

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À
HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION SUR LA DEMANDE
RELATIVE AUX TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2016-2017**

PRÉSENTATION DE LA DEMANDE 2016-2017

- 1. Références :**
- (i) Pièce B-0008, p. 6;
 - (ii) Pièce B-0064, p 7, tableau 2.

Préambule :

(i) *« La hausse tarifaire de 1,9 % nécessaire pour récupérer la totalité du coût de service de 2016 s'explique principalement par les impacts des températures froides des deux derniers hivers et par l'augmentation des coûts d'achat d'électricité dont l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale, en vertu de la Loi sur la Régie de l'énergie. Les autres éléments du coût de service ainsi qu'une augmentation des revenus viennent alléger la hausse tarifaire, témoignant notamment des efforts d'efficacité du Distributeur. »*

(ii) En complément de preuve, le Distributeur indique que la hausse tarifaire 2016 serait de 5,4 % pour l'ensemble de la clientèle, à l'exception de la clientèle au tarif L, si la Régie devait refuser la demande conjointe du dossier R-3927-2015 relatif aux « Modifications de méthodes comptables découlant du passage aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis »

Demandes :

- 1.1 Veuillez indiquer et chiffrer distinctement les composantes de la hausse tarifaire de 1,9 % (référence (i)), en pourcentage et en millions de \$.
- 1.2 Veuillez indiquer et chiffrer distinctement les composantes de la hausse tarifaire de 5,4 % (référence (ii)), en pourcentage et en millions de \$.

- 2. Référence :** Pièce B-0008, p. 7.

Préambule :

« En 2016, les revenus additionnels requis sur lesquels s'appuie la hausse tarifaire demandée se chiffrent à 194 M\$. Ils tiennent compte d'une augmentation des revenus totaux de 84 M\$ et d'une hausse du coût du service du Distributeur de 278 M\$ par rapport à 2015.

Le coût de service du Distributeur, détaillé au tableau 1, totalise 11 970 M\$ pour 2016. »

TABLEAU 1 :
COMPOSANTES DU COÛT DE SERVICE DU DISTRIBUTEUR (M\$)

	2014 (Réel)	2015 (Reconnu)	2016 (Témoin)	Écarts (2016 - 2015)	Impacts températures froides	Écarts nets (2016 - 2015)
<u>Coût de service</u>	<u>11 501</u>	<u>11 692</u>	<u>11 970</u>	<u>278</u>	<u>187</u>	<u>91</u>
Achats d'électricité	5 617	5 908	6 356	448	240	208
Service de transport	2 739	2 784	2 784	0		
Coût de distribution et des services à la clientèle	3 144	3 000	2 830	-170	-53	-117

Demandes :

- 2.1 Veuillez fournir et expliquer les composantes de l'écart net de 208 M\$ relatif aux achats d'électricité.
- 2.2 Veuillez indiquer dans les écarts nets de 208 M\$ la part correspondante aux éoliennes.

MÉNAGES À FAIBLE REVENU

3. **Référence :** Pièce B-0026, p. 14.

Préambule :

« *Le nombre d'ententes personnalisées de l'année de base s'établit à 48 000 soit une augmentation de 22 300 ententes par rapport au nombre prévu initialement pour 2015. Cette augmentation découle de l'optimisation du processus permettant une accessibilité plus grande aux ententes, de l'introduction d'une entente passerelle pour augmenter graduellement le montant versé par le client afin qu'il couvre la facture associée à sa consommation, deux mesures décrites au dossier R-3905-2014, ainsi que de l'impact de l'hiver 2014-2015 très froid.* »
[nous soulignons]

Demandes :

- 3.1 Veuillez ventiler les 22 300 nouvelles ententes selon qu'elles sont dues à l'ajout de l'entente passerelle, à la plus grande accessibilité des ententes personnalisées, ou au froid de l'hiver 2014-2015. Veuillez expliquer.
- 3.2 En quoi les conditions économiques pourraient-elles avoir été un autre facteur dans l'augmentation du nombre d'ententes passerelle? Veuillez élaborer.

- 4. Références :** (i) Pièce B-0012, p. 6;
(ii) Pièce B-0012, p. 8.

Préambule :

(i) « Sur la question d'introduire le loyer dans la notion de taux d'effort, le Distributeur veut valider l'hypothèse d'OC. Ainsi, une analyse de corrélation entre le loyer et les autres informations pertinentes sur le client, grâce aux données de Statistique Canada, permettra de valider quantitativement cette hypothèse. Le Distributeur demeure plus particulièrement préoccupé par la faisabilité opérationnelle de cette proposition, car il ne dispose dans ses systèmes d'aucune indication sur le loyer des clients. » [nous soulignons]

(ii) « *Le Distributeur souhaite mettre sur pied un centre d'accompagnement. Ce centre servirait de guichet de service unique pour les MFR et coordonnerait les services suivants :*

- *qualification des clients, incluant la validation des preuves de revenu, pour les services de recouvrement et d'efficacité énergétique; [...]* » [nous soulignons]

Demande :

4.1 Considérant que les clients qui veulent se qualifier pour les services de recouvrement et d'efficacité énergétique doivent déjà fournir des preuves de revenu (ii), veuillez expliquer en quoi il serait difficile pour le Distributeur de leur demander de fournir aussi des preuves de loyer.

- 5. Références :** (i) Pièce B-0042, p. 17;
(ii) Pièce B-0012, p. 8.

Préambule :

(i) « Le projet pilote de chauffe-eau interruptible a été déployé à l'hiver 2014-2015. [...]

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

(ii) « *Le Distributeur souhaite mettre sur pied un centre d'accompagnement. Ce centre servirait de guichet de service unique pour les MFR et coordonnerait les services suivants :*

- [...];
- [...];

- *déploiement des mesures d'efficacité énergétique chez le client (programme de remplacement de réfrigérateur, calfeutrage, installation de thermostats électroniques, volet éducatif en matière de comportements efficaces énergétiquement et autres). »*
[nous soulignons]

Demande :

- 5.1 Le Distributeur prévoit-il faire la promotion de la participation à ce programme auprès de la clientèle MFR, au même titre que d'autres mesures d'efficacité énergétique (ii) ? Veuillez élaborer.

EFFICIENCE ET PERFORMANCE

- 6. Références :**
- (i) Pièce B-0013, p. 6;
 - (ii) Pièce B-0013, p. 8;
 - (iii) Pièce B-0013, p. 8;
 - (iv) Pièce B-0013, p. 9.

