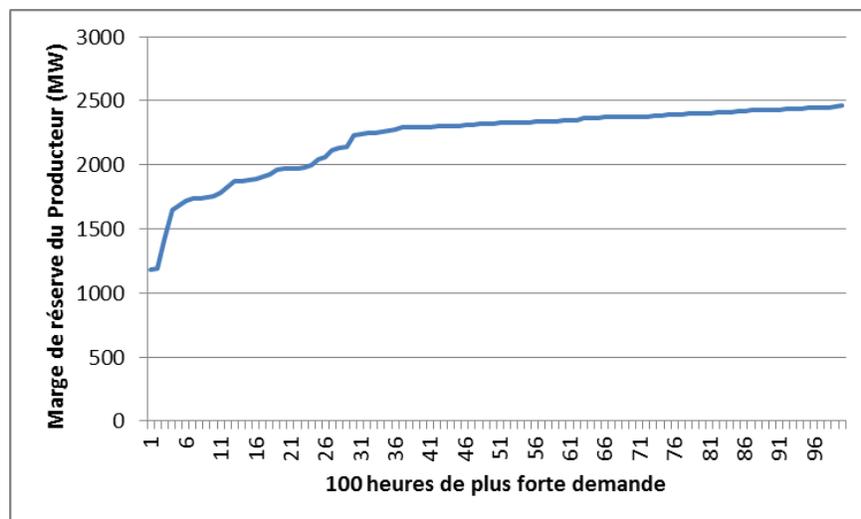
Comme il l'a fait très partiellement lors de causes passées¹⁶¹ et comme il le fait pour le NPCC et le NERC, nous sommes d'avis que le Distributeur devrait fournir à la Régie une évaluation détaillée de la marge prévisionnelle de la zone de contrôle du Québec sur l'horizon du Plan.

¹⁶¹ Voir section 7.6.3.

RECOMMANDATION 17 : Ainsi, nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de fournir, dans chaque plan d'approvisionnement et état d'avancement, un tableau sous un format correspondant au tableau AHQ-ARQ-11, qui montre la marge prévisionnelle de la zone de contrôle du Québec en utilisant les données les plus récentes fournies au NPCC et au NERC.

Le tableau AHQ-ARQ-11 ci-dessus montre une marge confortable pour le Producteur pour l'heure de pointe de chacune des années de la période du Plan. Ce qui est encore plus intéressant de préciser est que cette marge est encore plus grande pour les autres heures de plus forte demande de l'hiver. La figure suivante montre cette marge pour les 100 heures de plus forte demande de l'hiver 2020-2021¹⁶². On peut voir qu'au-delà des cinq heures de plus grande demande, la marge passe rapidement de 1 192 MW à plus de 1 700 MW.

Figure AHQ-ARQ-4
Marge de réserve du Producteur pour les 100 heures de plus forte demande de l'hiver 2020-2021



¹⁶² B-0011.

7.6.3. Historique des valeurs retenues par le Distributeur

Il est intéressant de suivre l'évolution des valeurs de contribution maximale des marchés de court terme proposées par le Distributeur depuis le Plan d'approvisionnement 2005-2014. C'est ce que nous présentons dans le tableau suivant qui révèle une certaine inconsistance dans le choix des valeurs au cours des années.

Il est à noter que l'avant-dernière colonne provient du tableau AHQ-ARQ-10 (ligne R) à la section 7.6.1 alors que la dernière colonne montre le pourcentage des deux colonnes précédentes, lequel varie de façon difficilement explicable entre 0 % et 137 %.

Tableau AHQ-ARQ-12
Valeurs retenues de la contribution des marchés de court terme en puissance

Sources	Contribution maximale des marchés de CT Total (MW)	Contribution maximale des marchés de CT Hors-Québec (MW)	Contribution maximale des marchés de CT Québec (MW)	Marge de réserve du Producteur (MW)	Pourcentage de la marge de réserve retenu (%)
Plan d'approvisionnement 2005-2014	0				
État d'avancement 2005	500	500			
État d'avancement 2006	500	500			
Plan d'approvisionnement 2008-2017	500	500			
État d'avancement 2008	1000	500	500	903	55%
État d'avancement 2009	1000	500	500	365	137%
Plan d'approvisionnement 2011-2020	1100	1100		901	0%
État d'avancement 2011	1100	1100		421	0%
État d'avancement 2012	1100	1100		492	0%
Plan d'approvisionnement 2014-2023	1500	1100	400	328	122%
État d'avancement 2014	1500	1100	400	627	64%
État d'avancement 2015	1100	1100		901	0%
Plan d'approvisionnement 2017-2026	1100	1100		889	0%
État d'avancement 2017	1100	1100		1727	0%
État d'avancement 2018	1100	1100		1505	0%
Plan d'approvisionnement 2020-2029	1100	1100		1525	0%

La colonne de la contribution maximale des marchés de court terme au Québec a été obtenue des divers documents du Distributeur au cours des années mais a été validée avec les démonstrations faites auprès des organismes de fiabilité NPCC et NERC. À titre d'exemple, dans la plus récente évaluation de fiabilité préparée en décembre 2019¹⁶³, il est indiqué que la zone de réglage du Québec compte sur 1 100 MW d'importations non encore engagées, ce qui nous permet de déduire que l'entièreté de la valeur de 1 100 MW retenue par le Distributeur proviendrait de l'extérieur de la zone et que, par conséquent, aucune valeur n'est prévue pour le Québec.

Le tableau démontre que le Distributeur n'a retenu une contribution en provenance du Québec que lors de quatre des douze dernières années, pour des valeurs variant entre 55 % et 137 % de la marge de réserve prévue par le Producteur au début de chacun des hivers. De plus, ce tableau montre qu'au cours des cinq dernières années, aucune contribution de la zone du Québec n'a été retenue alors que la marge de réserve a été équivalente ou même largement supérieure aux quatre années où des contributions ont été retenues. **Nous retenons de ce tableau une inconsistance par le Distributeur dans la détermination de la contribution des marchés internes du potentiel de puissance à court terme.**

Alors que le Distributeur n'a compté sur aucune contribution du Québec au cours des cinq dernières années sans vraiment fournir de justification, il motivait toutefois sa décision de façon plus assidue auparavant, par exemple :

- Au plan d'approvisionnement 2008-2017¹⁶⁴, le Distributeur qualifie son évaluation de « *prudente* » puisqu'il peut également compter sur la puissance installée au Québec et qui n'est pas liée par un engagement

¹⁶³ https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC_LTRA_2019.pdf, page 73.

¹⁶⁴ R-3648-2007, HQD-1, document 1, pages 34, 35, 40, 42 et 228.

- contractuel. Il indique qu'à court terme, la contribution retenue de 500 MW pour les marchés voisins est suffisante pour couvrir ses besoins. Il ajoute que ce potentiel de 500 MW est conservateur étant donné notamment qu'un total de 1 259 MW de puissance a été acheté en janvier 2006.
- Dans l'état d'avancement 2008¹⁶⁵, le potentiel des marchés de court terme passe de 500 à 1 000 MW sur la base d'une marge de manœuvre suffisante dans la zone de contrôle du Québec avec notamment l'ajout de 1 300 MW à la capacité de production du Producteur à l'horizon 2012-2013.
 - Dans l'état d'avancement 2009¹⁶⁶, le Distributeur estime que la contribution de 1 000 MW pourrait être revue à la hausse notamment par un rehaussement à venir de la marge de manœuvre de la zone de contrôle du Québec avec la mise en service du projet La Romaine.
 - Dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020¹⁶⁷, le Distributeur prévoit que la marge de manœuvre en puissance dont dispose la zone de réglage du Québec sera éventuellement rehaussée à la suite de la réalisation du projet de centrale La Romaine. Il fournit une analyse sommaire de la puissance disponible et non engagée par contrat à l'intérieur de la zone du Québec, en se basant sur la planification du Producteur telle que rendue publique¹⁶⁸.
 - Dans l'état d'avancement 2015¹⁶⁹, le Distributeur propose une réduction à 1 100 MW de la contribution des marchés de court terme en puissance. Il prétend que l'octroi de trois contrats au Producteur dans le cadre de l'A/O

¹⁶⁵ État d'avancement 2008 du Plan d'approvisionnement 2008-2017, pages 28 et 29.

¹⁶⁶ État d'avancement 2009 du Plan d'approvisionnement 2008-2017, pages 33 et 34.

¹⁶⁷ R-3748-2010, B-0004, pages 27 et 28.

¹⁶⁸ R-3748-2010, B-0005, annexe 4B, page 188, section 5.

¹⁶⁹ État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023, pages 19 et 20.

2015-01 pour une quantité de 500 MW débutant en décembre 2018 diminue les quantités de puissance disponibles du Producteur. Cette analyse partielle omet toutefois de mentionner qu'en même temps, le Producteur disposera de 500 MW de plus en provenance de l'Ontario compensant ainsi les trois contrats précités. De plus, d'autres éléments du bilan de puissance du Producteur ne viennent pas réduire la marge du Producteur mais plutôt l'augmenter tel qu'il appert du tableau AHQ-ARQ-10 à la section 7.6.1 plus haut.

7.6.4. Préoccupations de la Régie

Au cours des années, la Régie a émis certaines préoccupations sur les valeurs des marchés internes retenues pour la contribution à la puissance de court terme :

- Dans sa décision D-2005-178, la Régie demande au Distributeur, pour l'état d'avancement 2005 du plan, de tenir compte du partage de réserve pour satisfaire le critère de fiabilité en puissance¹⁷⁰.
- Dans sa décision D-2008-133, la Régie se prononce sur l'importance de tenir compte des marges disponibles et non engagées au Québec¹⁷¹ :

« La Régie relève aussi, comme le Distributeur le souligne, qu'il existe au Québec une marge de manœuvre intéressante en mesure de répondre à des appels d'offres de court terme. Elle conclut qu'il est adéquat que le Distributeur recoure aux marchés de court terme au Québec et hors Québec pour ces quatre premiers hivers. La Régie accepte l'évaluation du partage de réserve à 500 MW pour les premières années du Plan. Elle est cependant d'accord avec le Distributeur qu'il est nécessaire de réévaluer la contribution des

¹⁷⁰ D-2005-178, dossier R-3550-2004, page 24.

¹⁷¹ D-2008-133, dossier R-3648-2007, pages 29 et 30.

marchés de court terme hors Québec pour satisfaire ses besoins de puissance à moyen terme et, en particulier, d'expérimenter le marché de l'Ontario pour l'acquisition de puissance en hiver. Il est aussi nécessaire d'évaluer la capacité des marchés de court terme au Québec, étant donné la marge de manœuvre qui y est disponible. Cela est cohérent avec la preuve du Distributeur sur la démonstration du respect du critère de fiabilité en énergie qui fait état des disponibilités de ressources au Québec.

[...]

En conclusion, la Régie demande au Distributeur d'évaluer et de commenter, dans le cadre de l'état d'avancement 2009 du Plan et dans le plan d'approvisionnement 2011-2020, les opportunités suivantes, en exposant les hypothèses et sources d'information sous-jacentes :

- *la capacité des marchés de court terme hors Québec pour des produits de puissance;*
 - *la capacité des marchés de court terme au Québec pour des produits de puissance;*
 - *le partage de réserve pour le moyen terme. » (notes de bas de page omises; nous soulignons)*
- Dans sa décision D-2011-162¹⁷², la Régie :
 - Est d'avis, qu'il existe, à l'heure actuelle, un potentiel d'approvisionnement sur les marchés de court terme au Québec et

¹⁷² D-2011-162, dossier R-3748-2010, pages 63 et 64, paragraphes 209 à 211.

hors Québec qui doit être pleinement considéré par le Distributeur avant d'envisager des investissements importants.

- Juge que le Distributeur doit revoir son approche en matière d'appréciation des risques auxquels il fait face relativement aux approvisionnements en puissance sur le marché québécois et les marchés voisins.
- Elle demande au Distributeur de mettre à jour la contribution des marchés de court terme au bilan en puissance en fonction notamment de l'évolution de la marge de manœuvre de la zone de réglage du Québec au-delà des ressources requises pour respecter le critère de fiabilité en puissance.
- Dans sa décision D-2014-205¹⁷³, la Régie demande au Distributeur de poursuivre ses travaux afin d'augmenter la valeur de la contribution puisque le potentiel pourrait être plus important que 1 500 MW.
- Dans sa décision D-2017-140¹⁷⁴, la Régie demeure préoccupée à l'égard de la profondeur des marchés de puissance et estime que le potentiel de contribution en puissance des marchés de court terme, estimé par le Distributeur à 1 100 MW, demeure une valeur susceptible d'évoluer dans les années à venir. Elle demande donc au Distributeur de poursuivre ses démarches de suivi et de déposer, dans les états d'avancement du Plan, une mise à jour de l'évolution de la capacité des marchés internes à répondre à ses besoins de puissance à la pointe.

¹⁷³ D-2014-025, dossier R-3864-2013, page 40, paragraphe 161.

¹⁷⁴ D-2017-140, dossier R-3986-2016, page 58, paragraphe 172.

7.6.5. Motifs du Distributeur pour ne pas hausser la contribution de la zone de réglage du Québec

Nous avons relevé cinq motifs invoqués par le Distributeur au cours des dernières années pour ne pas hausser la contribution des marchés de court terme de la zone du Québec et, pour chacun, nous apportons nos commentaires.

Motif #1 : Le potentiel de la zone de réglage du Québec est inclus dans la contribution maximale de 1 100 MW

Dans le présent Plan, le Distributeur propose de retenir la valeur de 1 100 MW pour la contribution maximale des marchés de court terme pour des produits de puissance auprès des marchés voisins et québécois. Le Distributeur indique que cette contribution maximale proviendrait des marchés de New York et de la zone de réglage du Québec¹⁷⁵. Dans sa preuve, le Distributeur n'indique toutefois pas la répartition de cette valeur de 1 100 MW entre les marchés externes et internes.

Toutefois, dans le dernier bilan du NERC publié le 19 décembre 2019, Hydro-Québec a déclaré que les 1 100 MW provenaient exclusivement d'importations hors de la zone de contrôle du Québec¹⁷⁶ :

« Under the prospective scenario, a total of 1,100 MW of expected capacity imports are planned by the Québec area. These purchases have not yet been backed by firm long-term contracts. However, on an annual basis, the Québec area proceeds with short-term capacity purchases in order to meet its capacity requirements if needed. » (Nous soulignons)

¹⁷⁵ B-0009, page 20.

¹⁷⁶ https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC_LTRA_2019.pdf, page 73.

On doit évidemment comprendre que, si une partie du 1 100 MW provenait de l'intérieur de la zone de contrôle du Québec, Hydro-Québec ne pourrait pas à la fois l'inclure comme importation et comme ressource interne dans le bilan fourni au NERC, ce qui constituerait un double comptage.

En réponse à une demande de renseignements de l'AQCIE-CIFQ, le Distributeur tient un discours différent de celui véhiculé auprès du NERC¹⁷⁷ :

« 12.1 Veuillez confirmer la compréhension des intervenants que le Distributeur ne considère aucune contribution en puissance de la zone de réglage du Québec pour les marchés de court terme.

Réponse :

Le Distributeur ne peut confirmer la compréhension de l'intervenant. En effet, même si la capacité de transit et le montant des réservations de transport en provenance du marché de New York correspondent à 1 100 MW, le Distributeur évalue que le potentiel commercialement réalisable est inférieur à 1 100 MW provenant de ce marché. Ainsi, pour établir le potentiel de la contribution des marchés de court terme du bilan en puissance (référence (i)), le Distributeur considère également la puissance disponible en provenance de la zone de réglage du Québec. » (Nous soulignons)

Avec égards, nous soumettons que le Distributeur ne dit pas la même chose que ce qu'il a fait. Nous sommes d'avis que, si une partie du 1 100 MW déclaré au NERC provenait du Québec, ceci contreviendrait au principe même du bilan présenté au NERC qui doit, d'une part, inclure les ressources du Québec et, d'autre part, les ressources escomptées en provenance des réseaux limitrophes. Ainsi, si le 1 100 MW comprenait des ressources québécoises, il s'agirait alors

¹⁷⁷ B-0042, page 24, réponse 12.1.

d'un double comptage dans les informations déclarées au NERC par le Distributeur. Nous soumettons que le Distributeur ne peut pas tenir un double discours, soit l'un pour le NERC et un autre, différent, pour la Régie.

RECOMMANDATION 18 : Donnant foi aux informations fournies au NERC, nous recommandons à la Régie de prendre acte qu'aucune puissance de la zone de contrôle du Québec n'est présentement considérée dans la contribution des marchés de court terme de 1 100 MW retenue par le Distributeur.

Motif #2 : Le Distributeur ne connaît pas les marges prévisionnelles du Québec

En 2017, le Distributeur indiquait qu'il ne connaissait pas la marge de manœuvre de la zone de réglage du Québec sur la période du Plan d'approvisionnement 2017-2026¹⁷⁸. Cette réponse était plutôt étonnante alors que c'est le Distributeur lui-même qui avait fourni l'information, comme il le faisait depuis plusieurs années, ayant servi à établir le bilan du NPCC publié seulement quelques mois auparavant sur l'horizon du même plan¹⁷⁹.

Comme nous l'avons montré plus haut à la section 7.6.2, cette information est toujours fournie par le Distributeur aux organismes de fiabilité.