Préambule :

(i) *« L'évolution des Centres d'exploitation du Réseau de distribution (CED) vers le modèle du CGAD est également en cours de réalisation. À terme, cette évolution permettra l'ordonnancement des travaux et l'affectation des équipes en temps réel par le CGAD qui deviendra ainsi le centre névralgique de la gestion et de l'exploitation du réseau de distribution. Le Distributeur adopte donc, pour l'ensemble de ses activités, un modèle de gestion centralisée en temps réel axé sur l'utilisation des nouvelles technologies, modèle qui est conforme aux meilleures pratiques de l'industrie.*

De plus, le Distributeur poursuit l'industrialisation du traitement des raccordements de natures simples, ce qui permet de réduire les délais de raccordements pour les clients ainsi que les efforts liés à ces projets, et ce, notamment dans le cas des demandes clients à fort volume. Par ailleurs, le Distributeur implante progressivement, depuis 2015, la conception normalisée du réseau de distribution de façon à diminuer, à terme, le coût des projets.

Afin d'assurer la fiabilité du service, le Distributeur est également à revoir sa stratégie relative à la maîtrise de la végétation. Il cherche ainsi à établir une approche d'intervention globale s'appuyant sur des critères d'actions spécifiques. Les essais terrain, lancés en 2014, permettront d'optimiser les façons de faire et de réduire l'occurrence des pannes occasionnées par la végétation ainsi que le délai de rétablissement ».

(ii) *« Pour ce qui est des charges d'exploitation, le Distributeur prévoit réaliser, en 2015, des gains supplémentaires associés au projet LAD de l'ordre de 19,3 M\$ par rapport aux gains*

annoncés de 20,1 M\$ lors du dépôt du dossier R-3905-2014. De ce montant, 3,9 M\$ ayant été utilisés afin d'être en mesure de réaliser la réduction de 40 M\$ demandée par la Régie pour les tarifs de 2015, un solde de 15,4 M\$ sera remis à la clientèle dans les tarifs de 2016. À ce solde, s'ajoutent des gains anticipés pour 2016 de 20,4 M\$ pour un total de gains additionnels de 35,8 M\$ découlant d'actions structurantes relatives au projet LAD ».

(iii) Tableau 1 – Gains d'efficacité reconnus – Charges d'exploitation (M\$)

(iv) Tableau 2 – Gains d'efficacité nets du projet SOGEM (M\$)

Demandes :

6.1 Tel que pour le projet SOGEM à la référence (iv), veuillez présenter un tableau faisant état de la matérialisation des gains d'efficacité nets pour chacun des projets et mesures d'efficacité mentionnés à la référence (i), et ce, pour les années 2014, 2015 et 2016.

6.2 À la référence (ii), veuillez préciser si le solde de 15,4 M\$ qui sera remis à la clientèle dans les tarifs 2016 fait suite à la décision D-2015-018 ou s'il provient directement de gains d'efficacité associés au projet LAD.

6.3 À la référence (iii), veuillez indiquer les raisons pour lesquelles le Distributeur ne prévoit pas réaliser de gain d'efficacité au niveau de la gestion courante de ses opérations en 2016.

6.4 À la référence (iv), veuillez indiquer si des gains d'efficacité additionnels sont attendus en 2016 pour le projet SOGEM.

- 7. Références :**
- (i) Pièce B-0013, p. 10 et 25;
 - (ii) Dossier R-3905-2014, pièce B-0081, p. 10;
 - (iii) Dossier R-3905-2014, pièce B-0081, p. 10.

Préambule :

(i) Tableau 3 – Indicateurs d'efficacité privilégiés par le Distributeur
Tableau B-1 – Indicateurs d'efficacité spécifique

(ii) Tableau R-3.1 – Indicateurs additionnels basés sur les revenus requis

(iii) *« Outre les explications déjà fournies pour les indicateurs 1 et 2 à la page 10 de la pièce HQD-2, document 1 (B-0009), les croissances moyennes et annuelles des indicateurs présentés au tableau R-3.1 sont essentiellement attribuables aux achats d'électricité, au service de transport de l'électricité et aux coûts associés au Plan global en efficacité énergétique. Le Distributeur est d'avis que ces éléments devraient être exclus des indicateurs de façon à se concentrer sur l'efficacité de ses activités de base lesquelles font l'objet de ses efforts d'efficacité ».* [nous soulignons]

Demandes :

7.1 Tel qu'à la référence (ii), veuillez produire les résultats des années 2012, 2013, 2014, 2015 et 2016 pour les indicateurs additionnels suivants :

- Revenus requis (\$) par abonnement;
- Revenus requis (\$) par kWh normalisé;
- Achats d'électricité (\$) par abonnement;
- Achats d'électricité (\$) par kWh normalisé;
- Coût du service de transport (\$) par abonnement;
- Coût du service de transport (\$) par kW.

7.2 Veuillez commenter les variations moyennes des indicateurs mentionnés à la question précédente pour les périodes 2012-2016 et 2015-2016.

8. Référence : Pièce B-0013, p. 14.

Préambule :

« Afin de permettre de mieux comprendre l'évolution de la satisfaction de la clientèle, le Distributeur a entrepris d'améliorer la méthode utilisée pour la mesure de l'ISC. Par cette amélioration, le Distributeur vise à évaluer la satisfaction à l'égard des quatre dimensions du service qui composent l'ISC, soit la qualité et la continuité du service, la facturation, la gestion de la consommation et le traitement des demandes des clients. La nouvelle méthodologie est mise à l'essai depuis le printemps 2015, ce qui permettra de recueillir les informations nécessaires à la validation de la méthodologie et à l'analyse des constats en vue de son déploiement en 2016. Dans le cadre du présent dossier, le Distributeur maintient ainsi son analyse de l'ISC sur la base de la méthodologie actuelle ».

Demandes :

8.1 Veuillez définir davantage les quatre dimensions du service qui composent l'ISC. Veuillez justifier le choix de ces quatre dimensions.

8.2 Veuillez indiquer si l'ISC qui sera présenté lors du prochain dossier tarifaire sera basé sur la nouvelle méthodologie. Veuillez préciser si les résultats passés de l'ISC seront, si possible, ajustés en fonction de cette nouvelle méthodologie.

9. Référence : Pièce B-0013, p. 17.

Préambule :

« Sur l'horizon 2012-2014, le délai attribuable aux attentes clients représente une part importante du délai global. Pour chaque demande de prolongement, le Distributeur s'engage sur des dates de réalisation qu'il fournit à chaque client. Cependant, comme une portion importante des délais est occasionnée par les activités sous la responsabilité du client, des efforts sont déployés afin de réduire ces délais, en allégeant les étapes sous la responsabilité du client et en exerçant un suivi serré des dossiers, ce qui devrait améliorer le délai global de réalisation des travaux ».

Demande :

9.1 Veuillez élaborer sur les délais attribuables aux clients et sur les efforts déployés par le Distributeur pour réduire ces délais.

PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

Modification des modalités de disposition des soldes des comptes de *pass-on* 2013-2014 et de nivellement pour aléas climatiques 2015

10. Références : (i) Pièce B-0068, p. 22 et 23;
(ii) Pièce B-0068, p. 22, tableau R-10.2.

Préambule :

(i) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur donne un aperçu de l'ordre de grandeur des hausses tarifaires prévues pour la période 2016 à 2021 en considérant les différentes modalités de disposition des soldes des comptes de *pass-on* 2013-2014 et de nivellement pour aléas climatiques 2015.

À partir des données présentées à la référence (i), la Régie a préparé le tableau suivant :

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Modalités de disposition actuelles	1,8 %	1,9 %	2,4 %	2 %	1 %	1 %
Scénario sous étude par la Régie	0,1 %	3,4 %	3,4%	2 %	1 %	1 %
Différence	-1,7 %	1,5%	1,0%	-	-	-

(ii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-10.2, l'impact tarifaire des modalités actuelles de disposition des soldes 2013, 2014 et 2015 du compte

de *pass-on* et du solde 2015 du compte de nivellement par rapport à celui du scénario sous étude par la Régie. Voici un extrait du tableau R-10.2 :

(en M\$)	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Modalités de disposition actuelles	181,2	11,4	11,2	11,0	10,8	-38,0
Scénario sous étude par la Régie	-5,4	52,4	51,5	50,5	49,5	0,0
Impacts tarifaires	-186,6	41,0	40,3	39,5	38,8	38,0

Demandes :

- 10.1 Veuillez expliquer l'écart entre la hausse tarifaire 2017 de 1,9 % selon les modalités de dispositions en vigueur et celle de 3,4 % selon le scénario sous étude. Veuillez faire le lien avec la référence (ii).
- 10.2 Veuillez expliquer l'écart entre la hausse tarifaire 2018 de 2,4 % selon les modalités de dispositions en vigueur et celle de 3,4 % selon le scénario sous étude. Veuillez faire le lien avec la référence (ii).

PRÉVISION DES VENTES

11. **Référence :** Pièce B-0018, p. 7.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 2 la prévision des ventes au tarif DT pour l'année de base de même que pour l'année témoin.

**TABLEAU 2 :
 PRÉVISION AU SECTEUR RÉSIDENTIEL ET AGRICOLE**

Années civiles (1 ^{er} janv au 31 déc)	(1)	(2)	(3)	(4) = (2) - (1)	(5) = (3) - (2)
	Année historique 2014 normalisée	Année de base 2015 normalisée	Année témoin 2016	Croissance	
Catégorie de consommateurs	Ventes (GWh)				
D et DM	62 535	63 124	64 196	590	1 072
DT	2 974	2 827	2 872	(147)	45
Total résidentiel et agricole	65 509	65 952	67 068	442	1 117

Au tarif DT, le Distributeur prévoit, pour l'année témoin (2016), une hausse des ventes de 45 GWh par rapport à celles de l'année de base (2015). Le Distributeur explique que les ventes prévues pour 2015, au tarif DT, ont quand à elles diminué « *en raison principalement de la baisse du nombre d'abonnements, reflétant l'évolution récente du parc biénergie résidentielle.* »

Demandes :

11.1 Considérant la baisse du nombre d'abonnements observée au tarif DT pour la période 2014-2015, veuillez expliquer la prévision de 2 872 GWh pour la période 2015-2016, soit une hausse de 45 GWh par rapport aux ventes normalisées de 2015 (4/8).

11.2 Veuillez élaborer sur l'évolution récente du parc biénergie résidentielle et sur les anticipations du Distributeur quant aux perspectives d'avenir de ce parc.

- 12. Références :**
- (i) Pièce B-0011, p. 8, tableau 3;
 - (ii) Dossier R-3905-2014, pièce B-0008, p.8, tableau 3;
 - (iii) Dossier R-3854-2013, pièce B-0012, p.8, tableau 3;
 - (iv) Dossier R-3814-2012, pièce B-0011, p.6, tableau 3.

Préambule :

La Régie présente un tableau dans lequel figure le nombre d'abonnements et les ventes prévues au tarif M pour les années 2013 (référence (iv)), 2014 (référence (iii)), 2015 (référence (ii)) de même que pour l'année témoin 2016 (référence (i)), provenant des tableaux des revenus prévus pour l'année témoin, avant et après la hausse tarifaire tel que présentés par le Distributeur à l'occasion des dossiers tarifaires.

Nombre d'abonnements et ventes prévues au tarif M.

Années	Abonnements	Ventes (GWh)
2013	21 560	28 568
2014	25 740	29 805
2015 (4/8)	21 600	30 448
2016 p	27 003	30 846

Demandes :

12.1 Veuillez expliquer les variations annuelles du nombre d'abonnements au tarif M observées entre 2013 et 2016.

12.2 Veuillez expliquer l'absence de corrélation entre montants des ventes prévues et le nombre d'abonnements au tarif M, tel qu'illustré dans le tableau présenté en préambule.

- 13. Références :**
- (i) Pièce B-0018, p. 11;

- (ii) Pièce B-0018, p. 10;
- (iii) http://www.lapresse.ca/le-quotidien/actualites/201503/05/01-4849676-usine-resolu-dalma-fermeture-definitive-de-la-9.php?utm_categorieinterne=traffidivers&utm_contenuinterne=envoyer_cbp;
- (iv) Taux de change \$CA/\$US de la Banque du Canada¹;
- (v) Banque Scotia, Prévisions mondiales actualisées, 1^{er} septembre 2015².

Préambule :

(i) Dans le tableau 4, le Distributeur prévoit pour l'année témoin des ventes de 11 753 GWh au secteur des pâtes et papiers, soit une décroissance des ventes de 995 GWh par rapport aux ventes l'année de base (12 748 GWh).