De plus, depuis le 20 septembre 2016, si ce qui précède n'était pas suffisant, le Distributeur dispose d'une information de plus dans le cadre des trois contrats d'approvisionnement découlant de l'A/O 2015-01, soit un bilan de puissance du

¹⁷⁸ R-3986-2016, B-0032, pages 26 et 27, réponse 10.1.

¹⁷⁹

[https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/2016LongRangeOverview\(Approved%20by%20the%20RCC%20December%206%202016\).pdf](https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/2016LongRangeOverview(Approved%20by%20the%20RCC%20December%206%202016).pdf), page 69.

Producteur couvrant la période 2018-2037 qui doit tenir compte de tous les engagements du Producteur, selon un modèle détaillé¹⁸⁰.

RECOMMANDATION 19 : Nous recommandons à la Régie de prendre acte que, contrairement à ce que le Distributeur affirmait en 2017, il connaît les marges prévisionnelles en puissance de la zone de réglage sur l'horizon du Plan, dont celles du Producteur.

Motif #3 : Les propriétaires de la puissance disponible au Québec peuvent en faire ce que bon leur semble

En 2017, le Distributeur indiquait¹⁸¹ :

« Évidemment, on pourrait rajouter le marché du Québec, il y a une certaine puissance qui est disponible au Québec. Par contre, c'est une puissance qui ne nous est pas acquise. Elle est disponible pour ses propriétaires pour en faire ce que bon leur semble. Ils peuvent participer à nos appels d'offres mais ils pourraient aussi avoir d'autres stratégies avec la puissance disponible. » (Nous soulignons)

C'est clair que, pour l'ensemble de la valeur retenue pour la contribution des marchés de court terme en puissance, aucune partie de celle-ci n'est acquise au Distributeur au moment de l'inscrire au bilan de puissance, ni du Québec, ni de New York, ni d'ailleurs. C'est d'ailleurs une des raisons pour laquelle le Distributeur ne compte pas sur l'entièreté de la capacité des interconnexions mais plutôt sur une valeur moindre pour tenir compte justement que leurs

¹⁸⁰ R-3939-2015, pièces B-0009, B-0010 et B-0011, article 14 et annexe I.

propriétaires peuvent en faire ce que bon leur semble, pas seulement au Québec. Ceci n'empêche pas le Distributeur de compter sur une certaine valeur de contribution en provenance de tous ces propriétaires en se basant notamment sur les informations crédibles fournies par ceux-ci aux organismes de fiabilité.

De plus, une telle affirmation du Distributeur qui laisse sous-entendre que le Producteur pourrait soudainement engager tous ses surplus de puissance auprès d'autres marchés fait totalement abstraction de son historique à ne pas le faire (tableau AHQ-ARQ-10 à la section 7.6.1) et de la situation de surplus généralisés de puissance en hiver dans les marchés limitrophes dépeinte dans les sections 7.2 à 7.5 plus haut, situation principalement causée par le fait que la majorité de ces marchés pointent en été.

Enfin, le critère de contribution des marchés limitrophes et de la zone de réglage du Québec doit être évaluée sur les marges non engagées et non sur des marges qui pourraient être engagées par leurs propriétaires qui peuvent en faire ce que bon leur semble.

En effet, dans le passé, la Régie s'est prononcée sur l'importance de tenir compte des marges disponibles et non engagées au Québec, en toute cohérence avec la preuve du Distributeur sur la démonstration du respect du critère de fiabilité en énergie qui fait état des disponibilités de ressources au Québec¹⁸².

Même le Distributeur a déjà indiqué dans le passé qu'il pouvait compter sur la puissance installée au Québec et qui n'est pas liée par un engagement contractuel¹⁸³.

¹⁸¹ R-3986-2016, A-0021, pages 27 et 28; voir aussi B-0042, page 25, réponse 12.2.

¹⁸² Voir notamment D-2008-133, dossier R-3648-2007, pages 15, 16 et 29; et D-2011-162, dossier R-3748-2010, page 63.

¹⁸³ Voir notamment R-3648-2007, HQD-1, document 1, pages 34 et 35; et R-3748-2010, B-0004, pages 27 et 28.

RECOMMANDATION 20 : Nous recommandons à la Régie de tenir compte d'une contribution pour des marchés en puissance de court terme au Québec en se basant sur les marges disponibles et non liées par des engagements contractuels et ce, même si les propriétaires de telles marges pourraient en faire ce que bon leur semble.

Motif #4 : Le Distributeur ne constate pas d'évolution du marché interne

En réponse à une demande de renseignements de l'AHQ-ARQ, le Distributeur affirme qu'il ne constate pas d'évolution du marché interne permettant une modification du potentiel de 1 100 MW¹⁸⁴, mais sans en fournir de démonstration.

Cette affirmation est pour le moins surprenante si on consulte le tableau AHQ-ARQ-12 présenté à la section 7.6.3 plus haut. En effet, les marges prévisionnelles montrées à ce tableau ont évolué de façon très significative de 328 MW à l'hiver 2013-2014 (valeur retenue de 400 MW) à 1 525 MW à l'hiver 2019-2020 (valeur retenue de 0 MW). À la section 7.6.2 plus haut, nous démontrons qu'une marge de manœuvre confortable de l'ordre de 1 000 MW et plus est prévue sur l'horizon du Plan et ce, même en tenant compte du fait exprimé par le Distributeur que les contrats de puissance totalisant 500 MW signés avec le Producteur dans le cadre de l'A/O 2015-01 viennent réduire la puissance disponible au Québec¹⁸⁵.

¹⁸⁴ B-0041, page 63, réponse 24.1.

¹⁸⁵ R-3986-2016, A-0021, page 28.

L'affirmation du Distributeur sur l'absence d'évolution du marché interne est d'autant plus surprenante sachant que, pour l'hiver 2019-2020, le Distributeur a retenu 675 MW de puissance à court terme en provenance du Producteur, constituant ainsi la totalité de la puissance dont il avait besoin¹⁸⁶.

RECOMMANDATION 21 : Nous recommandons à la Régie de prendre acte d'une évolution très significative de la marge de manœuvre du marché interne permettant une modification à la hausse du potentiel de 1 100 MW de la contribution en puissance des achats de court terme.

Motif #5 : Les données historiques ne permettent pas de déduire les engagements futurs du Producteur sur les marchés limitrophes

Il est clair que, comme l'indique le Distributeur¹⁸⁷, les données historiques ne sont pas suffisantes pour déduire les engagements futurs du Producteur et les marges futures disponibles. C'est justement pour cette raison que nous avons procédé à une évaluation de la marge de manœuvre prévisionnelle sur l'horizon du Plan à la section 7.6.2 plus haut.

Nous sommes toutefois d'avis que les données historiques ne sont pas dénuées d'intérêt ne serait-ce que pour évaluer l'acuité des prévisions du Distributeur à déterminer la marge disponible en provenance du Québec comme nous l'avons fait aux sections 7.6.1 et 7.6.3 plus haut.

¹⁸⁶ Tableau AHQ-ARQ-10, section 7.6.1; et http://www.regie-energie.gc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2017-140_Criteres/HQD_AnnexeD_11decembre2019.pdf.

¹⁸⁷ B-0042, page 25, réponse 12.2.

7.7.Recommandation sur la contribution des marchés de court terme en puissance à retenir

Étant donné :

- L'incapacité du Distributeur à bien évaluer la contribution des marchés de court terme en puissance en provenance de la zone de contrôle du Québec tel que démontré aux sections 7.6.1 et 7.6.3 plus haut;
- La prévision de marges de manœuvre confortables de puissance non engagées de la part du Producteur sur l'horizon du Plan, selon nos estimations de la section 7.6.2 plus haut;
- Les préoccupations exprimées par la Régie dans le passé telles que résumées à la section 7.6.4 plus haut;
- Le caractère non fondé des motifs invoqués par le Distributeur pour ne pas hausser la contribution de la zone de réglage du Québec, tel que démontré à la section 7.6.5 plus haut,

RECOMMANDATION 22 : Nous recommandons à la Régie de retenir, pour l'instant, une valeur prudente de 700 MW pour la contribution des achats en puissance en provenance de la zone de contrôle du Québec (en incluant, lorsque applicable, les 400 MW de rappel en vertu des conventions d'énergie différée).

Cette valeur de 700 MW s'ajouterait à la contribution prudente retenue par le Distributeur de 1 100 MW pour les marchés limitrophes, pour une valeur totale de 1 800 MW. Nous sommes d'avis que ces valeurs pourront être réévaluées à la hausse au cours des prochaines années en fonction des besoins du bilan de puissance.

Afin de rassurer la Régie, nous estimons que la valeur totale de 1 800 MW, qui pourra être réévaluée au cours des prochaines années, est très prudente, principalement pour les raisons suivantes :

- La majorité des marchés voisins ont une pointe en été et disposent de surplus importants de puissance en hiver¹⁸⁸;
- Comme nous l'expliquons ci-dessus, nous sommes d'avis que les hypothèses pour déterminer la contribution des marchés du Labrador, des Maritimes, de la Nouvelle-Angleterre et de l'Ontario sont trop pessimistes prises individuellement et surtout collectivement;
- La possibilité de nouvelles interconnexions vers New York (CHPE 1000 MW), la Nouvelle-Angleterre (New England Clean Power Link 1000 MW et NECEC 1200 MW)¹⁸⁹ et le Nouveau-Brunswick sur l'horizon du Plan;
- L'évaluation la plus récente du NPCC, datée du 16 décembre 2019, indique que le partage de réserve sur lequel le Québec peut compter avec ses zones voisines est de l'ordre de 2 700 MW pour 2024¹⁹⁰;
- La marge additionnelle de puissance dans la zone de réglage du Québec à l'heure du bâtonnet patrimonial maximum varie entre 954 MW et 1592 (MW) sur la période couverte par le Plan (tableau AHQ-ARQ-11);
- Le tableau suivant montre la puissance de court terme à laquelle le Distributeur a véritablement accédé lors des heures critiques depuis 2011, en provenance des marchés internes et externes. Si on exclut les 4 et 5

¹⁸⁸ Voir notamment R-3748-2010, B-0005, pages 179 à 182.

¹⁸⁹ B-0009, pages 47 et 48.

¹⁹⁰

https://www.npcc.org/Library/Interconnections%20Assistance%20Reliability%20Benefits/RCC%20Approved%202019_December_16_Tie_Benefit_Report.pdf, page iv, Table EX – 1.

décembre 2014 où le besoin de l'électricité interruptible provenait d'un incident sur le réseau de transport et non d'une forte demande, on peut observer des achats de court terme de l'ordre de 2 600 MW en moyenne depuis 2011 avec des valeurs variant entre 1 800 MW et 5 000 MW au cours des cinq derniers hivers. De plus, rien n'indique, pour certaines de ces heures, que le potentiel avait été exploité au maximum.

Tableau AHQ-ARQ-13

Achats horaires de court terme effectués par le Distributeur lors des heures critiques depuis 2011

Heures critiques (1)	Heure se terminant à (2)	Besoins réguliers du Distributeur (MW) (2)	Achats totaux + Électricité interruptible (MW) (2)	Achats de court terme (MW) (3)
24-janv-11	8h00	37 500	3 694	1 793
24-janv-11	18h00	36 511	3 876	1 975
16-janv-12	8h00	35 140	3 487	1 362
18-janv-13	8h00	35 736	4 553	1 746
22-janv-13	8h00	36 006	4 813	2 006
22-janv-13	18h00	35 588	4 731	1 924
23-janv-13	8h00	38 468	4 804	1 997
23-janv-13	18h00	38 472	5 346	2 539
24-janv-13	8h00	38 037	5 730	2 923
24-janv-13	18h00	38 285	5 157	2 350
25-janv-13	8h00	37 024	4 945	2 138
14-déc-13	10h00	34 629	4 480	1 673
14-déc-13	17h00	35 233	4 249	1 442
16-déc-13	8h00	33 870	5 230	2 423
16-déc-13	18h00	35 757	5 278	2 471
17-déc-13	8h00	36 434	5 109	2 302
17-déc-13	17h00	36 015	4 946	2 139
02-janv-14	18h00	38 203	5 243	2 436
03-janv-14	9h00	36 192	4 429	1 622
03-janv-14	18h00	37 287	5 578	2 771
04-janv-14	8h00	34 990	5 480	2 673
22-janv-14	8h00	38 822	6 933	4 126
23-janv-14	8h00	37 641	7 766	4 959
24-janv-14	8h00	38 055	6 813	4 006
04-déc-14	18h00	30 424	8 723	5 685
05-déc-14	8h00	33 033	9 887	6 849
05-déc-14	18h00	30 449	6 847	3 809
08-janv-15	8h00	38 522	7 335	4 297
02-févr-15	8h00	36 670	6 300	3 262
02-févr-15	18h00	36 495	5 156	2 118
03-févr-15	8h00	36 753	6 560	3 522
16-févr-15	8h00	37 481	6 426	3 388
24-févr-15	8h00	36 528	6 500	3 462
15-févr-16	7h00	37 120	5 438	2 184
19-déc-16	18h00	34 988	5 065	1 828
28-déc-17	18h00	38 184	4 532	1 912
15-janv-18	8h00	37 632	6 511	2 936
21-janv-19	8h00	36 932	6 572	2 829
22-janv-19	8h00	38 160	7 645	3 912
Moyenne				2 815
Moyenne excluant les 4 et 5 décembre 2014				2 596
(1) Heure lors d'un bloc d'utilisation de l'électricité interruptible (OÉI) où les Besoins réguliers du Distributeur sont les plus élevés. - Pour les blocs d'utilisation de l'OÉI: R-3980-2016, B-0076, p. 19; et R-3891-2014, B-0012, p. 4. - Cette information n'étant pas disponible pour les hivers 2016-2017, 2017-2018 et 2018-2019, certaines journées de plus forte charge ont été retenues.				
(2) Suivis de l'entente globale cadre.				
(3) Suivis de l'entente globale cadre et suivis des critères de fiabilité avant 2017 pour les ressources du Distributeur. La pointe de chaque hiver apparaît en jaune.				

8. Utilisation optimale des conventions d'énergie différée

Dans ce chapitre, après avoir dressé un portrait de la création et de l'évolution des conventions d'énergie différée, nous résumons la proposition du Distributeur puis formulons des recommandations sur leur utilisation optimale.

8.1. Historique des conventions d'énergie différée

Le 10 décembre 2002, un Contrat d'approvisionnement en électricité pour des livraisons en base de 350 MW a été conclu entre le Distributeur et le Producteur (le « Contrat en base »), de même qu'un Contrat d'approvisionnement pour des livraisons cyclables de 250 MW (le « Contrat cyclable »)¹⁹¹. Ces contrats ont été approuvés par la Régie le 19 août 2003 par sa décision D-2003-159.

Le 25 mars 2008, le Distributeur et le Producteur concluent deux Conventions ayant pour but de modifier le Contrat en base et le Contrat cyclable (les « Conventions d'énergie différée »)¹⁹² afin notamment de permettre de reporter dans le temps certaines quantités d'énergie. Ces conventions ont été approuvées par la Régie le 26 mai 2008 par sa décision D-2008-076.

Le 5 mars 2010, le Distributeur et le Producteur conviennent d'amender les Conventions d'énergie différée (les « Conventions amendées »)¹⁹³ afin de rendre celles-ci plus flexibles et de prolonger leur portée dans le temps. Les amendements ont été approuvés par la Régie le 23 juillet 2010 par sa décision D-2010-099.

¹⁹¹ R-3515-2003, HQD-1, document 1 et document 2.

¹⁹² R-3648-2007, HQD-1, document 3 et document 4.

¹⁹³ R-3726-2010, HQD-1, document 3.1 et document 3.2.

En vertu des Conventions amendées, le Distributeur pouvait procéder à des reports d'énergie (ou « énergie différée) et à des retours d'énergie (ou « énergie rappelée »), en autant que le solde d'énergie différée soit totalement rappelé au plus tard le 28 février 2027, le tout sujet à certaines conditions contractuelles.

Le 21 avril 2015, 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* est sanctionnée. Entre autres choses, cette loi modifie la *Loi sur la Régie de l'énergie* en y insérant l'article 71.2 qui suit¹⁹⁴ :

« 71.2. La fourniture d'électricité pour les besoins des marchés québécois, à compter du 1er janvier 2014, ne peut être différée; la fourniture différée avant cette date doit être achetée avant le 28 février 2027 par Hydro-Québec, en tant que distributeur d'électricité. » (Nous soulignons)

À la suite de ce nouvel article, le solde à rappeler « avant » le 28 février 2027 se situe présentement à 3,3 TWh¹⁹⁵. En vertu des Conventions amendées, lorsqu'un rappel est demandé par le Distributeur pour un mois donné, jusqu'à concurrence de 400 MW, il doit être constant pour l'ensemble du mois et il est assorti d'une puissance garantie pendant les mois d'hiver de décembre à mars.

Par exemple, un rappel de 400 MW pendant l'un des mois de décembre, janvier et mars correspond à 297,6 GWh (400 MWh x 31 jours x 24 heures / 1000) alors que cette valeur est un peu moindre en février. Si on suppose le rythme maximal de 400 MW et qu'on exclut les mois d'été, le solde de 3,3 TWh ne peut couvrir que 12 des 27 mois d'hiver restant d'ici le 28 février 2027 (3,3 TWh x 1000 / 297,6 GWh = 11,09 mois).

¹⁹⁴

<http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=5&file=2015C8F.PDF>, page 16.

¹⁹⁵ B-0009, page 81, tableau 11.1.

Par conséquent, nous sommes d'avis que le choix des mois et des quantités doit être effectué avec parcimonie afin d'éviter de dilapider le solde de façon non optimale.

La combinaison la plus avantageuse sur l'horizon du Plan pourrait d'ailleurs être déterminée en résolvant un problème d'optimisation qui ne compterait que 27 variables, soit les 27 mois en question.

8.2. Proposition du Distributeur

En novembre 2016, dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2017-2020, le Distributeur ne prévoyait pas de rappels d'énergie avant janvier 2022¹⁹⁶.

En novembre 2019, le Distributeur a déposé un premier bilan de puissance qui montrait des rappels de puissance à compter de janvier 2021, à la hauteur de 350 MW¹⁹⁷.

En mars 2020, le Distributeur a déposé un nouveau bilan de puissance, reproduit ci-dessous, qui présente un déploiement ajusté pour les rappels d'énergie différée et les moyens additionnels potentiels¹⁹⁸.

¹⁹⁶ R-3986-2016, B-0009, page 43, tableau 3F-1.

¹⁹⁷ B-0009, page 81, tableau 11.1.

¹⁹⁸ B-0045, page 37, tableau R-8.2.

TABLEAU R-8.2 :
BILAN DE PUISSANCE DU TABLEAU R-7.3 DE LA PIÈCE B-0024
DÉTAILLANT LES CONTRATS AVEC LE PRODUCTEUR

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
BESOINS À LA POINTE	38 777	39 381	39 939	40 292	40 561	40 805	41 008	41 028	41 252	41 487
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 662	3 730	3 817	3 918	4 001	4 058	4 088	4 099	4 126	4 154
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 439	43 112	43 756	44 211	44 562	44 863	45 095	45 127	45 378	45 641
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnement planifiés										
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 300	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 100	500	500
• Base et cyclable	600	600	600	600	600	600	600	600	0	0
• Puissance rappelée	0	200	400	400	400	400	400	0	0	0
• Appel d'offres de long terme (AO 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 925	1 935	1 954	1 945	1 967	1 970	1 926	1 844	1 746
• Éolien ⁽¹⁾	1 467	1 477	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
• Biomasse	257	345	345	345	337	337	337	337	295	241
• Petite hydraulique	103	103	103	122	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande en puissance	1 309	1 465	1 596	1 970	2 317	2 510	2 538	2 592	2 622	2 656
• Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande en puissance	309	465	596	790	1 037	1 090	1 118	1 172	1 202	1 236
- Programme GDP Affaires	280	330	385	420	505	510	515	515	515	515
- Interruption chaînes de blocs	18	61	61	61	61	43	14	14	14	14
- Tarification dynamique	9	17	26	34	43	52	60	69	77	86
- Hilo	2	57	124	275	428	486	529	574	596	621
• Moyens additionnels potentiels	0	0	0	180	280	420	420	420	420	420
- Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	200	340	340	340	340	340
- Admissibilité GDP Affaires clients L < 50 MW	0	0	0	80	80	80	80	80	80	80
Abaissement de tension	250									
Puissance additionnelle requise										
Contribution des marchés de court terme	500	750	1 050	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	100	300	700	1 600	1 950

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

La puissance rappelée prévue par le Distributeur est maintenant de 200 MW en janvier 2021 et de 400 MW pour les hivers de 2021-2022 à 2025-2026, ce qui ne laisse aucun résidu du compte d'énergie différée pour la pointe de l'hiver 2026-2027¹⁹⁹, celle-ci présentant pourtant les besoins d'approvisionnement de long terme les plus importants selon le tableau R-8.2 ci-dessus.

¹⁹⁹ B-0045, page 36, tableau R-8.1-A

En réponse à une demande de renseignements de l'AHQ-ARQ, le Distributeur justifie sa stratégie dans une réponse que nous avons séparée en quatre parties que nous commentons séparément²⁰⁰ :

« Dans son exercice de planification de long terme, le Distributeur établit les rappels d'énergie différée de façon à répondre d'abord aux besoins en énergie tout en tenant compte des contraintes inhérentes aux conventions d'énergie différée, notamment l'obligation d'écouler le solde du compte d'énergie différée à la fin des conventions. » (Nous soulignons)

Nous soumettons, pour des raisons que nous expliciterons dans la section suivante, que de viser à répondre d'abord aux besoins en énergie des premières années, en faisant abstraction des besoins en puissance et en énergie des autres années n'est pas une stratégie optimale, surtout depuis l'adoption de la loi précitée interdisant de différer de l'énergie.

« De façon générale, et toujours dans le cadre de la planification au-delà de l'année courante, le Distributeur prévoit d'abord utiliser les approvisionnements dont il dispose avant de prévoir l'acquisition de nouveaux approvisionnements, même de court terme. C'est le cas pour l'utilisation des rappels d'énergie différée mais aussi pour tous les approvisionnements du Distributeur qui comportent une certaine flexibilité, comme le contrat cyclable et les contrats de puissance avec le Producteur. Toutefois, avant d'émettre les préavis requis pour prendre livraison de ce type d'approvisionnement, le Distributeur procède à des analyses détaillées de ses différentes options, dont les achats sur les marchés de court terme. » (Nous soulignons)

²⁰⁰ B-0041, page 58, réponse 21.1.

Cet extrait amène certaines questions qui pourront être clarifiées en audience notamment sur la méthode que le Distributeur utilise pour faire ses choix et le type d'analyses détaillées auxquelles il procède. Malgré tout, il n'en demeure pas moins que d'utiliser les approvisionnements dont le Distributeur dispose, dont les rappels, avant de prévoir l'acquisition d'approvisionnements de court terme surtout pour les premières années (probablement pour quelques heures seulement), ne constitue pas, selon nous, une stratégie optimale, nous y reviendrons plus bas.

« Ainsi, en ce qui concerne la planification des rappels d'énergie différée intégrée dans les bilans d'énergie et de puissance, le Distributeur précise qu'aucun engagement n'y est relié pour le moment. D'une part, les rappels pour l'hiver 2020-2021, s'il y a lieu, seront demandés au Producteur à l'automne 2020 à la suite d'une analyse plus détaillée du contexte énergétique et économique. D'autre part, aucun approvisionnement de long terme n'a été acquis sur la base des rappels prévus. Avant de demander l'approbation à la Régie pour l'acquisition de nouveaux approvisionnements de long terme, le Distributeur évaluera finement les diverses options disponibles. » (Nous soulignons)

Tout d'abord, nous constatons que les rappels pour l'hiver 2020-2021, s'il y a lieu, doivent être demandés au Producteur au plus tard le 15 septembre 2020, soit la même date que l'audience prévue par la Régie dans le présent dossier et surtout avant la décision à rendre. Le Distributeur pourrait alors, sans aucune approbation de la Régie, réduire le solde d'énergie différée de façon prématurée au lieu de le conserver intact pour des besoins plus importants au-delà de l'année 2024 alors que les consommateurs d'électricité assumeront les coûts d'une telle décision, selon les modalités du projet de loi 34 adopté le 8 décembre 2019. Il sera trop tard, au moment où le Distributeur évaluera finement les

diverses options possibles et demandera l'approbation à la Régie pour l'acquisition de nouveaux approvisionnements de long terme, pour ramener l'énergie qu'il aura rappelée trop tôt et qui ne constituera alors plus une option.

« De plus, le Distributeur rappelle que les besoins pour de nouveaux approvisionnements en puissance croissent rapidement entre l'hiver 2025-2026 et l'hiver 2028-2029 et que le bilan de puissance présente une contribution maximale des marchés de court terme pour ces hivers. Ainsi, même si un déploiement alternatif des rappels d'énergie différée était planifié, les besoins en puissance devront être comblés par de nouveaux approvisionnements de long terme dans les prochaines années. Le Distributeur suit la situation de près et poursuit ses analyses afin de s'assurer de lancer les démarches appropriées au moment opportun pour la mise en place de nouveaux approvisionnements, et ce, compte tenu des délais anticipés. » (Nous soulignons)

Nous tenterons de mieux comprendre cet extrait lors de l'audience. Cependant, nous soumettons que le Distributeur y a omis de mentionner qu'un déploiement alternatif des rappels d'énergie, même s'il ne permet pas d'éliminer des approvisionnements de long terme, il pourrait certainement en retarder le besoin et ce, au bénéfice des consommateurs.

8.3. Notre position

Pour faire suite à nos commentaires émis dans la section précédente, nous soumettons d'emblée que la stratégie de rappels d'énergie proposée par le Distributeur est dénuée de fondement économique et n'est nullement souhaitable.

En effet, sans devoir procéder, à ce stade-ci, à une analyse approfondie du même type que celles réalisées par l'AHQ-ARQ en 2014²⁰¹ et par le Distributeur en 2010²⁰², il y a certaines évidences incontestables qui ressortent :

- Il est plus avantageux de conserver la puissance des rappels pour l'hiver 2026-2027 plutôt que de l'utiliser à l'hiver 2020-2021 comme prévu par le Distributeur. En effet, le coût évité en puissance prévu par le Distributeur, en \$ 2019, est de 20 \$/kW-hiver en 2020-2021 et de 115 \$/kW-hiver pour 2026-2027. Une telle différence de 95 \$/kW appliquée à un rappel de 400 MW qui serait effectué trop tôt équivaut à un manque à gagner de l'ordre de 38 M\$ à assumer par les consommateurs.
- Il est plus avantageux de conserver l'énergie des rappels pour l'hiver 2026-2027 plutôt que de l'utiliser à l'hiver 2020-2021 comme prévu par le Distributeur. En effet, on peut constater des graphiques fournis par ce dernier que les besoins d'approvisionnements additionnels requis augmentent avec les années passant graduellement de 1 330 heures en 2020 à 4 870 heures en 2029²⁰³.
- De plus, le coût évité d'hiver en énergie passe de 4,8 ¢/kWh en 2021 à 8,2 ¢/kWh à compter de 2027. En 2021, nous sommes d'avis qu'une très grande partie de l'énergie rappelée entraînerait de l'énergie patrimoniale inutilisée, ce qui ne serait pas économique comme l'a d'ailleurs expliqué le Distributeur dans le passé²⁰⁴.

²⁰¹ R-3905-2014, C-AHQ-ARQ-0019, pages 16 à 41 et 68 à 73.

²⁰² R-3726-2010, HDQ-1, document 1, pages 10 à 19.

²⁰³ B-0009, pages 66 et 67; et B-0011.

²⁰⁴ R-3854-2013, pièces B-0107, pages 1 et 2 et A-0057, pages 28 à 33.

- Il est même arrivé en décembre 2015 qu'un rappel de 600 MW se soit avéré inutile et qu'il ait été converti à 100 % en énergie patrimoniale inutilisée, à un prix toutefois supérieur²⁰⁵. La reproduction d'une situation semblable en 2021 n'est évidemment pas souhaitable.
- Malgré tout, le Distributeur n'a pas considéré opportun de procéder à une telle analyse²⁰⁶, ce qui est pour le moins inquiétant étant donné les sommes importantes en cause.

De plus, à la suite de l'invitation de l'AHQ-ARQ de le faire, le Distributeur n'a pas démontré, avec chiffres à l'appui, que la stratégie d'utilisation des conventions d'énergie qu'il préconise répond aux besoins de la clientèle au plus bas coût possible sur l'horizon du Plan²⁰⁷, tel que requis par la Régie²⁰⁸.

En conclusion de ce chapitre, nous sommes d'avis qu'aucun rappel d'énergie ne devrait être demandé par le Distributeur pour l'hiver 2020-2021 selon les prévisions du Plan et encore moins avec les prévisions qui pourraient être révisées à la baisse dans le contexte de la COVID-19.

Normalement, ce genre de décision serait débattu dans le cadre de la cause tarifaire annuelle, ce qui ne fut pas possible cette année. Afin de justifier ses décisions dans le passé, le Distributeur rappelait même que sa stratégie de gestion de l'énergie (énergie différée, par exemple) était approuvée par la Régie et réexaminée par cette dernière et de nombreux intervenants, dans le cadre de multiples dossiers réglementaires²⁰⁹, ce qui n'a pas été le cas cette année.

²⁰⁵ R-3980-2016, B-0076, page 11, réponse 4.3.

²⁰⁶ B-0041, page 59, réponses 21.4 et 21.5.

²⁰⁷ B-0041, page 58, réponse 21.1.

²⁰⁸ A-0009, page 9, paragraphe 27

²⁰⁹ R-3897-2014, C-HQT-HQD-0069, pages 12 à 15, réponse 5.1.

Par conséquent, nous sommes d'avis qu'un mécanisme d'approbation différent doit être prévu pour ce genre de décision qui impacte la clientèle au-delà de 2024.

RECOMMANDATION 23 : Par conséquent, nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de n'engager aucun rappel d'énergie dans le cadre des Conventions amendées sans préalablement avoir présenté et fait approuver par la Régie une démonstration sans équivoque, avec chiffres à l'appui, à l'effet qu'une telle stratégie répond aux besoins de la clientèle au plus bas coût possible sur la période couverte par le Plan. Pour l'hiver 2020-2021, cette recommandation pourrait exiger de statuer sur la question avant la tenue de l'audience à compter du 15 septembre 2020, à moins que le Distributeur ne retire son intention d'effectuer un rappel d'énergie différée pour ledit hiver.

9. Bilan de puissance

Le Distributeur a déposé un premier bilan de puissance en novembre 2019²¹⁰ puis un bilan révisé en février 2020 à la suite des résultats de l'appel de propositions A/P 2019-01²¹¹. Ce dernier bilan est reproduit ici :

TABLEAU R-7.3 :
BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars)	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
BESOINS À LA POINTE	38 777	39 381	39 939	40 292	40 561	40 805	41 008	41 028	41 252	41 487
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 662	3 730	3 817	3 918	4 001	4 058	4 088	4 099	4 126	4 154
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 439	43 112	43 756	44 211	44 562	44 863	45 095	45 127	45 378	45 641
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnement planifiés										
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 300	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 100	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 925	1 935	1 954	1 945	1 967	1 970	1 926	1 844	1 746
• Éolien ⁽¹⁾	1 467	1 477	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
• Biomasse	257	345	345	345	337	337	337	337	295	241
• Petite hydraulique	103	103	103	122	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande en puissance	1 309	1 465	1 596	1 970	2 317	2 510	2 538	2 592	2 622	2 656
• Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande en puissance	309	465	596	790	1 037	1 090	1 118	1 172	1 202	1 236
- Programme GDP Affaires	280	330	385	420	505	510	515	515	515	515
- Interruption chaînes de blocs	18	61	61	61	61	43	14	14	14	14
- Tarification dynamique	9	17	26	34	43	52	60	69	77	86
- Hilo	2	57	124	275	428	486	529	574	596	621
• Moyens additionnels potentiels	0	0	0	180	280	420	420	420	420	420
- Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	200	340	340	340	340	340
- Admissibilité GDP Affaires clients L < 50 MW	0	0	0	80	80	80	80	80	80	80
Abaissement de tension	250									
Puissance additionnelle requise										
Contribution des marchés de court terme	500	750	1 050	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	100	300	700	1 600	1 950

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

Toutefois, le Distributeur précise que ce bilan a été préparé dans un but précis selon certaines hypothèses spécifiques en ce qui a trait à l'effacement des chaînes de blocs²¹² :

²¹⁰ B-0009, page 18, tableau 3.2.

²¹¹ B-0024, page 19, tableau R-7.3.

²¹² B-0024, page 18, lignes 5 à 12.

« De plus, comme demandé par la Régie, ce bilan de puissance tient compte des conditions d'effacement actuellement en vigueur. À cet effet, le Distributeur précise que, dans ce bilan, seules les quantités issues de l'appel de propositions sont considérées comme étant en service non ferme, donc pouvant être effacées en pointe. Les conditions d'effacement des clients existants et des clients des réseaux municipaux n'ayant pas encore été approuvées, les MW qui y sont associés ont été considérés en service ferme et donc, présents en pointe. » (Nous soulignons)

Nous sommes toutefois d'avis que l'hypothèse d'effacement de 95 % de la puissance appelée de tous les clients des chaînes de blocs pendant un maximum de 300 heures par hiver est la plus probable, tel que le mentionne le Distributeur dans le dossier actuel²¹³ comme dans le dossier R-4045-2018²¹⁴, le tout en conformité avec le décret gouvernemental no. 646-2018 du 30 mai 2018 (paragraphe 3. e) du 31 mai 2018²¹⁵. Par conséquent, nous sommes d'avis que le bilan de puissance doit être ajusté pour en tenir compte.

Donc, à partir du bilan apparaissant au tableau R-7.3 ci-dessus, nous avons préparé un bilan mis à jour regroupant l'ensemble de nos recommandations de ce rapport dans le tableau AHQ-ARQ-14 qui suit où les ajustements suivants ont été apportés :

- Les besoins à la pointe ont été abaissés afin de tenir compte de nos recommandations en lien avec les chaînes de blocs (section 3.1) et les pertes de transport et de distribution (section 3.2);

²¹³ B-0009, page 18, tableau 3.2; et B-0045, pages 32 à 35, réponses 7.3 à 7.5.