(ii) « *Les entreprises du secteur des pâtes et papiers restent soumises à une concurrence internationale forte. Ainsi, malgré la croissance des exportations enregistrée en 2014, ces dernières ont diminué de 3 % au premier trimestre de 2015. Les fermetures d'usines ou de machines à papier survenues à la fin de 2014 et au début de 2015, principalement chez le groupe Résolu (Laurentides, Baie-Comeau et Clermont), laissent présager des rationalisations additionnelles en 2016.* » [nous soulignons]

(iii) Produits forestiers Résolu (PFR) annonce la fermeture de la machine à papier no. 9 de son usine située à Alma.

(iv) En date du 28 septembre 2015 à midi : 1,34 \$CA = 1,00 \$US.

(v) Prévision du taux de change \$CA/\$US pour l'année témoin 2016 : entre 1,34 \$CA et 1,36 \$CA = 1,00 \$US.

Demandes :

13.1 Relativement à la référence (iii), veuillez confirmer que la fermeture de la machine à papier no. 9 de PFR est déjà considérée dans les ventes de l'année de base 2015 ainsi que dans la prévision des ventes de l'année témoin 2016 (référence (i)). Dans la négative, veuillez quantifier l'impact estimé de cette fermeture sur les ventes de l'année de base ainsi que sur la prévision des ventes de l'année témoin 2016.

13.2 Veuillez confirmer si d'autres changements significatifs ont été observés dans les ventes au secteur pâtes et papiers pour l'année de base 2015 ainsi que pour les prévisions des ventes pour l'année témoin 2016. Dans l'affirmative, veuillez expliquer et quantifier.

¹ <http://www.banqueducanada.ca/>.

² http://www.gbm.scotiabank.com/English/bns_econ/fore_fr.pdf, p. 8.

13.3 Compte tenu de la situation du taux de change \$CA/\$US à ce jour et des prévisions pour l'année témoin (référence (iv)), veuillez estimer, pour l'année de base 2015 ainsi que pour l'année témoin 2016, l'impact d'un taux de change à 1,36 \$CA = 1,00 \$US sur la prévision des ventes pour les différents secteurs industriels compris dans le tarif L.

- 14. Références :**
- (i) Pièce B-0018, p. 11;
 - (ii) Pièce B-0024, p. 7.

Préambule :

(i) Dans le tableau 4 - prévision au secteur industriel grandes entreprises, le Distributeur prévoit des ventes aux contrats spéciaux de 24 833 GWh pour l'année témoin 2016.

(ii) Dans le tableau 3 - ajustement des contrats spéciaux (M\$), la prévision des ventes aux contrats spéciaux pour l'année témoin 2016 est de 28 388 GWh.

Demandes :

14.1 Veuillez confirmer que la prévision des ventes aux contrats spéciaux pour l'année témoin 2016 de la référence (ii) comporte une coquille et que l'on devrait y lire 24 833 GWh au lieu de 28 388 GWh.

14.2 Veuillez confirmer que les autres valeurs du tableau de la référence (ii) demeurent inchangées. Dans la négative, veuillez présenter de nouveau ce tableau avec les valeurs ajustées.

- 15. Références :**
- (i) Pièce B-0068, p. 29 et 30;
 - (ii) Pièce B-0068, p. 31.

Préambule :

(i) Réponse du Distributeur à la question 12.1 de la DDR no.1 de la Régie :
« [...] Les éléments qui peuvent influencer les profils mensuels de revenus sont multiples. Au secteur industriel, des ventes inférieures aux ventes prévues peuvent se traduire, chez les clients, par une moins grande utilisation de l'énergie par rapport à la puissance créant ainsi une augmentation du revenu moyen par kWh. La variation de la répartition par secteurs industriels des revenus réels par rapport aux revenus prévus peut aussi occasionner des fluctuations dans les revenus compte tenu des disparités entre les secteurs et de l'importance des volumes de ventes à ces secteurs. Cet impact est aussi important aux tarifs G, G9 et M, qui sont répartis entre les secteurs commercial, institutionnel et industriel. » [nous soulignons]

(ii) Réponse du Distributeur à la question 12.3 de la DDR no.1 de la Régie :

« [...] Aux tarifs D et DM, l'écart positif de 5 M\$ est attribuable à la diminution des ventes prévues (-15 M\$) et à une variation du profil des revenus réels par rapport à ceux prévus (20 M\$). » [nous soulignons]

Demandes :

- 15.1 Relativement à la référence (i), veuillez expliquer comment le Distributeur effectue sa prévision des profils mensuels des besoins en puissance pour les différents secteurs industriels au tarif L.
- 15.2 Veuillez élaborer davantage sur la variation du profil des revenus réels par rapport à ceux prévus aux tarifs D et DM pour l'année de base 2015 (référence (ii)).

TAUX DE RENDEMENT ET COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF

- 16. Références :**
- (i) Dossier R-3905-2014, Pièce B-0017, p. 17;
 - (ii) Pièce B-0020, p. 27;
 - (iii) Pièce B-0020, p. 8.

Préambule :

(i) Le Tableau B-1 à l'annexe B présente le calcul de l'écart entre les taux des obligations 30 ans et 10 ans au cours du mois d'avril 2014.

(ii) « *Les prévisions utilisées pour l'évaluation prospective du coût de la dette sont obtenues à partir du Consensus Forecasts publié en mai 2015 par la firme Consensus Economics Inc. Puisque les prévisions de taux d'intérêt de cette firme ne portent que sur les bons du Trésor 3 mois et les obligations gouvernementales 10 ans, il faut ajouter à ces taux une prévision d'écarts pour obtenir une prévision des taux d'intérêt applicables à la dette émise par Hydro-Québec.* » [nous soulignons]

(iii) « *Le contexte économique et financier n'ayant pas changé de façon notable depuis le dernier dossier portant sur le taux de rendement des capitaux propres, le Distributeur demande le maintien du taux de rendement des capitaux propres de 8,2 % pour l'année 2016, ce qui s'inscrit dans une perspective d'allègement réglementaire.* »

Demandes :

- 16.1 Veuillez déposer le tableau B-1 de la référence (i) pour le mois de mai 2015, et dont les données ont été utilisées pour l'établissement du coût de la dette tel que décrit à la référence (ii).