²¹⁴ R-4045-2018, B-0053, page 18, réponse 5.13; et R-4045-2018, B-0202, pages 21 et 22, section 7.2.2.

²¹⁵ R-4045-2018, B-0004.

- La réserve requise a été ajustée en fonction des besoins à la pointe et des ajustements aux moyens de la gestion en puissance et de leur taux de réserve respectif;
- Les rappels en vertu des conventions différées ont été retirés des hivers de 2020-2021 à 2022-2023 et un rappel de 400 MW a été ajouté à l'hiver 2026-2027 (section 8.3);
- L'interruption de 95 % de la puissance des chaînes de blocs a été ajoutée comme moyen de gestion;
- La contribution maximale des marchés de court terme a été haussée à 1 800 MW moins les rappels définis précédemment (section 7.7) ;
- Le moyen de gestion Hilo a été retiré (chapitre 5);
- Les moyens de gestion de la demande en puissance ont été ajustés pour équilibrer le bilan en priorisant les moyens de la façon suivante (chapitre 5) et en considérant une progression graduelle pour chacun :
 - Électricité interruptible;
 - Bonification électricité interruptible;
 - Tarification dynamique;
 - Programme GDP Affaires;
 - GDP Affaires clients L < 50 MW.

Tableau AHQ-ARQ-14
Bilan de puissance conforme à nos recommandations (sans COVID-19)

En MW	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
BESOINS À LA POINTE	38 712	39 231	39 788	40 118	40 386	40 641	40 849	40 892	41 116	41 350
Réserve requise	3 656	3 695	3 756	3 829	3 894	3 962	4 007	4 063	4 088	4 114
TOTAL	42 368	42 926	43 544	43 947	44 280	44 603	44 856	44 955	45 204	45 464
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 100	1 100	1 100	1 500	1 500	1 500	1 500	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 925	1 935	1 954	1 945	1 967	1 970	1 926	1 844	1 746
Gestion de la demande en puissance	1 307	1 480	1 646	1 646	1 737	2 058	2 279	2 420	2 430	2 430
Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Programme GDP Affaires	280	280	280	280	280	330	400	515	515	515
Interruption chaînes de blocs	18	191	357	357	357	328	289	75	75	75
Tarifcation dynamique	9	9	9	9	50	150	250	410	420	420
Hilo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bonification électricité interruptible	0	0	0	0	50	250	340	340	340	340
GDP Affaires clients L < 50 MW	0	0	0	0	0	0	0	80	80	80
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Contribution des marchés de court terme	450	750	1 150	1 550	1 400	1 400	1 400	1 400	1 800	1 800
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	0	0	950	1 300

Dans ce bilan, les changements apparaissent en jaune et on peut voir notamment l'impact sur les moyens de gestion et sur les besoins en approvisionnement de long terme.

RECOMMANDATION 24 : Nous recommandons à la Régie de prendre acte que le besoin pour des approvisionnements de long terme additionnels en puissance qui était prévu par le Distributeur à compter de l'hiver 2024-2025 est reporté à l'hiver 2027-2028 selon nos recommandations. Par conséquent, il est fort improbable que le Distributeur doive lancer un appel d'offres au cours des trois prochaines années pour de la puissance.

Notons toutefois que ce bilan pourrait devoir être ajusté dans le cas où les taux de réserve des moyens de gestion devaient être modifiés à la suite de notre recommandation du chapitre 6.

10. Bilan d'énergie

Le Distributeur a déposé un premier bilan d'énergie en novembre 2019²¹⁶ puis un bilan révisé en mai 2020 à la suite des résultats de l'appel de propositions A/P 2019-01²¹⁷. Ce dernier bilan est reproduit ici :

**TABLEAU R-4.2.1 :
BILAN D'ÉNERGIE**

En TWh	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
BESOINS	190,5	192,8	194,9	196,0	197,5	197,3	196,8	196,5	197,8	197,6
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnement planifiés										
Électricité patrimoniale utilisée	172,6	173,8	175,0	175,5	176,4	175,9	175,4	177,2	178,3	178,1
Base et cyclable - HQP	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8	3,8	3,8	0,8	-	-
Énergie rappelée - HQP	-	0,1	0,5	0,7	0,8	0,8	0,4	-	-	-
Appel d'offres de long terme - HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interruption chaînes de blocs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Éolien	11,3	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,0	10,8	10,4
Biomasse et petite hydraulique	2,6	3,0	3,0	3,1	3,0	3,1	3,1	3,0	2,6	2,3
Énergie additionnelle requise										
Achats sur les marchés de court terme	0,4	0,8	1,1	1,4	1,8	2,0	2,4	3,6	3,9	4,0
• Dont achats en hiver	0,4	0,8	1,1	1,4	1,7	1,9	2,3	3,0	3,0	3,0
Approvisionnement de long terme	-	-	-	-	-	-	-	0,6	2,1	2,6
<i>Surplus (électricité patrimoniale inutilisée)</i>	<i>6,3</i>	<i>5,0</i>	<i>3,9</i>	<i>3,3</i>	<i>2,4</i>	<i>2,9</i>	<i>3,4</i>	<i>1,7</i>	<i>0,5</i>	<i>0,7</i>

Tout comme le bilan de puissance du chapitre précédent, ce bilan devra être mis à jour pour tenir compte de nos recommandations en ce qui a trait à la réduction de l'énergie appelée des chaînes de blocs et des pertes de transport et de distribution, à l'optimisation de l'utilisation des conventions d'énergie et à l'effacement des chaînes de blocs.

²¹⁶ B-0009, page 17, tableau 3.1.

²¹⁷ B-0043, page 9, tableau R-4.2.1.

Une telle mise à jour aurait vraisemblablement pour effet d'éliminer le besoin pour un approvisionnement en 2027. En effet, les ajustements de -327 GWh pour les chaînes de blocs (section 3.1, tableau AHQ-ARQ-2), de -459 GWh pour les pertes de transport et de distribution (section 3.2, tableau AHQ-ARQ-3) et un rappel possible de 566 GWh pour les mois de janvier et février 2027 (400 MW x 59 jours x 24 heures; chapitre 8) totalisent 1,3 TWh ce qui serait probablement suffisant pour combler le besoin de 0,6 TWh, une analyse horaire étant nécessaire pour le confirmer.

RECOMMANDATION 25 : Nous recommandons à la Régie de prendre acte que le besoin pour des approvisionnements de long terme additionnels en énergie qui était prévu par le Distributeur à compter de l'année 2027 est vraisemblablement reporté à l'année 2028 selon nos recommandations. Par conséquent, il est fort improbable que le Distributeur doive lancer un appel d'offres au cours des trois prochaines années pour de l'énergie.

10.1. Démonstration du respect du critère de fiabilité en énergie du Producteur

La méthode de démonstration de la fiabilité en énergie du Producteur a été déposée dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2008-2017²¹⁸.

Avec des stocks énergétiques élevés au cours des dernières années²¹⁹, le dernier suivi de l'état des réserves et de la fiabilité énergétique fourni par le Producteur et déposé par le Distributeur le 11 décembre 2019²²⁰ montre des surplus importants.

²¹⁸ R-3648-2007, HQD-1, document 2, annexe 3B, pages 179 à 185.

²¹⁹ B-0041, page 56, figure R-20.1.

²²⁰ http://www.regie-energie.gc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2017-140_Criteres/HQD_AnnexeB_11decembre2019.pdf .

RECOMMANDATION 26 : Par conséquent, nous sommes satisfaits de la démonstration du critère de fiabilité en énergie du Producteur.

10.2. Démonstration du respect du critère de fiabilité en énergie du Distributeur

Le critère de fiabilité en énergie proposé par le Distributeur, est formulé comme suit alors qu'il propose de hausser le seuil de dépendance vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec de 5 à 6 TWh²²¹ :

« Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart-type au-delà du scénario moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique), sans encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec, une dépendance supérieure à 6 TWh par année. »

RECOMMANDATION 27 : Nous sommes d'accord avec le critère de fiabilité en énergie du Distributeur tel que proposé et, en cette période de surplus, nous sommes satisfaits de la démonstration de son respect faite par le Distributeur.

RECOMMANDATION 28 : Nous recommandons toutefois à la Régie de demander au Distributeur de proposer, pour le prochain Plan d'approvisionnement, un potentiel pour les marchés de court terme en énergie dans la zone de réglage du Québec qui s'ajouterait au potentiel de 6 TWh déjà identifié en provenance de l'extérieur du Québec et ce, selon un principe similaire à ce qu'il fait déjà pour la puissance (section 7.6).

²²¹ B-0009, page 25, lignes 4 à 7.

Nous sommes d'avis que cette dernière recommandation, de concert avec les ajustements recommandés ci-dessus, contribuerait à éliminer essentiellement tous les besoins pour des approvisionnements d'énergie de 2,1 TWh en 2028 et de 2,6 TWh en 2029, qui apparaissent au tableau R-4.2.1 ci-dessus.

11. Coûts évités

Dans ce chapitre, nous commentons les signaux de coûts évités en puissance et en énergie proposés par le Distributeur et nous formulons des recommandations visant à les modifier.

11.1. En puissance

Le Distributeur propose le signal de coût évité en puissance suivant²²² :

« Le bilan de puissance du Distributeur prévoit le besoin pour un approvisionnement de long terme à compter de l'hiver 2025-2026, et ce, considérant une contribution des marchés de court terme de 1 100 MW, comme mentionné au Plan.

- *Pour les hivers 2019-2020 à 2024-2025, le signal de coût évité est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2019, indexé à l'inflation) et reflète le coût d'approvisionnement sur les marchés de court terme pour un approvisionnement en puissance de type UCAP :*
- *À compter de l'hiver 2025-2026, le signal de coût évité est de 115 \$/kW-an (\$ 2019, indexé à l'inflation). Ce signal est basé sur le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01.*
» (Nous soulignons)

²²² B-0032, page 6, lignes 12 à 20.

Le tableau qui suit présente l'évolution du signal de coût évité en puissance à court terme proposé par le Distributeur depuis l'hiver 2006-2007 de même que le prix moyen retenu par le Distributeur depuis l'hiver 2005-2006 pour des achats de puissance de court terme à la suite des appels d'offres tenues à l'automne précédant un hiver donné (colonne RFP) ou quelques années précédant un hiver donné (colonne A/O 2014-01).

Tableau AHQ-ARQ-15
Prix des achats de puissance de court terme et coûts évités proposés par le Distributeur

Hiver	A/O 2014-01 Prix moyen retenu Janvier et février (\$US/kW-hiver) (1)	RFP Prix moyen retenu Janvier et février (\$US/kW-hiver) (1)	Coût évité proposé (\$/kW-hiver)	Source et justification HQD
2005-2006		6,93		
2006-2007		4,24	10,00	"Basé sur les prix d'achats de puissance pour la pointe 2005-2006 des contrats signés par le Distributeur, suite aux appels d'offres de court terme." (R-3610-2006, HQD-15, doc. 2, annexe A, p. 11).
2007-2008		7,14	10,00	"Ce prix reflète le coût de la puissance acquise sur les marchés de court terme pour 2007 et demeure une bonne référence pour l'indicateur de coût évité de puissance." (R-3644-2007, HQD-14, doc. 3, p. 90).
2008-2009		4,50	10,00	"Ce prix reflète le coût de la puissance sur les marchés de court terme (produit UCAP) et est approprié pour mesurer la valeur d'options de puissance disponibles pour quelques centaines d'heures (100 à 300)." (R-3677-2008, HQD-14, doc. 1, annexe D, p. 46).
2009-2010		3,90	10,00	"correspondant aux coûts des transactions de court terme (mensuelles et saisonnières) pour des approvisionnements en puissance garantie pour la saison hivernale dans le marché de New York;" (R-3708-2009, HQD-2, doc. 5, p. 6).
2010-2011		1,42	10,00	Idem (R-3740-2010, HQD-2, doc. 4, p. 6).
2011-2012		1,40	10,00	Idem (R-3776-2011, B-0016, p. 6).
2012-2013		4,49	10,00	Idem (R-3814-2012, B-0016, p. 6).
2013-2014		10,15	10,00	"le prix des approvisionnements de court terme du Distributeur" (R-3854-2013, B-0017, p. 6).
2014-2015	9,20		20,00	"un prix centré, basé sur une moyenne des prix payés pour de la puissance pour l'hiver 2014-2015" (D-2015-018, p. 111).
2015-2016	12,36	4,04	20,00	"le coût des approvisionnements de court terme du Distributeur" (R-3933-2015, B-0021, p. 5).
2016-2017	20,94		20,00	Idem (R-3980-2016, B-0021, p. 5).
2017-2018	30,00	0,92	20,00	Idem (R-4011-2017, B-0019, p. 5).
2018-2019		aucun achat	20,00	"reflétant un approvisionnement en puissance de type UCAP;" (R-4057-2018, B-0015, p. 10).
2019-2020		1,07	20,00	"reflète le coût d'approvisionnement sur les marchés de court terme pour un approvisionnement en puissance de type UCAP;" (R-4110-2019, B-0032, p. 6).

(1) R-4110-2019, B-0041, p. 46;

R-4057-2018, B-0067, p. 31;

R-4011-2017, B-0084, p. 13;

R-3980-2016, B-0076, p. 4;

R-3939-2015, B-0015, pp. 6-8;

R-3905-2014, B-0086, p. 4; et

R-3814-2012, B-0096, p. 4.

On peut constater du tableau qu'entre les hivers 2006-2007 et 2013-2014, le signal de coût évité de puissance à court terme proposé par le Distributeur était de 10 \$/kW-hiver, ce qui était systématiquement supérieur au prix moyen retenu à la suite des appels d'offres de l'hiver précédent qui ont varié entre 1,40 et 7,14 \$US/kW-hiver sur cette période selon les hivers.

En 2012, après avoir constaté le prix moyen retenu de 1,42 \$US/kW-hiver pour l'hiver 2010-2011, la Régie émettait la préoccupation suivante²²³ :

« Quant aux coûts évités en puissance de court terme de 10\$/kW-hiver, la Régie est préoccupée par ce niveau qui est surestimé par rapport au marché UCAP utilisé par le Distributeur. » (Nous soulignons)

En 2013, après avoir constaté le prix moyen retenu de 1,40 \$US/kW-hiver pour l'hiver 2011-2012, la Régie réitérait une préoccupation semblable²²⁴ :

« [113] La Régie approuve les indicateurs de coût évité en puissance proposés par le Distributeur. Toutefois, elle lui demande de présenter, à compter du prochain dossier tarifaire, un coût évité en puissance qui reflète davantage le prix moyen payé pour de la puissance UCAP, tout en mettant à jour la période dite de long terme en fonction des dernières prévisions de la demande en puissance [note de bas de page omise]. » (Nous soulignons)

Malgré ces préoccupations, pour l'hiver 2014-2015, le Distributeur doublait son signal de coût évité de puissance à court terme à 20 \$/kW-hiver en justifiant cette augmentation non plus par les prix moyens retenus lors de l'hiver précédent comme il le faisait dans le passé mais plutôt sur la base d'une moyenne des prix

²²³ D-2012-024, dossier R-3776-2011, page 30, paragraphe 85.

²²⁴ D-2013-037, dossier R-3814-2012, page 36, paragraphe 113.

payés pour de la puissance pour l'hiver 2014-2015 à venir, selon les prix obtenus à la suite de l'appel d'offres 2014-01 (soit de 9,20 \$/kW-hiver pour l'hiver 2014-2015)²²⁵.

Comme cet appel d'offres portait sur une période de quatre hivers, nous sommes d'avis que les prix ainsi obtenus, variant entre 9,20 et 30,00 \$/kW-hiver, ne sont nullement représentatifs d'achats de puissance qui peuvent être engagés au début d'un hiver et, par conséquent, ne devraient pas être utilisés pour déterminer le coût évité de puissance à court terme.

Aujourd'hui, quelques années plus tard, le Distributeur en arrive d'ailleurs à la même conclusion²²⁶ :

« À la référence (i), l'intervenant peut déjà constater que le Distributeur a déjà payé, pour l'hiver 2017-2018 et de façon exceptionnelle, jusqu'à 60 fois le prix de l'encan, donc beaucoup plus que les 5 fois citées à la référence (ii). Toutefois, les achats de l'A/O 2014-01 pour l'hiver 2017-2018 ont été effectués plusieurs années à l'avance. Le Distributeur est d'avis qu'ils ne sont pas représentatifs d'un appel d'offres de court terme. En retirant ce résultat de l'A/O 2014-01 du calcul, la moyenne des prix payés pour les achats de puissance entre janvier 2012 et février 2020 est environ 5 fois le prix de l'encan mensuel du marché de New York. »

(Nous soulignons)

Le 24 octobre 2017, soit quelques semaines seulement avant d'engager des achats de puissance de court terme pour l'hiver suivant, le Distributeur affirmait²²⁷ :

²²⁵ État d'avancement 2014 du Plan d'approvisionnement 2014-2023, page 17.

²²⁶ B-0041, page 46, réponse 16.2.

« Pour l'hiver 2017-2018, une quantité de 200 MW est prévue au prix du coût évité en puissance de court terme. »

Le tableau AHQ-ARQ-15 ci-dessus montre que ce coût évité de puissance de court terme pour l'hiver 2017-2018 proposé par le Distributeur était de 20 \$/kW-hiver) et que, quelques semaines plus tard, le Distributeur obtenait de la puissance au prix beaucoup plus bas de 0,92 \$US/kW-hiver, démontrant encore une fois son incapacité à bien prévoir les prix qu'il peut obtenir pour de la puissance à court terme.

Malgré un tel écart, le Distributeur maintenait encore le coût évité de puissance à court terme à 20 \$/kW-hiver pour l'hiver 2018-2019 en répétant encore une fois qu'un tel prix reflète un approvisionnement de puissance de type UCAP. Dans sa décision sur cette proposition du Distributeur, la Régie ordonnait ce qui suit²²⁸ :

« [350] La Régie doit cependant s'assurer que les signaux de coûts évités proposés par le Distributeur demeurent vraisemblables et reflètent adéquatement les anticipations du marché pour de la puissance de court terme. Pour cela, elle considère que le Distributeur doit augmenter la transparence de son processus de détermination des coûts évités en puissance de court terme.

[351] Pour l'ensemble de ces considérations, la Régie approuve le coût évité en puissance de court terme proposé par le Distributeur, soit 20 \$/kW-hiver (\$ 2018, annuité croissante à l'inflation).

²²⁷ R-4011-2017, B-0084, pages 12 et 13, réponse 8.2.

²²⁸ D-2019-027, dossier R-4057-2018 Phase 1, page 79, paragraphes 350 à 352.

[352] La Régie ordonne au Distributeur de déposer, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, au besoin sous pli confidentiel, les rapports et publications des organismes spécialisés utilisés pour la détermination du coût évité en puissance de court terme. » (Nous soulignons)

Le 5 mars 2020, alors qu'il connaissait déjà le prix de 1,07 \$/kW-hiver réellement obtenu pour l'hiver 2019-2020, le Distributeur persistait à proposer un coût évité de 20 \$/kW-hiver pour ce même hiver, toujours selon ce qui est indiqué au tableau AHQ-ARQ-15.

Nous constatons la tendance systématique du Distributeur depuis plusieurs années à surestimer le coût de la puissance à court terme et le fait que, depuis les six derniers hivers, ce coût n'a jamais dépassé 4,04 \$/kW-hiver.

Pour justifier malgré tout le maintien d'un coût évité de puissance de court terme à 20 \$/kW-hiver dans le présent dossier, le Distributeur fournit quelques raisons exposées ci-après.

Premièrement, il indique²²⁹ :

« Au cours des dernières années, le marché de l'électricité de la région du Nord-Est des États-Unis a été caractérisé par un surplus de capacité de production. Ainsi, les prix de la puissance de court terme (prix UCAP) observés au cours de cette période, de même que ceux prévus pour l'hiver 2020-2021, sont faibles. Le prix bas prévu à l'hiver 2020-2021 est donc de toute évidence attribuable à des éléments de nature conjoncturelle. » (Nous soulignons)

²²⁹ B-0032, page 7, lignes 1 à 5.

Le Distributeur ne fournit toutefois aucune preuve de la nature conjoncturelle des surplus de capacité de production dans la région du Nord-Est des États-Unis. Pour ce faire, nous avons consulté la dernière analyse de fiabilité en puissance à long terme publiée par le NERC, le 19 décembre 2019²³⁰.

On peut notamment y retrouver à la page 65 le bilan de puissance de la zone de contrôle de New York, une zone que le Distributeur utilise comme référence principale pour ses achats de puissance de court terme :

Demand, Resources, and Reserve Margins (MW)										
Quantity	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Total Internal Demand	32,202	32,063	31,971	31,700	31,522	31,387	31,246	31,121	31,068	31,115
Demand Response	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904
Net Internal Demand	31,298	31,159	31,067	30,796	30,618	30,483	30,342	30,217	30,164	30,211
Additions: Tier 1	1,133	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170
Additions: Tier 2	283	928	928	1,436	1,436	1,436	1,436	1,436	1,436	1,436
Additions: Tier 3	1,169	2,376	2,974	4,428	5,613	5,613	5,613	5,613	5,613	5,613
Net Firm Capacity Transfers	1,783	1,797	1,801	1,939	1,939	1,939	1,939	1,939	1,939	1,939
Existing-Certain and Net Firm Transfers	38,075	37,051	37,055	37,193	37,193	37,193	37,193	37,193	37,193	37,193
Anticipated Reserve Margin (%)*	25.27%	22.66%	23.04%	24.57%	25.29%	25.85%	26.43%	26.96%	27.18%	26.98%
Prospective Reserve Margin (%)	26.17%	25.64%	26.03%	29.23%	29.98%	30.56%	31.17%	31.71%	31.94%	31.74%
Reference Margin Level (%)**	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%

*Values with derated MW values for wind, solar, and run-of-river hydro

**The NERC LTRA Reference Margin Level is 15%. Wind, grid-connected solar, and run-of-river totals were derated for this calculation. However, New York requires LSEs to procure capacity for their loads equal to their peak demand plus an installed reserve margin (IRM). The IRM requirement represents a percentage of capacity above peak load forecast and is approved annually by the New York State Reliability Council. The New York State Reliability Council approved the 2019–2020 IRM at 17.0%.

Ce tableau indique que le taux de réserve requise (« *Reference Margin Level* ») pour la zone de New York est de 15 % des besoins en puissance. Or le taux de réserve prévue (« *Prospective Reserve Margin* ») varie entre 26 % et 32 % des besoins de puissance sur l'horizon du Plan, ce qui dépasse très largement le taux de réserve requise et se situe même à plus du double à compter de 2025.

²³⁰ https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC_LTRA_2019.pdf.

On peut constater que la situation de surplus de 2020-2021 n'est nullement conjoncturelle contrairement à ce qu'affirme, sans démonstration, le Distributeur. Au contraire, New York prévoit des surplus sur l'horizon du Plan qui seront encore plus grands que ceux de 2020-2021.

Les marges de surplus en puissance sont encore plus grandes dans la zone de contrôle de la Nouvelle-Angleterre comme le tableau suivant le démontre (page 61 du rapport du NERC précité) :

Demand, Resources, and Reserve Margins (MW)										
Quantity	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Total Internal Demand	25,025	24,793	24,620	24,479	24,383	24,329	24,315	24,341	24,408	24,476
Demand Response	441	613	686	686	686	686	686	686	686	686
Net Internal Demand	24,584	24,180	23,934	23,793	23,697	23,643	23,629	23,655	23,722	23,790
Additions: Tier 1	111	159	252	252	252	252	252	252	252	252
Additions: Tier 2	71	427	1,100	1,854	2,065	2,329	2,329	2,329	2,329	2,329
Additions: Tier 3	539	1,085	1,587	3,825	3,872	3,978	4,543	4,543	4,543	4,543
Net Firm Capacity Transfers	1,622	1,247	1,188	81	81	81	81	81	81	81
Existing-Certain and Net Firm Transfers	32,399	31,676	30,991	29,899	29,925	29,943	29,957	29,969	29,979	29,991
Anticipated Reserve Margin (%)	32.24%	31.66%	30.53%	26.72%	27.34%	27.71%	27.84%	27.75%	27.44%	27.12%
Prospective Reserve Margin (%)	34.69%	35.61%	37.32%	36.72%	38.27%	39.78%	39.92%	39.82%	39.47%	39.12%
Reference Margin Level (%)	18.50%	18.00%	17.80%	17.80%	17.80%	17.80%	17.80%	17.80%	17.80%	17.80%

La poursuite de cette situation de surplus généralisés dans le Nord-Est américain s'explique en bonne partie par la baisse des besoins en puissance tel qu'illustré à la page 40 du même rapport :

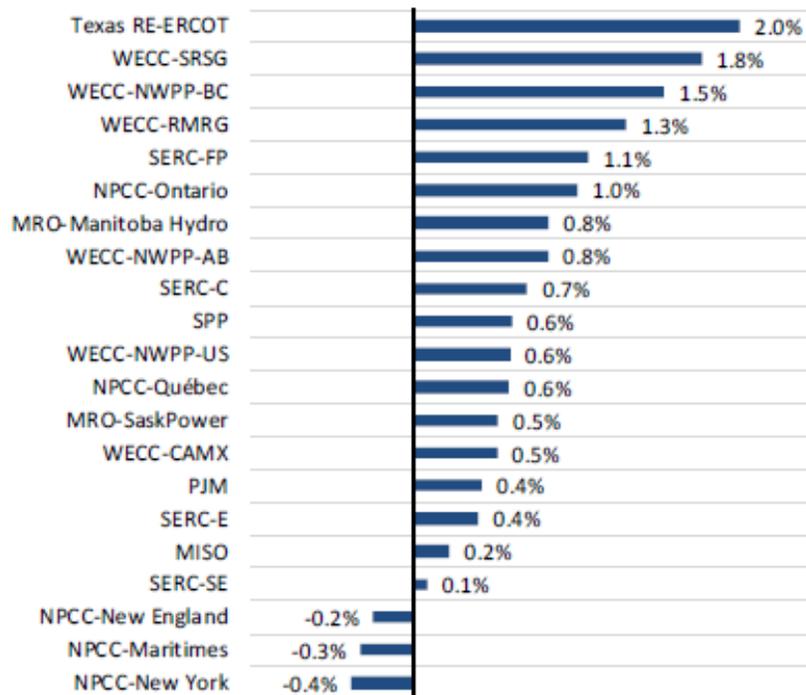


Figure 27: Annual Peak Demand Growth Rate for 10-Year Period by Assessment Area

Cette figure montre des baisses anticipées des besoins pour les zones de New York, de la Nouvelle-Angleterre et des Maritimes, une situation qui est vraisemblablement avantageuse pour la capacité du Québec à importer en provenance de ces zones limitrophes.

On pourrait arguer que les zones de New York et de la Nouvelle-Angleterre ont une pointe de demande estivale et que les bilans présentés ci-dessus ne reflètent pas la situation en hiver. Toutefois, on peut voir que les marges de puissance en hiver sont encore plus considérables qu'en été pour ces deux zones²³¹ avec des marges de manœuvre de 7 000 à 9 000 dans ces marchés²³².

²³¹ Voir notamment

https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC%20WRA%202019_2020.pdf, pages 20 et 21.

²³² R-3748-2010, HQD-1, document 2, annexe 4B, pages 179 à 182.

Deuxièmement, le Distributeur fournit un tableau sous pli confidentiel dont il explique ainsi les variations²³³ :

« Par contre, selon ESAI, la fermeture de la centrale nucléaire d'Indian Point et de la centrale au charbon de Somerset en 2020 aura un impact à la hausse sur les prix UCAP à New York. Il est donc prévu que les prix sur le NYISO vont croître de façon importante à l'hiver 2021-2022. Cependant, la baisse prévue des exportations vers la Nouvelle-Angleterre ainsi que le potentiel des importations de la Nouvelle-Angleterre en 2023 et les années suivantes devrait limiter l'ascension potentielle des prix UCAP. »

(Nous soulignons)

Avec égards, nous soumettons qu'une telle analyse est nettement incomplète alors qu'elle ne cite qu'un élément du bilan de puissance de la zone de New York, soit la fermeture de centrales. Cette analyse omet totalement l'ajout de nouvelles ressources de 2 300 MW qui, de concert avec d'autres éléments du bilan de puissance présenté plus haut, compense amplement le retrait de 3 600 MW de ressources²³⁴ dont notamment les centrales Indian Point et Somerset mentionnées par le Distributeur.

Troisièmement, le Distributeur indique que²³⁵ :

« D'abord, le prix prévu par ESAI pour le UCAP durant l'hiver est exprimé en \$US/kW-mois et couvre une période de référence de six mois (winter strip auction de novembre à avril). En plus d'être converti en dollars canadiens, ce prix doit être exprimé en \$/kW-hiver afin d'être comparé au coût évité de la puissance de court terme. Le Distributeur rappelle d'ailleurs que, dans ce dernier cas,

²³³ B-0032, page 7, tableau 1 et lignes 6 à 11.

²³⁴ https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC_LTRA_2019.pdf, page 66.

la période de référence est plutôt de quatre mois (décembre à mars). Le Distributeur souligne également que, généralement, les mois de novembre et d'avril inclus dans la période hivernale utilisée par ESAI sont ceux où les prix sont les plus faibles et où il n'y a pas de besoin en puissance. En conséquence, le prix moyen pour les mois de décembre à mars serait vraisemblablement plus élevé que ceux pour l'ensemble de la période hivernale utilisée par ESAI. »

(Nous soulignons)

Nous retenons de cet extrait que la prévision d'ESAI qui couvre six mois, alors que les achats de puissance de court terme du Distributeur effectués au début d'un hiver ne sont requis que pour les mois de janvier et février²³⁶, a une utilité limitée pour justifier sa proposition de 20 \$/kW-hiver. Avec égards, nous sommes d'avis que les bilans de puissance des zones de New York et de la Nouvelle-Angleterre présentés plus haut constituent une meilleure preuve pour justifier une stabilité des prix de puissance de court terme par rapport à ceux des années récentes.

Quatrièmement, le Distributeur ajoute²³⁷ :

« De plus, l'évaluation du prix UCAP repose notamment sur les prix attendus sur les marchés. Or, le Distributeur rappelle qu'il n'a pas directement accès aux encans du marché de New York pour ces produits, mais doit plutôt procéder par appels d'offres. Ainsi, ses coûts d'approvisionnement en puissance de court terme incluent une prime par rapport au prix sur le marché. Historiquement, le prix payé par le Distributeur peut être jusqu'à cinq fois plus élevé que celui de l'encan.

²³⁵ B-0032, page 7, ligne 16, à page 8, ligne 8.

²³⁶ Voir notamment les références à la note 1 du tableau AHQ-ARQ-16.

²³⁷ B-0032, page 8, lignes 9 à 16.

Lors du dernier appel d'offres pour de la puissance de court terme, en novembre 2019, le Distributeur a payé environ trois fois le prix de l'encan du marché de New York. » (Nous soulignons)

Tout d'abord, de cet extrait, nous retenons encore une fois que la prévision d'ESAI qui ne représente pas, selon les dires du Distributeur, le prix qu'il paie, a une utilité limitée pour justifier sa proposition de 20 \$/kW-hiver.

Ensuite, en réponse à une demande de renseignements de l'AHQ-ARQ sur l'affirmation selon laquelle le prix payé par le Distributeur peut-être jusqu'à cing fois plus élevé que celui de l'encan, ce dernier a précisé que²³⁸ :

« À la référence (i), l'intervenant peut déjà constater que le Distributeur a déjà payé, pour l'hiver 2017-2018 et de façon exceptionnelle, jusqu'à 60 fois le prix de l'encan, donc beaucoup plus que les 5 fois citées à la référence (ii). Toutefois, les achats de l'A/O 2014-01 pour l'hiver 2017-2018 ont été effectués plusieurs années à l'avance. Le Distributeur est d'avis qu'ils ne sont pas représentatifs d'un appel d'offres de court terme. En retirant ce résultat de l'A/O 2014-01 du calcul, la moyenne des prix payés pour les achats de puissance entre janvier 2012 et février 2020 est environ 5 fois le prix de l'encan mensuel du marché de New York. »

(Nous soulignons)

Or, nous avons voulu vérifier l'affirmation soulignée de cet extrait et, pour ce faire, nous avons préparé le tableau suivant qui montre, à partir des informations fournies au cours des années par le Distributeur, le ratio entre les prix payés par ce dernier et le prix de l'encan mensuel du marché de New York.

²³⁸ B-0041, pages 49 et 50, réponse 16.2.

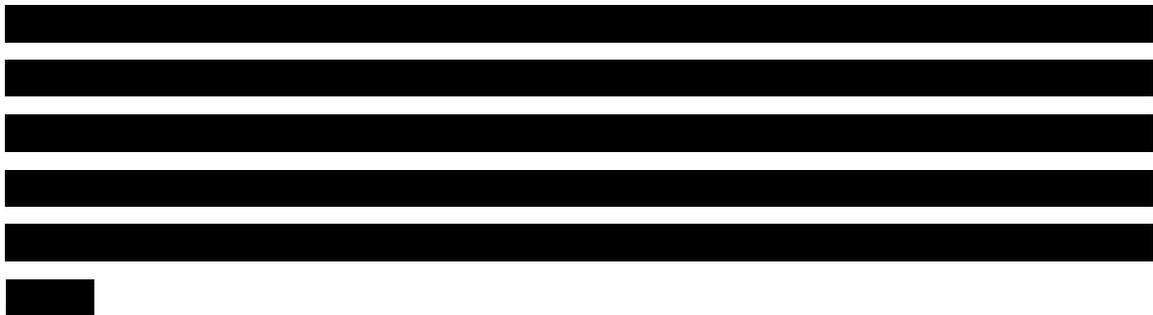
Tableau AHQ-ARQ-16
Ratio et écart entre les prix payés par le Distributeur pour la puissance de court terme et le prix de l'encan mensuel du marché de New York

Hiver	RFP Prix moyen retenu Janvier et février (\$US/kW-hiver) (1)	RFP Encan mensuel Janvier et février (\$US/kW-hiver) (2)	Ratio (3) = (1) / (2)	Écart (\$US/kW-hiver) (4)= (1) - (2)
2005-2006	6,93	1,27	5,46	5,66
2006-2007	4,24	5,27	0,80	-1,03
2007-2008	7,14	4,00	1,79	3,14
2008-2009	4,50	4,00	1,13	0,50
2009-2010	3,90	4,25	0,92	-0,35
2010-2011	1,42	0,99	1,43	0,43
2011-2012	1,40	0,41	3,41	0,99
2012-2013	4,49	1,84	2,44	2,65
2013-2014	10,15	6,95	1,46	3,20
2014-2015				
2015-2016	4,04	2,99	1,35	1,05
2016-2017				
2017-2018	0,92	0,50	1,84	0,42
2018-2019	aucun achat			
2019-2020	1,07	0,26	4,12	0,81
Moyenne 2006-2020			2,18	1,46
Moyenne 2012-2020			2,44	1,52
(1) et (2) R-4110-2019, B-0041, p. 46;				
R-4057-2018, B-0067, p. 31;				
R-4011-2017, B-0084, p. 13;				
R-3980-2016, B-0076, p. 4;				
R-3939-2015, B-0015, pp. 6-8;				
R-3905-2014, B-0086, p. 4; et				
R-3814-2012, B-0096, p. 4.				