- 16.2 Veuillez fournir les données historiques mensuelles depuis le 31 décembre 2009 du taux de rendement des obligations 30 ans des sociétés réglementées canadiennes, soit l'indice obligataire Bloomberg C29530Y. Veuillez fournir le fichier Excel.
- 16.3 Veuillez fournir les données historiques mensuelles depuis le 31 décembre 2009 du taux de rendement des obligations 30 ans du gouvernement du Canada. Veuillez fournir le fichier Excel.
- 16.4 Veuillez commenter l'évolution du taux de rendement des obligations 30 ans des sociétés réglementées canadiennes et du taux des obligations 30 ans du gouvernement canadien depuis l'examen du dossier R-3842-2013, deux éléments du contexte économique et financier auquel renvoie la référence (iii).

CHARGES D'EXPLOITATION

17. Référence : Pièce B-0026, p. 10, tableau 3.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 3, les activités de base avec facteurs d'indexation particuliers. Parmi ces activités, on retrouve le programme d'inspection et retraitement des poteaux au montant de 15,1 M\$ pour l'année témoin 2016.

La Régie a préparé le tableau suivant qui présente l'évolution des coûts du programme d'inspection et retraitement des poteaux :

Évolution des coûts d'inspection et retraitement des poteaux

(en M\$)	<i>Année témoin (autorisé et ajusté)</i>	<i>Année de base (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>Année historique (réel)</i>	<i>Différence (réel-autorisé)</i>	
2009	3,3	3,3	3,3	0,0	0,0
2010	7,5	7,5	6,9	(0,6)	(8,0 %)
2011	12,0	12,0	9,4	(2,6)	(21,7 %)
2012	16,0	12,0	11,4	(4,6)	(28,8 %)
2013	14,8	14,8	11,1	(3,7)	(25,0 %)
2014	14,7	13,8	10,7	(4,0)	(27,2 %)
2015	13,8	13,9		(0,1)	-0,7%
2016	15,1				

Sources: Pièce B-0026, p. 10, tableau 3; tableaux équivalents des dossiers tarifaires précédents.

Demandes :

17.1 La Régie constate une surestimation annuelle d'environ 25 % entre les montants réels et autorisés des prévisions des coûts d'inspection et retraitement des poteaux entre 2011 et 2014, avec un écart moyen de 3,7 M\$. Veuillez expliquer et justifier.

17.2 Veuillez expliquer et justifier la hausse des coûts du programme, qui passent de 10,7 M\$ en 2014 à 15,1 M\$ en 2016, soit une hausse de 40 % en deux ans.

- 18. Références :** (i) Pièce B-0026, p. 10, tableau 3.
 (ii) Dossier R-3905-2014, phase 1, pièce B-0081, p. 47.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 3, les activités de base avec facteurs d'indexation particuliers, notamment les charges reliées aux « Interventions en efficacité énergétique » (dont le PGEE) au montant de 35,1 M\$ pour l'année témoin 2016.

À partir des données présentées aux références (i) et (ii), la Régie montre au tableau suivant, l'évolution des charges reliées aux « Interventions en efficacité énergétique » (dont le PGEE), pour la période 2006-2016 :

**Évolution des charges reliées aux
 « Interventions en efficacité énergétique » (dont le PGEÉ)**

(en M\$)	Année témoin (autorisé et ajusté)	Année de base (réel 4/12 - budget 8/12)	Année historique (réel)	Différence (réel-autorisé)	
2006	43,0		35,0	(8,0)	(18,6 %)
2007	48,3		30,4	(17,9)	(37,1 %)
2008	56,8		51,9	(4,9)	(8,6 %)
2009	67,8		51,3	(16,5)	(24,3 %)
2010	69,1		44,5	(24,6)	(35,6 %)
2011	57,2		32,0	(25,2)	(44,1 %)
2012 (1)	44,1	38,1	30,6	(13,5)	(30,6 %)
2013	35,0	34,5	29,4	(5,6)	(16,0 %)
2014	34,5	29,3	23,7	(10,8)	(31,3 %)
2015	35,0	35,0		0,0	0,0%
2016	35,1				

Note 1 : Dans sa décision D-2012-024, la Régie a réduit de 15 % les charges reliées au PGEÉ pour l'année témoin 2012. Ainsi, la prévision de l'année témoin 2012 du Distributeur passe de 51,9 M\$ à 44,1 M\$.

Demandes :

- 18.1 Veuillez expliquer l'augmentation de 11,4 M\$ (48 %) entre l'année témoin 2016 et l'année historique 2014.
- 18.2 Veuillez expliquer la tendance à la baisse des montants réels des charges reliées aux « Interventions en efficacité énergétique » (dont le PGEÉ) à partir de 2008.

MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS

- 19. Références :** (i) Pièce B-0027, p. 5, tableau 1;
 (ii) Pièce B-0027, p. 6 et 7.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau 1, les composantes de la masse salariale pour les années 2014 à 2016, dont les salaires de base :

Année historique 2014 : 404,7 M\$
 D-2015-018 : 428,6 M\$

Année de base 2015 : 425,5 M\$
Année témoin 2016 : 437,3 M\$

(ii) Le Distributeur explique l'augmentation des salaires de base au montant de 11,8 M\$ entre l'année témoin 2016 et l'année de base 2015, comme suit :

- *« Ajustement économique, provenant des augmentations salariales et plus particulièrement celles convenues aux conventions collectives, totalisant 12,4 M\$ (3 %);*
- *Ajustement lié à l'évolution de la main-d'oeuvre projetée pour un montant de 5,9 M\$ (facteur de projection de 0,8 % expliqué à la section 2.1 de la pièce HQD-8, document 1);*
- *Diminution de 92 ETC correspondant à une baisse de 6,5 M\$ des salaires de base, laquelle est composée essentiellement des éléments suivants :*
 - *une diminution de 80 ETC relative aux activités de base :*
 - *une baisse de 169 ETC attribuable aux gains d'efficience découlant du projet LAD, soit des gains cumulatifs de 712 ETC depuis le début du projet;*
 - *une hausse de 83 ETC afin d'assurer le renouvellement de la main d'oeuvre affectée aux activités opérationnelles du Distributeur.*
 - *une baisse de 12 ETC relative aux éléments spécifiques et activités de base avec facteurs d'indexation particuliers :*
 - *une réduction nette de 17 ETC associée au projet LAD, soit une baisse de 128 ETC des employés attirés au projet, contrebalancée par une hausse de 111 ETC des employés qui doivent être relocalisés, portant le total à 207 ETC à relocaliser;*
 - *une hausse de 6 ETC relative à la stratégie pour la clientèle à faible revenu. »*