Ce tableau nous permet d'abord de constater que la moyenne des prix payés pour les achats de puissance entre janvier 2012 et février 2020 est de **2,44 fois** le prix de l'encan mensuel du marché de New York et non de **5 fois** comme l'affirme le Distributeur. Au cours de l'audience, cette valeur pourra être validée auprès du Distributeur.

Ce tableau nous permet aussi de constater qu'il faut remonter à près de 15 ans, soit à l'hiver 2005-2006, pour trouver un cas où le ratio est de plus de 5 fois. Il est même arrivé à deux reprises, soit pour les hivers 2006-2007 et 2009-2010, que le prix payé par le Distributeur était même inférieur au prix de l'encan mensuel du marché de New York.

Enfin, ce tableau indique qu'au cours des cinq derniers hivers qui sont représentatifs, selon nous, de la situation de surplus de puissance à prévoir dans le Nord-Est américain sur l'horizon du Plan, l'écart entre le prix payé par le Distributeur et le prix de l'encan mensuel du marché de New York n'a été que de 1 \$US/kW-hiver au maximum.



RECOMMANDATION 29 : Pour l'ensemble des raisons exposées dans cette section, nous recommandons à la Régie de retenir pour l'instant un coût évité de puissance à court terme de 10 \$/kW-hiver et de revoir cette valeur à la baisse au cours des prochaines années si les coûts sous la barre des 2 \$/kW-hiver des trois derniers hivers persistent.

Date d'application du signal de coût évité de puissance à long terme

Comme nous l'avons vu au début de cette section, le Distributeur propose d'appliquer le signal de coût évité de puissance de long terme à compter de l'hiver 2025-2026.

RECOMMANDATION 30 : À la suite des changements que nous proposons au bilan de puissance dans le chapitre 9 de ce rapport, nous recommandons plutôt à la Régie de fixer à l'hiver 2027-2028 la date d'application du signal de coût évité de puissance à long terme.

11.2. En énergie

Le Distributeur propose le signal de coût évité en énergie suivant²³⁹ :

« Le bilan d'énergie du Distributeur montre que, jusqu'en 2026 inclusivement, les marchés de court terme sont suffisants pour combler les besoins en énergie, qui surviennent essentiellement en hiver. Sur cette période, le signal de prix pour la période d'hiver reflète donc le coût des achats sur ces marchés. Pour la période d'été, le signal de prix correspond au prix de l'électricité patrimoniale.

- 2020 à 2026 inclusivement :
 - le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de 4,8 ¢/kWh (\$ 2019), indexé à l'inflation ;
 - le signal de coût évité pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,8 ¢/kWh (\$ 2019), indexé à l'inflation.
- À compter de 2027 :
 - le signal de prix est de 8,2 ¢/kWh (\$ 2019) indexé à l'inflation, soit 6,1 ¢/kWh (\$ 2019) pour la fourniture, à laquelle s'ajoute les coûts de transport et d'équilibrage

de 2,1 ¢/kWh (\$ 2019). Ce signal de prix reflète le prix de référence de l'électricité des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne A/O 2013-01, incluant les ajustements indiqués au dossier R-4057-2018. » (Nous soulignons)

RECOMMANDATION 31 : À la suite des changements que nous proposons au bilan d'énergie au chapitre 10 de ce rapport, nous recommandons plutôt à la Régie de fixer à l'année 2028 la date d'application du signal de coût évité de l'énergie à long terme.

11.3. En énergie aux heures de plus forte demande

Dans cette section, nous démontrons que la méthode proposée par le Distributeur pour déterminer les coûts évités aux heures de forte demande ne respecte pas l'ordonnance de la Régie et, de plus, qu'elle sous-estime ces coûts évités entraînant ainsi un biais dans des analyses économiques éventuelles qui requerraient cette information. Nous allons décrire et recommander une méthode qui respecte l'ordonnance de la Régie et qui ne comporte pas le biais de la proposition du Distributeur.

L'ordonnance de la Régie et son non-respect par le Distributeur

Dans sa décision D-2019-027, la Régie ordonnait²⁴⁰ :

« [329] Conséquemment, la Régie ordonne au Distributeur de présenter, dès le prochain dossier du plan d'approvisionnement, une proposition de coûts évités en énergie de court terme pour les 100 heures et les 300 heures de plus grandes charges. » (Nous soulignons)

²³⁹ B-0032, page 5, lignes 8 à 23.

²⁴⁰ D-2019-027, dossier R-4057-2018, page 75, paragraphe 329.

Or, nous constatons que la proposition du Distributeur ne fournit pas de coûts évités en énergie de court terme pour les 100 heures et les 300 heures de plus grandes charges et, ainsi, elle ne respecte pas l'ordonnance de la Régie, ce que confirme d'ailleurs le Distributeur²⁴¹.

Pour montrer l'importance de l'ordonnance de la Régie pour l'élaboration de coûts évités pour les 100 et 300 heures de forte demande, il importe de rappeler que plusieurs moyens d'approvisionnement du Distributeur doivent respecter des maximums d'heures d'utilisation par année qui sont justement de l'ordre de 100 heures ou de 300 heures, tel qu'illustré au tableau suivant extrait du tableau AHQ-ARQ-7 du chapitre 6 :

Tableau AHQ-ARQ-17
Contraintes d'utilisation annuelle de certains moyens d'approvisionnement du Distributeur

Moyens	Maximum annuel (heures)
Appel d'offres de long terme (A/O 2015-01)	351
Électricité interruptible	100
Programme GDP Affaires	100
Interruption chaînes de bloc	300
Tarifcation dynamique	100
Hilo	120
Bonification électricité interruptible	100
Admissibilité GDP Affaires clients L < 50 MW	100

D'ailleurs, des coûts évités en énergie pour les 100 heures de plus forte demande auraient été bien utiles comme l'a démontré l'AHQ-ARQ dans le dossier R-4041-2018²⁴².

²⁴¹ B-0041, pages 40 et 41, réponse 15.1.

²⁴² R-4041-2018, C-AHQ-ARQ-0011, pages 18 à 22.

La proposition du Distributeur

La proposition du Distributeur repose notamment sur les principes et hypothèses suivants²⁴³ :

- Les jours ouvrables de janvier représentent le moment où un moyen de gestion de fine pointe (disponible pour un nombre d'heures maximal de 100 heures) est le plus susceptible d'être appelé.
- Le prix moyen observé lors des jours ouvrables de janvier est représentatif des coûts évités pour les 100 heures de fine pointe.
- Le prix moyen observé lors de l'ensemble des heures de l'hiver est représentatif des coûts évités pour un moyen disponible pour un nombre d'heures supérieur à 100 heures, comme par exemple un moyen de 300 heures.
- L'historique des prix n'est basé que sur le marché de New York.
- Les coûts évités pour les heures de plus grandes charges seront révisés annuellement sur la base des prix historiques des cinq années précédentes.

Nous commentons ci-après chacun de ces éléments.

Un moyen de 100 heures est-il le plus susceptible d'être appelé en janvier?

Afin de répondre à cette question, nous avons d'abord analysé les profils de charge prévisionnels afin de caractériser les 100 heures et les 300 heures de plus forte demande d'un hiver.

À partir des seuls profils fournis par le Distributeur lors du Plan actuel et des deux précédents, nous avons préparé le tableau suivant.

Tableau AHQ-ARQ-18
Caractérisation des 100 heures et des 300 heures de plus forte demande en mode prévisionnel

		2015	2018	2021	2023	2026	2029	Moyenne
Date de prévision	A (1)	nov-13	nov-16	nov-19	nov-13	nov-16	nov-19	
Besoins à l'heure de pointe (MW)	B (1)	37 268	37 946	39 489	40 340	39 931	41 522	
Besoins à la 100e heure (MW)	C (1)	33 063	32 924	34 748	35 739	34 498	36 206	
Besoins à la 300e heure (MW)	D (1)	30 931	30 983	32 708	33 431	32 402	33 985	
Écart 100e heure (MW)	E = B - C	4 205	5 022	4 741	4 601	5 433	5 316	
Écart 300e heure (MW)	F = B - D	6 337	6 963	6 781	6 909	7 529	7 537	
% des besoins à la 100e heure	G = C / B	88,7%	86,8%	88,0%	88,6%	86,4%	87,2%	87,6%
% des besoins à la 300e heure	H = D / B	83,0%	81,7%	82,8%	82,9%	81,1%	81,8%	82,2%

(1) B-0011; R-3986-2016, B-0005; et R-3864-2013, B-0011.

On peut constater des deux dernières lignes de ce tableau que les profils de la demande, en ce qui concerne les 100 heures et les 300 heures de pointe, sont relativement stables avec une moyenne de 88 % pour la demande de la 100^e heure la plus chargée par rapport à l'heure de pointe et de 82 % dans le cas de la 300^e heure.

En mode réel, on verra que les profils ne sont pas aussi stables étant donné que les hivers ne sont pas tous aussi rigoureux comme l'indiquait d'ailleurs récemment le Distributeur²⁴⁴ :

« Dans le contexte de la gestion par le Distributeur de l'équilibre offre-demande, les heures critiques correspondent généralement aux heures de fine pointe durant l'hiver où le réseau est très sollicité et où il doit recourir à des achats de court terme dans le but d'assurer la fiabilité des approvisionnements à la clientèle

²⁴³ B-0021.

québécoise. Il s'agit d'un nombre d'heures qui varie, d'une année à l'autre, selon les conditions de l'équilibre offre-demande, lesquelles sont influencées par les différents aléas climatiques qui surviennent durant l'hiver. » (Nous soulignons)

Pour tenir compte de ce fait, nous devons procéder à une forme de normalisation et, pour ce faire, nous définissons les deux notions suivantes :

- Les heures de fine pointe d'un hiver sont les heures dont les besoins réguliers du Distributeur réels se situent à plus de 88 % de la demande de l'heure de pointe prévue au début de l'hiver (par exemple 38 878 MW pour l'hiver 2019-2020²⁴⁵). Elles sont représentatives des 100 heures de plus fortes charges.
- Les heures de pointe d'un hiver sont les heures dont les besoins réguliers du Distributeur réels se situent à plus de 82 % de la demande de l'heure de pointe prévue au début de l'hiver. Elles sont représentatives des 300 heures de plus fortes charges.

Ces notions sont utilisées dans le tableau suivant basé sur les cinq derniers hivers :

Tableau AHQ-ARQ-19
Nombre réel d'heures de fine pointe et d'heures de pointe au cours des 5 derniers hivers

		2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	MOYENNE
Prévision des Besoins à la pointe (MW)	A (1)	37 687	38 049	37 727	37 787	38 123	
Seuil des heures de <u>fine</u> pointe (MW)	B = A x 88 %	33 165	33 483	33 200	33 253	33 548	
Seuil des heures de pointe (MW)	C = A x 82 %	30 903	31 200	30 936	30 985	31 261	
Nombre d'heures de <u>fine</u> pointe (réel)	D (2)	270	43	44	262	154	155
Nombre d'heures de pointe (réel)	E (2)	686	157	252	554	463	422
% des heures de <u>fine</u> pointe en janvier	F (2)	43,7%	18,6%	27,3%	56,1%	79,2%	52,7%
% des heures ouvrables de janvier en fine pointe	G (2)	24,6%	1,7%	2,5%	30,6%	25,4%	17,0%

(1) Suivis des critères de fiabilité, annexes D : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2017-140_CriteresFiabilite.html .

(2) Suivis de l'entente globale cadre : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2016-143.html .

²⁴⁴ R-4011-2017, B-0092, pages 10 et 11, réponse 6.2.

On peut d'abord constater de ce tableau que le nombre d'heures de fine pointe est inférieur à 100 pour les hivers 2015-2016 et 2016-2017 et que le nombre d'heures de pointe est aussi inférieur à 300 heures pour ces mêmes hivers. On peut en conclure que ces deux hivers étaient moins difficiles que la normale et comportaient moins d'heures sujettes à des moyens de gestion de pointe que la normale.

Pour les trois autres hivers du tableau, le constat inverse s'applique alors que ceux-ci ont été plus rigoureux que la normale en termes de fortes pointes, l'hiver 2014-2015 étant le plus difficile. On peut remarquer que ces constats sont tout à fait cohérents avec l'ampleur des achats d'énergie de court terme pour chacune de ces années (par exemple 3,0 TWh en 2015 et 0,1 TWh en 2016)²⁴⁶.

Un deuxième constat important est que, contrairement à l'hypothèse du Distributeur, seulement 52,7 % des heures de fine pointe se retrouvent en janvier. Par exemple, pour l'hiver 2015-2016, des 43 heures de fine pointe, seulement 8 ont été observées en janvier alors que les 35 autres heures ont été observées dans la période du jeudi 11 février au dimanche 15 février 2016.

Par conséquent, nous sommes d'avis que le pourcentage d'heures de fine pointe qui se retrouvent en janvier n'est pas suffisant pour écarter, comme le fait le Distributeur dans son analyse, les autres mois de l'hiver. Ce qui est important d'utiliser ce sont les heures qui étaient les plus susceptibles d'entraîner l'utilisation de moyens de fine pointe, peu importe dans quel mois elles se retrouvent.

²⁴⁵ http://www.regie-energie.gc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2017-140_Criteres/HQD_AnnexeD_11decembre2019.pdf .

²⁴⁶ B-0009, page 73, tableau 9.1.

Le prix moyen observé lors des jours ouvrables de janvier est-il représentatif des coûts évités pour les heures de fine pointe?

Pour répondre à cette question, nous avons d'abord calculé le pourcentage des heures ouvrables de janvier qui étaient des heures de fine pointe, donc susceptibles de nécessiter des moyens de gestion avec des limitations de l'ordre de 100 heures par hiver. La dernière ligne du tableau AHQ-ARQ-19 nous indique que ce pourcentage n'a été que de 17 % lors des cinq hivers recensés. **Ce faible taux nous permet de conclure que les prix observés lors de l'ensemble des jours ouvrables de janvier ne sont pas du tout représentatifs des coûts évités pour les heures de fine pointe.** L'utilisation des prix de l'ensemble des jours ouvrables de janvier vient diluer l'information recherchée en mixant aux heures de fine pointe de nombreuses autres heures qui ne sont pas représentatives et dont les prix observés sont généralement plus bas.

Pour illustrer cette conclusion plus spécifiquement, nous avons ensuite calculé le prix moyen historique des achats de court terme effectués lors des heures de fine pointe recensées au tableau AHQ-ARQ-19, soit, rappelons-le, les heures représentatives des 100 heures de plus forte demande d'un hiver. Malheureusement, le Distributeur n'a dévoilé les prix moyens horaires des achats d'énergie de court terme qu'à compter de l'année 2017²⁴⁷, ce qui restreint l'échantillon retenu dans notre analyse alors qu'un historique des cinq derniers hivers serait préférable. Le tableau suivant présente les résultats :

²⁴⁷ B-0041, page 44, réponse 15.7.

Tableau AHQ-ARQ-20
Prix moyen des achats d'énergie de court terme observés au cours des heures de fine pointe et des jours ouvrables de janvier

	2017-2018	2018-2019	MOYENNE
Prix moyen des achats de court terme (\$/MWh):			
- Aux heures de fine pointe	118,15	85,40	101,78
- Aux heures des jours ouvrables de janvier	100,11	73,83	86,97
- Écart	18,04	11,57	14,81

On constate qu'au cours des deux hivers pour lesquels des données sont disponibles, le prix aux heures des jours ouvrables de janvier sous-estime de 15 \$/MWh en moyenne le prix aux heures de fine pointe. Cet écart est encore plus grand si on compare au coût évité proposé par la méthode du Distributeur qui est de 83 \$/MWh²⁴⁸, pour une sous-estimation moyenne de 19 \$/MWh (102 – 83) de l'historique connu.

Par conséquent, nous sommes d'avis que le prix moyen observé lors des jours ouvrables de janvier n'est pas représentatif des coûts évités pour les heures de fine pointe. Cette démonstration pourrait être bonifiée si on obtenait les prix observés pour les années avant 2017.

Le prix moyen observé lors de l'ensemble des heures de l'hiver est-il représentatif des coûts évités pour les heures de pointe?

Pour répondre à cette question, nous avons procédé comme précédemment. Si on suppose un hiver de 2 904 heures avec 300 heures de pointe, on peut calculer que seulement 10 % des heures de l'hiver sont des heures de pointe. **Ce faible taux nous permet de conclure que les prix observés lors de l'ensemble des jours ouvrables de janvier n'est pas du tout représentatif**

des coûts évités pour les heures de pointe. L'utilisation des prix de l'ensemble des heures de l'hiver vient diluer l'information recherchée en mixant aux heures de pointe de nombreuses autres heures qui ne sont pas représentatives et dont les prix observés sont généralement plus bas.

Pour illustrer cette conclusion plus spécifiquement, nous avons ensuite calculé le prix moyen historique des achats de court terme effectués lors des heures de pointe recensées au tableau AHQ-ARQ-19, soit, rappelons-le, les heures représentatives des 300 heures de plus forte demande d'un hiver. Le tableau suivant présente les résultats :

Tableau AHQ-ARQ-21
Prix moyen des achats d'énergie de court terme observés au cours des heures de pointe et de l'ensemble des heures de l'hiver

	2017-2018	2018-2019	MOYENNE
Prix moyen des achats de court terme (\$/MWh):			
- Aux heures de pointe	103,35	70,32	86,84
- À toutes les heures de l'hiver	93,99	58,76	76,38
- Écart	9,36	11,56	10,46

On constate qu'au cours des deux hivers pour lesquels des données sont disponibles, le prix sur l'ensemble des heures de l'hiver sous-estime de 10 \$/MWh en moyenne le prix aux heures de fine pointe. Cet écart est encore plus grand si on compare au coût évité proposé par la méthode du Distributeur qui est de 61 \$/MWh²⁴⁹, pour une sous-estimation moyenne de 26 \$/MWh (87 – 61) de l'historique connu.

²⁴⁸ B-0041, page 41, réponse 15.2.

²⁴⁹ B-0041, page 41, réponse 15.2.

Par conséquent, nous sommes d'avis que le prix moyen observé lors de l'ensemble des heures de l'hiver n'est pas représentatif des coûts évités pour les heures de pointe. Cette démonstration pourrait être bonifiée si on obtenait les prix observés pour les années avant 2017.

L'utilisation d'un historique des prix provenant du seul marché de New York est-il suffisant?

Les suivis des activités d'achat du Distributeur nous informent que le marché de New York n'a constitué que 4 % des achats du Distributeur en 2019, 17 % en 2018 et 23 % en 2017²⁵⁰.

Par conséquent, nous sommes d'avis que ces faibles pourcentages permettent de conclure que l'utilisation d'un historique des prix provenant du seul marché de New York n'est pas suffisant pour déterminer les coûts évités en énergie des heures de forte demande.

Les coûts évités pour les heures de plus grandes charges seront révisés annuellement sur la base des prix historiques des cinq années précédentes.

Nous sommes d'accord avec cette proposition d'un historique de cinq ans revu à chaque année dans un forum qui pourra permettre aux personnes intéressées de pouvoir interroger le Distributeur et formuler des recommandations.

²⁵⁰ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2017-140_AutresSuivis.html .

Notre recommandation

RECOMMANDATION 32 : Pour l'ensemble des raisons énoncées dans cette section, nous recommandons à la Régie :

- **De ne pas retenir la proposition du Distributeur pour l'établissement des coûts évités en énergie pour les heures de plus grandes charges.**
- **De retenir une méthode qui :**
 - **Tienne compte des prix réels des achats de court terme effectués par le Distributeur aux heures de fine pointe et aux heures de pointe (tel que définies ci-dessus);**
 - **Tienne compte d'un historique des cinq hivers les plus récents observés;**
 - **Mette à jour l'évaluation annuellement.**
- **De prévoir un mécanisme permettant aux personnes intéressées de pouvoir annuellement interroger le Distributeur et formuler des recommandations sur ce sujet.**

D'autre part, il est intéressant de noter que notre recommandation s'apparente à la méthode décrite par le Brattle Group dans un rapport portant sur les meilleures pratiques²⁵¹.

²⁵¹ Hledik, R. and Faruqui, A., Valuing Demand Response: International Best Practices, Case Studies, and Applications, January 2015, http://files.brattle.com/files/5766_valuing_demand_response_-_international_best_practices_case_studies_and_applications.pdf, pages 23 à 25, consulté le 5 juillet 2020.

Finalement, en réponse à une demande de renseignements de l'AHQ-ARQ, le Distributeur a produit le tableau qui suit²⁵². Nous pourrions avoir des questions lors de l'audience afin de mieux comprendre la provenance des valeurs de ce tableau et les raisons de leur faiblesse apparente. Par la suite, nous pourrions adapter notre recommandation afin de tenir compte, en plus des valeurs historiques des prix, de la tendance prévue.

TABLEAU R-15.4 :
HISTORIQUE DES PRIX HORAIRES D'ACHAT D'ÉNERGIE
DES HIVERS 2014-2015 À 2018-2019

	Prix horaires (en \$/ MWh)				
	Hiver	Hiver	Hiver	Hiver	Hiver
	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019
h1	30,1	8,5	16,5	22,4	21,8
h2	29,0	7,5	15,5	20,0	20,4
h3	28,8	6,8	14,6	19,1	19,7
h4	28,9	6,9	14,5	18,8	19,7
h5	30,8	7,2	14,9	20,5	20,8
h6	35,4	9,0	16,9	25,9	22,4
h7	48,7	13,8	22,1	35,1	29,8
h8	52,9	15,6	24,5	37,4	32,9
h9	51,1	16,7	25,3	38,2	31,5
h10	45,7	16,8	24,9	37,7	30,3
h11	43,0	16,3	24,5	35,0	28,9
h12	42,3	15,5	23,7	30,6	27,7
h13	36,9	14,4	22,3	28,1	25,9
h14	36,0	13,8	21,7	26,4	24,6
h15	34,2	13,3	21,0	25,6	24,1
h16	35,0	13,3	20,9	26,4	24,3
h17	42,9	15,3	24,1	35,0	28,9
h18	53,8	19,0	31,1	47,4	35,3
h19	56,7	19,9	31,6	47,0	36,3
h20	53,5	19,4	30,1	42,4	34,5
h21	49,0	17,3	27,5	37,1	31,1
h22	41,5	14,7	24,5	31,0	27,5
h23	35,8	11,9	21,0	25,3	23,1
h24	32,8	9,4	17,7	21,4	22,4

²⁵² B-0041, page 42, tableau R-15.4.

12. Analyses de sensibilité dans le contexte de la COVID-19

Nous sommes d'avis que le contexte de la COVID-19 a un impact majeur sur le Plan et que le Distributeur devrait déposer une mise à jour des prévisions le plus tôt possible.

En réponse à des demandes de renseignements, le Distributeur a annoncé ses intentions²⁵³ :

« Pour ce qui est de l'impact de la COVID-19, le Distributeur est d'avis qu'il s'agit d'un événement temporaire dont les effets seraient ressentis au début de la période couverte par le Plan. Après quoi, le Distributeur anticipe que les ventes reviendraient près du niveau de la prévision au dossier. D'autre part, le Distributeur juge que ce type d'événement est couvert par le biais de ses scénarios d'encadrement. Par conséquent, le Distributeur ne voit pas le besoin, à ce moment-ci, d'effectuer une mise à jour de sa prévision. Voir également la réponse à la question 1.1 de l'AQPER à la pièce HQD-5, document 4. Néanmoins, le Distributeur continue de suivre l'évolution de la situation et sera en mesure de statuer sur les paramètres de la reprise plus tard cette année. A priori, il estime que sa prévision des besoins et les stratégies d'approvisionnement qui en découlent, telles que définies dans le Plan, sont encore valides.

Enfin, le Distributeur travaille à quantifier l'impact de la COVID-19 sur les ventes d'électricité et compte intégrer ses constats dans la mise à jour de sa prévision produite pour l'État d'avancement 2020.

» (Nous soulignons)

²⁵³ B-0046, pages 4 et 5, réponse 1.1.

Par la suite, le Distributeur ajoutait²⁵⁴ :

« Le Distributeur maintient sa position que la crise sanitaire de la COVID-19 est un événement temporaire avec une portée limitée au début de la période couvertes par le Plan. Il est d'avis que, par la suite, la croissance des ventes retournera à un niveau comparable à celui présenté dans le Plan. Contrairement à ce qui est sous-entendu par l'intervenant, le Distributeur ne détient pas de nouvelle prévision. Bien que le Québec soit toujours aux prises avec cette crise sanitaire, le Distributeur remarque que l'impact de cette dernière sur les ventes d'électricité est d'environ -1 % en mars 2020 et -6 % en avril 2020. » (Nous soulignons)

Nous ne partageons pas l'avis du Distributeur sur certains points. Nous soumettons plutôt que :

- Les effets de cet événement temporaire pourraient être ressentis au-delà de seulement le début de la période couverte par le Plan;
- Ce type d'événement exceptionnel n'est pas couvert par le biais des scénarios d'encadrement alors que ceux-ci couvrent une fourchette autour d'une prévision centrée. De toute évidence, la prévision actuelle du Plan n'est pas centrée. De plus, l'écart-type sur la demande en énergie est de l'ordre de 3,0 TWh pour 2020²⁵⁵, ce qui représente seulement 1,6 % de la prévision des besoins de 190,6 TWh²⁵⁶. Si la tendance observée en avril où les ventes ont été de 6 % de moins que prévu persiste pour une ou deux années, l'aléa sera de l'ordre de 4 écarts-types, ce qui ressort manifestement des scénarios d'encadrement.

²⁵⁴ B-0067, page 5.

²⁵⁵ B-0009, page 36, tableau 2.5.

²⁵⁶ B-0007, page 15, figure 1.5.

- Nous ne sommes pas du tout d'accord avec l'estimation du Distributeur selon laquelle sa prévision des besoins et les stratégies d'approvisionnement qui en découlent, telles que définies dans le Plan, sont encore valides. Comme nous le montrons plus bas, par exemple, certains moyens de gestion de la puissance pourraient devoir être reportés significativement dans le temps.
- Par conséquent, nous voyons un besoin immédiat d'effectuer une mise à jour à ce moment-ci qui pourrait justement coïncider avec la prévision normalement révisée en mai par le Distributeur. Le report d'un tel examen à l'état d'avancement de 2020, tel que proposé par le Distributeur, pourrait enlever toute l'utilité du dossier actuel et le reporter dans un forum où les débats n'existent pas. Si jamais, la Régie optait pour cette avenue, nous sommes d'avis que l'état d'avancement devrait faire l'objet de toutes les mêmes étapes que le dossier du Plan, incluant une audience publique.

RECOMMANDATION 33 : Nous recommandons à la Régie qu'elle exige du Distributeur qu'il émette le plus tôt possible une prévision de la demande à jour de même que les bilans en énergie et en puissance qui l'accompagnent et ce, le plus rapidement possible. Subsidiairement, si la Régie retenait la proposition du Distributeur de retarder la mise à jour de sa prévision à l'État d'avancement 2020 en novembre prochain, nous recommandons que l'état d'avancement (ou une phase subséquente du présent dossier) fasse l'objet de toutes les mêmes étapes que le dossier du Plan, incluant une audience publique.

Afin d'appuyer notre position, nous avons analysé deux scénarios de sensibilité soit un premier en supposant que la prévision de la demande serait simplement retardée de deux ans et un autre en supposant le scénario faible présenté par le Distributeur²⁵⁷.

Scénario : Prévision de la demande retardée de deux ans

Cette hypothèse peut reposer sur les prévisions du Produit Intérieur Brut (« PIB »). En effet, le Distributeur prévoyait originalement une progression du PIB de l'ordre de 1,5 % sur les premières années²⁵⁸.

Or, les institutions financières prévoient plutôt une baisse importante du PIB Québec en 2020 suivi d'une reprise de moindre importance en 2021. Le tableau qui suit montre les prévisions de quatre institutions pour une décroissance moyenne de 7,2 % en 2020, suivie d'une croissance moyenne de seulement 5,8 % en 2021.

**Tableau AHQ-ARQ-22
Prévision du PIB Québec pour 2020 et 2021**

Institution financière	2020	2021	Date	Source
Banque Nationale	-8,0%	5,5%	Juin 2020	https://www.bnc.ca/content/dam/bnc/fr/taux-et-analyses/analyse-economique/mensuel-economique.pdf
Desjardins	-6,6%	6,1%	18 juin 2020	https://www.desjardins.com/ressources/pdf/peft2006-f.pdf?resVer=1592484713000
RBC	-6,0%	4,3%	Juin 2020	http://www.rbc.com/economie/economic-reports/pdf/provincial-forecasts/provtbl_fr.pdf
TD	-6,3%	5,3%	17 juin 2020	https://economics.td.com/provincial-economics-forecast-fr
MOYENNE	-6,7%	5,3%		

²⁵⁷ B-0007, page 58, tableau 3.23.

²⁵⁸ B-0007, page 49, tableau 3.2.

Le résultat du premier scénario de sensibilité apparaît au tableau suivant où les cases en jaune mettent en évidence les changements que nous avons apportés par rapport à notre tableau AHQ-ARQ-14 du chapitre 9.

On peut voir qu'avec le scénario de sensibilité où la prévision de la demande est retardée de deux ans, le besoin de nouveaux approvisionnements est réduit pour les deux derniers hivers du Plan et le déploiement des moyens de gestion est ralenti.

**Tableau AHQ-ARQ-23
Bilan de puissance conforme à nos recommandations (avec COVID-19) –
Retard de deux ans**

En MW	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
BESOINS À LA POINTE	38 712	38 712	38 712	39 231	39 788	40 118	40 386	40 641	40 849	40 892
Réserve requise	3 656	3 663	3 688	3 761	3 831	3 881	3 916	3 977	4 042	4 070
TOTAL	42 368	42 375	42 400	42 992	43 619	43 999	44 303	44 618	44 891	44 962
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 100	1 100	1 100	1 500	1 500	1 500	1 500	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 925	1 935	1 954	1 945	1 967	1 970	1 926	1 844	1 746
Gestion de la demande en puissance	1 307	1 307	1 307	1 480	1 646	1 646	1 737	2 103	2 644	2 430
Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Programme GDP Affaires	280	280	280	280	280	280	280	400	515	515
Interruption chaînes de blocs	18	18	18	191	357	357	357	328	289	75
Tarification dynamique	9	9	9	9	9	9	50	250	420	420
Hilo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bonification électricité interruptible	0	0	0	0	0	0	50	125	340	340
GDP Affaires clients L < 50 MW	0	0	0	0	0	0	0	0	80	80
Abaissement de tension	250									
Contribution des marchés de court terme	450	350	350	750	850	1 200	1 400	1 400	1 800	1 800
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	0	0	400	800

Le résultat du deuxième scénario de sensibilité apparaît au tableau suivant où les cases en jaune mettent en évidence les changements que nous avons apportés par rapport à notre tableau AHQ-ARQ-14 du chapitre 9.

On peut voir qu'avec le scénario faible de la demande en puissance, le besoin de nouveaux approvisionnements est inexistant sur la période couverte par le Plan et le déploiement des moyens de gestion est ralenti considérablement.

**Tableau AHQ-ARQ-24
Bilan de puissance conforme à nos recommandations (avec COVID-19) –
Scénario faible**

En MW	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
BESOINS À LA POINTE	38 712	38 602	39 187	39 443	39 610	39 679	39 616	39 402	39 510	39 680
Réserve requise	3 656	3 653	3 732	3 781	3 814	3 839	3 837	3 824	3 852	3 910
TOTAL	42 368	42 255	42 919	43 224	43 424	43 518	43 453	43 226	43 362	43 590
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 100	1 100	1 100	1 500	1 500	1 500	1 500	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 925	1 935	1 954	1 945	1 967	1 970	1 926	1 844	1 746
Gestion de la demande en puissance	1 307	1 307	1 307	1 480	1 646	1 646	1 646	1 617	1 778	1 845
Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Programme GDP Affaires	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280
Interruption chaînes de blocs	18	18	18	191	357	357	357	328	289	75
Tarification dynamique	9	9	9	9	9	9	9	9	9	150
Hilo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bonification électricité interruptible	0	0	0	0	0	0	0	0	200	340
GDP Affaires clients L < 50 MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Contribution des marchés de court terme	450	250	900	1 000	650	700	650	500	1 550	1 800
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

13. Alimentation des Îles-de-la-Madeleine

Dans ce chapitre, après avoir résumé la chronologie du dossier à date sur l'alimentation des Îles-de-la-Madeleine, nous recommandons à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il analyse des solutions alternatives en plus du seul projet qu'il propose.

Le 1^{er} novembre 2019, dans sa preuve originale, le Distributeur se contente de mentionner, sans plus de détails²⁵⁹ :

« Un contrat d'approvisionnement d'énergie éolienne pour un projet de 6,4 MW a été approuvé par la Régie dans sa décision D-2018-148. Le début des livraisons est prévu à l'été 2020.