Demandes :

- 19.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que la diminution nette de 92 ETC (référence (ii)) est principalement attribuable aux gains d'efficience découlant du projet LAD et qu'aucune diminution n'est attribuable aux opportunités reliées aux départs à la retraite prévues en 2016. Veuillez élaborer.
- 19.2 Veuillez expliquer l'augmentation des salaires de base au montant de 8,7 M\$ (2,0 %) entre l'année témoin 2016 et le montant reconnu en 2015 (D-2015-018), selon le même niveau de détail que celui présenté à la référence (ii).
- 19.3 Veuillez expliquer l'augmentation des salaires de base au montant de 32,6 M\$ (8,1 %) entre l'année témoin 2016 et l'année historique 2014, selon le même niveau de détail que celui présenté à la référence (ii).

- 20. Références :** (i) Pièce B-0027, p. 8, tableau 2;
 (ii) Pièce B-0027, p. 9, tableau 3.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau 2, l'évolution des « Équivalents temps complet » (ETC) pour la période 2014 à 2016.

Année historique 2014 :	6 037 ETC
D-2015-018 :	6 085 ETC
Année de base 2015 :	5 997 ETC
Année témoin 2016 :	5 905 ETC

- (ii) Le Distributeur présente au tableau 3, les principales variations des ETC.

**TABLEAU 3 :
 VARIATIONS DES ETC**

VARIATIONS	Année de base 2015 vs D-2015-018		Année témoin 2016 vs Année de base 2015					
	ETC	M\$	ETC	M\$				
Éléments spécifiques	+	41	+	2,6	-	17	+	0,6
Automatisation du réseau	+	5	+	0,6	-	-	+	0,1
Lecture à distance - Phases 2 et 3	+	36	+	2,0	-	17	+	0,5
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	+	24	+	1,3	+	5	+	0,7
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	+	33	+	2,1	+	6	+	0,6
Interventions en efficacité énergétique	-	9	-	0,9	-	1	+	0,1
Inspection et retraitement des poteaux de bois	-	-	+	0,1	-	-	-	-
Variation découlant des « Éléments spécifiques » et des « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers »	+	65	+	3,9	-	12	+	1,3
Amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance	-	153	-	10,4	-	80	-	4,1
Gestion de la main-d'oeuvre opérationnelle	-	46	-	2,7	+	83	+	6,7
Amélioration de la performance opérationnelle	-	107	-	7,7	-	163	-	10,8
TOTAL	-	88	-	6,5	-	92	-	2,8

Demandes :

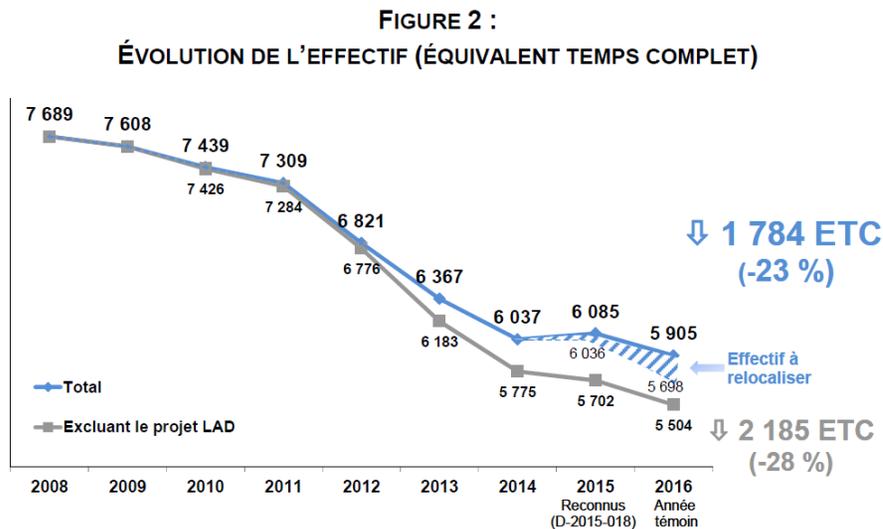
- 20.1 Veuillez expliquer la baisse de 180 ETC entre le nombre d'ETC de l'année témoin 2016 et celui reconnu en 2015 (D-2015-018), selon le même niveau de détail que celui présenté à la référence (ii).

20.2 Veuillez expliquer la baisse de 132 ETC entre le nombre d'ETC de l'année témoin 2016 et celui de l'année historique 2014, selon le même niveau de détail que celui présenté à la référence (ii).

- 21. Références :** (i) Pièce B-0008, p. 9, figure 2;
 (ii) Pièce B-0027, p. 7.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente à la figure 2, l'évolution de l'effectif (Équivalent temps complet) pour la période 2008 à 2016.



⁵ En excluant l'effectif relié à la réalisation du projet LAD, la réduction par rapport à 2008 est de l'ordre de 28 %.

(ii) Le Distributeur indique qu' « une baisse de 169 ETC attribuable aux gains d'efficacité découlant du projet LAD, soit des gains cumulatifs de 712 ETC depuis le début du projet ».

Demandes :

21.1 Veuillez compléter la figure 2 en indiquant les ETC de l'année de base 2015.

21.2 Veuillez indiquer quel est le nombre d'ETC relié aux transferts organisationnels annuels qui expliquerait une partie de la baisse de 1 784 ETC.

21.3 Veuillez confirmer qu'en 2016, 401 ETC (5 905 – 5 504) sont reliés à la réalisation du projet LAD, dont 207 ETC (5 905 – 5 698) représentent des effectifs à relocaliser. Veuillez indiquer l'échéancier pour la diminution des 194 ETC et pour la relocalisation des 207 ETC.

21.4 Veuillez confirmer que les 5 905 ETC pour l'année témoin 2016 incluent 712 ETC reliés aux gains cumulatifs du projet LAD (référence (ii)). Veuillez confirmer que n'eût été des gains d'efficacités du projet LAD, le nombre d'ETC a diminué de 1 072 ETC (-14 %) sur la période 2008 à 2016. Sinon, veuillez expliquer.

22. Référence : Pièce B-0027, p. 6 et 7.

Préambule :

Le Distributeur indique qu' :

« une hausse de 36 ETC pour le projet LAD, composée d'une baisse de 11 ETC attribués au projet et d'une hausse de 47 ETC à relocaliser. Le nombre total d'effectifs à relocaliser s'élève à 96 ETC. En effet, avec le devancement prévu de la fin du déploiement massif en 2016, la relocalisation des employés permanents assignés aux processus actuels de relève et de recouvrement représente un défi pour le Distributeur et ce dernier prend les mesures nécessaires afin d'y parvenir; »

[...]

« une réduction nette de 17 ETC associée au projet LAD, soit une baisse de 128 ETC des employés attribués au projet, contrebalancée par une hausse de 111 ETC des employés qui doivent être relocalisés, portant le total à 207 ETC à relocaliser; » [nous soulignons]

Demandes :

22.1 Veuillez expliquer de façon détaillée pourquoi les 207 ETC doivent être relocalisés et non pas abolis.

22.2 Veuillez indiquer quelles sont les mesures nécessaires pour parvenir à la relocalisation des employés permanents assignés aux processus actuels de relève et de recouvrement.

23. Références : (i) Pièce B-0027, p. 9;
(ii) Pièce B-0039, p. 6, tableau 2.

Préambule :

(i) Le Distributeur indique que :

« Le nombre d'ETC a diminué de 1 312 ETC (soit 18 %) sur la période 2011-2015, ce qui représente une baisse considérable. Cette diminution résulte des efforts d'efficacité du Distributeur dans un contexte de départs importants à la retraite. Ces départs ont permis de diminuer le nombre d'employés liés aux fonctions de support.

Cependant, dans le but de répondre à la croissance des activités liées aux nouveaux abonnements, d'assurer la pérennité du réseau de distribution et de maintenir la qualité de service, le Distributeur tient à rappeler qu'il doit procéder au renouvellement de sa main-d'oeuvre affectée aux activités opérationnelles. » [nous soulignons]

(ii) Le Distributeur présente au tableau 2, les gains associés au projet LAD, en ETC.

Année historique 2013 :	-61 ETC	
Année historique 2014 :	-139 ETC	
Année de base 2015 :	-343 ETC	(cumulatifs de -543 ETC)
Année témoin 2016 :	-169 ETC	

Demandes :

23.1 Veuillez confirmer que n'eût été des gains cumulatifs de 543 ETC en 2015 du projet LAD, le nombre d'ETC aurait diminué de 769 ETC (-11 %) sur la période 2011 à 2015. Sinon veuillez expliquer.

23.2 Veuillez expliquer de façon détaillée la hausse des ETC reliée au renouvellement de sa main-d'oeuvre affectée aux activités opérationnelles, entre l'année témoin 2016 et le nombre reconnu en 2015.

24. Références : (i) Pièce B-0027, p. 8, tableau 2;
(ii) Rapports annuels 2010 à 2014, section « Évolution annuelle de l'effectif en équivalent temps complet ».

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 2, l'évolution des « Équivalents temps complet » (ETC) pour la période 2014 à 2016.

Année historique 2014 :	6 037 ETC
D-2015-018 :	6 085 ETC
Année de base 2015 :	5 997 ETC
Année témoin 2016 :	5 905 ETC

À partir des données présentées aux références (i) et (ii), la Régie montre au tableau suivant, l'évolution des écarts entre le réel et le budget autorisé sur un horizon 2010-2015. La Régie note une sous-estimation des gains d'efficience.

Rapport annuel		Écart réel	
		Vs autorisé et ajusté	
2010	Éléments spécifiques	-47 ETC	-5,5 M\$
	Amélioration de la performance	-152 ETC	-10,0 M\$
	Total	-199 ETC	-15,5 M\$
2011	Éléments spécifiques	-17 ETC	-0,9 M\$
	Amélioration de la performance	-151 ETC	-14,4 M\$
	Total	-168 ETC	-15,3 M\$
2012	Éléments spécifiques	-12 ETC	-1,6 M\$
	Amélioration de la performance	-454 ETC	-40,3 M\$
	Total	-466 ETC	-41,9 M\$
2013	Éléments spécifiques	77 ETC	6,9 M\$
	Activités de base FIP	-20 ETC	-2,2 M\$
	Amélioration de la performance	-787 ETC	-61,1 M\$
	Total	-730 ETC	-56,4 M\$
2014	Éléments spécifiques	188 ETC	15,6 M\$
	Activités de base FIP	11 ETC	0,5 M\$
	Amélioration de la performance	-549 ETC	-44,2 M\$
	Total	-350 ETC	-28,2 M\$
AB2015	Éléments spécifiques	+41 ETC	2,6 M\$
	Activités de base FIP	+24 ETC	1,3 M\$
	Amélioration de la performance	-153 ETC	-10,4 M\$
	Total	-88 ETC	-6,5 M\$

Demande :

24.1 La Régie note depuis 2010 une sous-évaluation systématique des ETC reliés à l'amélioration de la performance nette de croissance. Veuillez commenter et indiquer pourquoi l'établissement de la prévision de l'amélioration de la performance organisationnelle ne tient pas compte initialement des opportunités de départs à la retraite et des gains d'efficacités anticipés autres que ceux associés au projet LAD.

AUTRES CHARGES DIRECTES

- 25. Références :** (i) Pièce B-0028, p. 5, tableau 1;
 (ii) Pièce B-0028, p. 6.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 1, l'évolution des « Autres charges directes » pour les années 2014 à 2016, dont la « Maîtrise de la végétation » :

Année historique 2014 : 47,1 M\$

D-2015-018 :	63,1 M\$
Année de base 2015 :	57,7 M\$
Année témoin 2016 :	57,7 M\$

(ii) Le Distributeur explique la variation des « Autres charges directes » entre l'année témoin 2016 et l'année historique 2014, comme suit :

« Les coûts relatifs aux activités de base augmentent de 18,3 M\$. Cette variation s'explique principalement par le rétablissement du budget relié à l'activité de maîtrise de la végétation à un niveau normal à la suite des impacts de la grève des élagueurs en 2014 pour un montant de 11 M\$ et par l'ajout d'un montant additionnel de près de 6 M\$ nécessaire pour la mise en conformité des parcs à carburant dans les centrales en réseaux autonomes. [...] »
[nous soulignons]

Demandes :

25.1 Veuillez fournir l'évolution des charges reliées à la « Maîtrise de la végétation » pour les années 2010-2016. Veuillez expliquer les écarts importants.