En parallèle, le Distributeur projette de raccorder les IDLM au réseau intégré d'Hydro-Québec pour 2025 avec un câble sous-marin à partir de la Gaspésie. La centrale thermique actuelle serait maintenue en réserve. Enfin, le Distributeur prévoit déployer un microréseau intégrant des technologies innovantes pour la production, la gestion et le stockage d'énergie, en concertation avec le milieu. À cet effet, le comité composé d'Hydro-Québec, de TEQ et de la municipalité des IDLM est en discussion sur le concept et l'implantation du projet. » (Nous soulignons)

Le 14 février 2020, dans sa décision procédurale, la Régie demande au Distributeur de déposer un complément de preuve dans lequel il devra préciser que le projet répond aux orientations du plan d'action relativement à la conversion des réseaux autonomes²⁶⁰. Elle précise alors que :

²⁵⁹ B-0010, page 41, lignes 8 à 15.

²⁶⁰ A-0009, pages 10 et 11, paragraphes 31 à 34.

« [32] La Régie considère que le Distributeur doit démontrer sommairement que ce projet répond aux orientations reliées au plan d'action relativement à la conversion des réseaux autonomes vers des sources d'énergie renouvelables (techniquement réalisable, économiquement rentable, acceptable d'un point de vue environnemental et accueilli favorablement par la communauté) [note de bas de page omise]. » (Nous soulignons)

Le 5 mars 2020, à la suite de cette demande, le Distributeur répond partiellement à la Régie en mentionnant notamment²⁶¹ :

« Une démonstration complète du respect des quatre critères sera effectuée au moment où Hydro-Québec TransÉnergie (le Transporteur) soumettra à la Régie sa demande d'autorisation du Projet. À ce stade-ci du Projet, le Distributeur est en mesure de faire une démonstration préliminaire que trois des quatre critères sont respectés. Le Distributeur pourra se prononcer davantage sur le critère de réduction des coûts au terme de l'avant-projet actuellement en cours. En effet, compte tenu de la période qui s'écoulera d'ici le dépôt de la demande d'autorisation, diverses spécificités techniques pourraient évoluer. » (Nous soulignons)

Cet extrait a pour effet de susciter notre inquiétude sur l'absence d'alternatives au projet qui pourraient être plus avantageuses.

Tout d'abord, nous constatons plus loin dans le même document que l'avant-projet demandé au Transporteur ne couvrirait que le seul projet du raccordement à partir de la Gaspésie et ne semble rechercher aucune autre alternative²⁶².

²⁶¹ B-0031, page 4, lignes 1 à 7.

²⁶² B-0031, page 6, section 2.4.

De plus, l'expérience passée a démontré qu'il est généralement trop tard lors du moment où Hydro-Québec TransÉnergie (le Transporteur) soumettra à la Régie sa demande d'autorisation du Projet pour proposer d'autres alternatives qui pourraient s'avérer plus avantageuses. À titre d'exemple, citons notamment les projets de construction récents d'une ligne à 320 kV et à l'installation d'équipements au poste des Appalaches²⁶³, d'une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay²⁶⁴ et de la ligne à 735 kV de la Chamouchouane - Bout-de-l'île²⁶⁵ où le Transporteur ne permettait pas d'analyser d'autres alternatives que celles qu'il avait lui-même mises de l'avant.

Le 1^{er} mai 2020, en réponse à une demande de renseignements de l'AHQ-ARQ à savoir si le Distributeur a considéré le raccordement du réseau des Îles-de-la-Madeleine plutôt à partir des provinces maritimes plus près que la Gaspésie (par exemple la Nouvelle-Écosse ou l'Île du Prince Édouard) surtout dans le contexte où Hydro-Québec prévoit signer des ententes avec le Nouveau-Brunswick, le Distributeur n'a pas nié l'avoir considéré et a référé l'intervenant à la réponse à la question 24.2 de l'AQPER à la pièce B-0043²⁶⁶.

Dans cette dernière réponse, le Distributeur indique, pour la première fois et sans les nommer, que différents scénarios seraient présentement à l'étude dans l'objectif de faire la démonstration que le projet qui fera l'objet d'une demande d'autorisation sera celui qui répondra le mieux aux quatre critères guidant la stratégie du Distributeur pour les projets de conversion²⁶⁷.

Le Distributeur ajoute qu'il serait prématuré de fournir des résultats, ainsi que les hypothèses sous-jacentes, des analyses sur des études en cours. Le Distributeur est d'avis que le dépôt des résultats des analyses préliminaires, dont les coûts

²⁶³ R-4112-2019, B-0045, page 11, lignes 14 à 17.

²⁶⁴ R-4052-2018, B-0094, page 5.

²⁶⁵ R-3887-2014, B-0073, pages 5 et 6.

²⁶⁶ B-0041, page 68, réponse 27.3.

²⁶⁷ B-0043, page 44, réponse 24.2.

pourraient varier en fonction des choix technologiques qui seront faits et des contraintes du milieu, ne fournirait pas une évaluation juste, même à ce stade-ci, du projet et des options. Il réitère, ce qui n'a pas pour effet d'apaiser nos inquiétudes exprimées ci-dessus, que les éléments requis pour l'autorisation du Projet seront fournis lors du dépôt de la demande par le Transporteur²⁶⁸.

Le 16 juin 2020, à la suite du complément de preuve fourni par le Distributeur, la Régie constate encore une fois son insuffisance et elle demande un deuxième complément de preuve²⁶⁹ :

« [49] La Régie juge que la preuve déposée par le Distributeur, notamment en lien avec les coûts anticipés du projet de raccordement des Îles-de-la-Madeleine et aux solutions alternatives étudiées pour la conversion du réseau les desservant actuellement est incomplète.

[...]

[53] La Régie rappelle l'importance de l'examen du Plan en vertu de l'article 72 de la Loi, qui se situe en amont, dans le « continuum » des responsabilités et des pouvoirs qu'elle exerce dans le cadre de sa compétence exclusive pour surveiller, notamment, les opérations du Distributeur afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants et paient selon un juste tarif [note de bas de page omise].

[54] Aux fins d'un tel examen, la Régie souligne qu'il est essentiel qu'elle dispose d'informations suffisantes relativement à la stratégie d'approvisionnement envisagée par le Distributeur, aux diverses mesures analysées à cette fin et à leurs coûts estimés respectifs,

²⁶⁸ B-0043, page 43, réponse 24.1.

²⁶⁹ A-0018, pages 15 à 17, paragraphes 49 à 56.

afin d'être en mesure de décider s'il y a lieu d'approuver ou non le Plan qu'il propose.

[55] L'examen de la stratégie du Distributeur relative au projet de raccordement des Îles-de-la-Madeleine au réseau intégré ainsi que des options alternatives d'approvisionnement de ces dernières doit se faire dans le cadre du présent dossier relatif à la demande d'approbation du Plan, en vertu de l'article 72 de la Loi.

[56] Cela dit, à ce stade du dossier et compte tenu des commentaires du Distributeur, la Régie estime qu'il n'est pas opportun de rendre les ordonnances relatives aux questions mentionnées au paragraphe 47 de la présente décision tel que ces dernières sont formulées. Elle juge qu'il est préférable de demander au Distributeur une preuve additionnelle relative à l'estimation des coûts anticipés du projet de raccordement des Îles-de-la-Madeleine et aux solutions alternatives que le Distributeur a analysées. [...] »

(Nous soulignons)

Le 26 juin 2020, dans ce deuxième complément de preuve, le Distributeur ne fournit guère plus d'information sur des solutions alternatives, si ce n'est que :

- Sur la base d'une estimation paramétrique des coûts dont les détails ne sont pas fournis et comportant un degré de précision de l'ordre de 30 %, le scénario de raccordement avec maintien de la centrale actuelle en réserve laisse présager un gain de 20 % pour le Distributeur par rapport au scénario statu quo, sur la période 2025-2064, soit 1 179 M\$ pour le raccordement versus 1 465 M\$ pour le statu quo, soit une différence de

20 % qui s'avère inférieure à la marge d'erreur. Il est à noter que le Distributeur possédait déjà cette information en janvier 2018²⁷⁰.

- Au printemps 2018, le Distributeur a pris la décision de ne pas solliciter le marché avec un appel de propositions, comme il l'avait initialement prévu puisqu'au terme de la phase 1 de l'avant-projet, il aurait jugé peu probable, sans plus de justification, qu'une solution alternative à une alimentation de source thermique puisse se révéler plus avantageuse que celle du raccordement sur la base de ses quatre critères. Le Distributeur juge que le raccordement représente le scénario alternatif d'alimentation le plus fiable et susceptible de présenter le moins de risque sur le plan de l'acceptabilité sociale sans mentionner aucune autre alternative au statu quo dont, par exemple, un raccordement via les provinces maritimes tel que suggéré par l'AHQ-ARQ ou d'autres avenues mentionnées par d'autres intervenants²⁷¹.
- Le Distributeur ajoute que, compte tenu des ressources humaines, matérielles et financières impliquées dans un tel processus, le Distributeur a jugé « *déraisonnable* » dans un tel contexte de solliciter le marché avec un appel de propositions « *complexe* »²⁷². Cette affirmation nous semble des plus surprenantes étant donné l'envergure du projet de plus d'un milliard de dollars. De plus, le Distributeur « *anticipait une réticence* » des promoteurs à engager d'importantes ressources à la préparation de leurs propositions, dans un contexte où le scénario de raccordement « *semble la voie privilégiée* ». Encore là, aucune mention n'est faite d'autres solutions alternatives qui pourraient s'avérer avantageuses si ce n'est que l'étude de solutions alternatives non nommées se poursuivrait²⁷³.

²⁷⁰ B-0076, pages 4 et 5.

²⁷¹ B-0076, page 5.

²⁷² B-0076, page 5.

²⁷³ B-0076, page 6.

Le 7 juillet 2020, la Régie ordonne au Distributeur de fournir d'autres informations²⁷⁴ :

« [22] Or, le Projet de raccordement comporte un coût estimé important, avec une plage d'incertitude significative, pour les motifs exposés par le Distributeur. Il importe donc que la Régie dispose d'informations les plus précises possible à l'égard de ce scénario et des alternatives considérées, avant de se prononcer. À cet égard, la Régie juge qu'il est important de rappeler que c'est dans le cadre de l'examen du Plan, en vertu de l'article 72 de la Loi, qu'elle examine les solutions d'approvisionnement envisagées par le Distributeur et qu'elle se prononce à ce sujet. En particulier, en ce qui a trait aux réseaux autonomes, elle examine le plan relatif à chacun de ces réseaux en fonction des orientations relatives à leur conversion à des énergies renouvelables qu'elle a approuvées par sa décision D-2017-14021. Ce processus se distingue de celui applicable lorsqu'elle est appelée à se prononcer, en vertu de l'article 73 de la Loi, sur une demande d'autorisation d'un projet du Transporteur visant à répondre à une demande de raccordement à son réseau par le Distributeur ou un autre client du Transporteur.

[23] En conséquence, la Régie accueille les demandes d'autorisation de l'AQPER et du RNCREQ. Elle ordonne au Distributeur de répondre à leur DDR no 2 respective dans le délai fixé à la section 3 de la présente décision.

[24] La Régie demande également au Distributeur, dans le cadre de ses réponses :

²⁷⁴ A-0021, page 9, paragraphes 22 à 24.

- *d'élaborer davantage sur les raisons qui l'ont conduit à abandonner l'option de tenir un appel de propositions afin d'évaluer si une solution alternative au Projet de raccordement serait plus avantageuse;*
- *de préciser les étapes et l'échéancier de réalisation de la phase 2 de l'avant-projet de raccordement;*
- *de préciser par quels moyens il poursuit l'étude de solutions alternatives au Projet de raccordement. » (Notes de bas de page omises; Nous soulignons)*

Le 14 juillet 2020, le Distributeur demande à la Régie²⁷⁵ :

« En ces circonstances, le Distributeur demande à la Régie que soit suspendue l'analyse de sa stratégie de conversion pour les IDLM. De ce fait, le Distributeur demande à la Régie d'être dispensé de déposer ses réponses aux demandes de renseignements no 2 de l'AQPER et du RNCREQ. Le Distributeur propose plutôt de reprendre l'examen de ce sujet, à l'occasion d'une prochaine phase du présent dossier, lorsqu'il aura tous les éléments nécessaires à son analyse par la Régie. » (Nous soulignons)

Le 17 juillet 2020, la Régie accueille ainsi cette demande²⁷⁶ :

« Dans ces circonstances, la Régie accueille la demande du Distributeur et reporte à une seconde phase du présent dossier l'examen de sa stratégie de transition énergétique pour les IDLM. »

²⁷⁵ B-0088, page 2.

²⁷⁶ A-0023, pages 1 et 2.

Elle dispense également le Distributeur de répondre aux DDR no 2 de l'AQPER et du RNCREQ.

Cependant, la Régie demande au Distributeur de déposer, au plus tard le 3 septembre 2020, à 12 h, un document explicatif des analyses et des démarches qu'il effectuera pour être en mesure de présenter en temps utile à la Régie sa stratégie de transition énergétique pour les IDLM. Elle lui demande de préciser, notamment :

- *les analyses et les démarches nécessaires à l'évaluation du scénario de raccordement par câble des IDLM au réseau principal;*
- *les scénarios alternatifs d'approvisionnement des IDLM qu'il examinera, les analyses et les démarches qu'il effectuera à cette fin, y incluant, le cas échéant, le recours à un appel de propositions, ainsi que la justification de ses choix;*
- *les mesures relatives à la consultation de la communauté des IDLM qu'il compte intégrer à ses démarches;*
- *les étapes et l'échéancier de réalisation de ces analyses et démarches.*

La Régie demande également au Distributeur de prévoir la disponibilité, lors de l'audience devant se dérouler à compter du 15 septembre prochain, de témoins en mesure de fournir les précisions relatives à ce document qui pourraient s'avérer nécessaires. » (Nous soulignons)

RECOMMANDATION 34 : À ce stade-ci, nous sommes d'avis que la preuve du Distributeur sur les solutions alternatives pour l'alimentation des Îles-de-la-Madeleine demeure hautement incomplète. Nous profiterons de l'audience à venir pour obtenir des précisions du Distributeur sur des solutions alternatives au raccordement en provenance de la Gaspésie comme, par exemple, un raccordement en provenance des provinces maritimes et d'autres alternatives mentionnées par les intervenants.

14. Traitement réglementaire des décisions ayant un impact à long terme

Le 8 décembre 2019, le gouvernement du Québec a adopté le projet de loi 34, *Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité*, lequel révisé en profondeur les modalités de fixation des tarifs d'électricité. Ainsi, les tarifs d'électricité applicables sont fixés à compter du 1er avril 2020 par l'annexe I de la *Loi sur Hydro-Québec* et seront indexés selon une formule préétablie fondée sur l'inflation jusqu'au 31 mars 2025. Par la suite, le Distributeur sera appelé à déposer une demande tarifaire tous les cinq ans, sauf circonstances exceptionnelles.

Dans le passé, la cause tarifaire annuelle du Distributeur était le forum annuel pour débattre de certaines prévisions et de certaines stratégies. Par exemple, les intervenants pouvaient questionner le Distributeur annuellement sur les signaux de coûts évités, sur les stratégies d'utilisation des conventions d'énergie différée et sur la mise en place de moyens de gestion en puissance qui avaient un impact sur les tarifs de la clientèle.

Avec l'adoption du projet de loi 34, le forum annuel n'existe pas même si certaines décisions du Distributeur pourraient avoir un impact majeur sur les tarifs d'électricité après le 31 mars 2025. Par exemple :

- Les coûts évités servent notamment dans des analyses économiques pour des investissements du Transporteur sur de longues périodes et leur mise à jour annuelle est nécessaire;
- Comme nous l'avons vu au chapitre 8, le Distributeur pourrait rappeler prématurément le solde d'énergie différée des conventions d'énergie sans aucune approbation de la Régie, entraînant ainsi des impacts potentiels sur les années 2025, 2026 et 2027.

- Le Distributeur pourrait engager des moyens de gestion en puissance non requis ou à des coûts non économiques d'ici le 1^{er} avril 2025 qui auraient un impact majeur sur les tarifs au-delà de cette date. Par exemple, les engagements pris auprès d'Hilo seraient permanents pour une longue période. D'ailleurs, le Distributeur confirme que les sommes versées à Hilo seront intégrées aux revenus requis au moment du *rebasings* en 2025²⁷⁷, ce qui, selon nous, ne serait pas souhaitable selon la rémunération convenue entre Hilo et le Distributeur. Le Distributeur mentionne aussi qu'il pourrait vouloir faire évoluer son programme GDP Affaires afin d'augmenter sa contribution au bilan de puissance par le biais, notamment, d'une variation du montant de l'appui financier offert et/ou des modifications aux modalités de manière à s'ajuster aux besoins des clients visés et ce, avant le 1^{er} avril 2025²⁷⁸.

RECOMMANDATION 35 : Par conséquent, nous recommandons à la Régie de prévoir un forum réglementaire annuel pour pouvoir débattre des décisions et prévisions du Distributeur qui pourraient avoir un impact majeur sur les tarifs d'électricité après le 31 mars 2025 notamment les signaux de coûts évités, les stratégies d'utilisation des conventions d'énergie différée et la mise en place de moyens de gestion en puissance. Par exemple, le forum choisi pourrait être l'état d'avancement du Plan qui serait traité sur dossier.

²⁷⁷ B-0046, page 46, réponse 39.3.

²⁷⁸ B-0092, page 35 et 36, réponses 8.2 et 8.4.