25.2 Veuillez expliquer et justifier l'ajout d'un montant additionnel de près de 6 M\$ nécessaire pour la mise en conformité des parcs à carburant dans les centrales en réseaux autonomes.

- 26. Références :** (i) Pièce B-0028, p. 5, tableau 1;
(ii) Pièce B-0028, p. 5.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 1, l'évolution des « Autres charges directes » pour les années 2014 à 2016, dont les « Services professionnels et autres » :

Année historique 2014 :	91,8 M\$
D-2015-018 :	88,8 M\$
Année de base 2015 :	108,2 M\$
Année témoin 2016 :	108,2 M\$

(ii) Le Distributeur explique la variation des « Autres charges directes » entre l'année de base 2015 et le montant reconnu en 2015 (D-2015-018), comme suit :

« Les coûts relatifs aux activités de base augmentent de 10,2 M\$, soit une hausse de 3,6 %. Cette hausse reflète le fait que le Distributeur ne prévoit pas être en mesure de réaliser la réduction de la charge provenant des services professionnels demandée par la Régie dans sa décision D-2015-018. D'ailleurs, les besoins en services professionnels se maintiennent en 2016. [...] ».

Demandes :

- 26.1 Veuillez expliquer la hausse de 16,4 M\$ (17,9 %) entre l'année historique 2014 et l'année de base 2015, l'année témoin 2016.
- 26.2 Veuillez justifier le fait que « *le Distributeur ne prévoit pas être en mesure de réaliser la réduction de la charge provenant des services professionnels demandée par la Régie dans sa décision D-2015-018* » (référence (ii)).
- 26.3 Veuillez fournir la prévision neuf mois réels et 3 mois projetés pour l'année 2015 des « Services professionnels et autres ». Veuillez indiquer distinctement les neuf mois réels du 1^{er} janvier au 30 septembre 2015.

CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS

27. Référence : Pièce B-0068, p. 60 et 61.

Préambule :

« Le Distributeur confirme que les données relatives à l'année témoin 2016 sont projetées. En effet, les ententes clients-fournisseurs sont établies en fonction des éléments suivants :

- *Les coûts de nature variables liés au volume consommé sont déterminés sur la base des besoins prévus par le Distributeur en tenant compte des orientations et des faits nouveaux connus au moment d'établir les projections (produits à la consommation).*
- *Les coûts de nature fixe représentent l'enveloppe de coûts prévus du fournisseur répartis aux unités selon différentes bases de facturation (produits forfaitaires).*

Pour les produits à la consommation, la facturation s'effectue en fonction du volume réellement consommé. Pour les produits forfaitaires, les montants facturés au Distributeur sont ceux convenus à l'entente clients-fournisseurs.

Le Distributeur rappelle que les réductions de coûts récurrentes sont incorporées dans les ententes clients-fournisseurs des années subséquentes, le cas échéant. » [nous soulignons]

Demandes :

- 27.1 Veuillez indiquer que les possibles écarts de facturation relatifs aux ententes clients-fournisseurs sont reliés uniquement aux écarts de volume. Veuillez expliquer.

- 27.2 Veuillez confirmer que les possibles écarts de prix relatifs à la facturation des ententes clients-fournisseurs pour l'année témoin 2016 ne seraient ni incorporés dans l'année de base 2016 du prochain dossier tarifaire ni dans l'année historique du rapport annuel 2016. Veuillez expliquer.
- 27.3 Pour les produits forfaitaires, veuillez confirmer que les ententes clients-fournisseurs sont établies en mode prévisionnel et ne sont pas révisées en cours d'année avec les données les plus récentes ou réelles. Veuillez élaborer.
- 27.4 Veuillez estimer la proportion des coûts de nature variable et des coûts de nature fixe associés aux charges des services partagés.

28. Référence : Pièce B-0029, p. 8.

Préambule :

Tableau 3 – Ajustement au titre du rendement sur les actifs du CSP (M\$);

Tableau 4 – Ajustement au titre du rendement sur les actifs du groupe Technologie (M\$).

Demandes :

- 28.1 Pour chacun des tableaux au préambule, veuillez expliquer la hausse de la base de tarification du fournisseur de 2014 à 2016.
- 28.2 Pour chacun des tableaux au préambule, veuillez expliquer la variation de la quote-part du Distributeur de 2014 à 2016.

EFFICIENCE DES FOURNISSEURS INTERNES DU DISTRIBUTEUR

- 29. Références :**
- (i) Pièce B-0030, p. 5;
 - (ii) Pièce B-0013, p. 5 à 9;
 - (iii) Pièce B-0013, p. 10.

Préambule :

- (i) Tableau 1 – Évolution du ratio Charges de services partagés par abonnement au Québec pour les années 2012 à 2016.
- (ii) Section 1 – Plan intégré d'amélioration de l'efficacité.
- (iii) Tableau 3 – Indicateurs d'efficacité privilégié par le Distributeur.

Demandes :

- 29.1 Pour la période 2012-2016 ainsi que pour 2015-2016, veuillez comparer la croissance annuelle moyenne des charges de services partagés (\$) par abonnement pour le CSP et pour le groupe Technologie avec la variation annuelle moyenne du coût total Distribution et SALC (\$) par abonnement du Distributeur. Veuillez commenter.
- 29.2 Veuillez préciser les moyens qu'utilise le Distributeur pour s'assurer d'obtenir auprès des fournisseurs internes des prix qui soient concurrentiels par rapport à ceux offerts sur le marché.
- 29.3 Veuillez indiquer si le Distributeur planifie se procurer à l'externe certains biens et services présentement fournis par les fournisseurs internes. Veuillez élaborer.
- 29.4 Tel que le fait le Distributeur (référence (ii)), veuillez présenter des plans intégrés d'amélioration de l'efficacité pour le CSP, le groupe Technologie et les Unités corporatives. Veuillez notamment présenter pour chacun un plan d'optimisation des effectifs, un plan de réalisation de gains d'efficacité, ainsi que des objectifs de croissance des indicateurs sur une période donnée.

- 30. Références :**
- (i) Pièce B-0030, p. 7;
 - (ii) Pièce B-0029, p. 9 et 10;
 - (iii) Pièce B-0029, p. 10 et 11.

Préambule :

- (i) Tableau 3 – Coût d'exploitation des espaces (\$/m²).
Tableau 5 – Coût d'entretien (\$) / véhicule équivalent.
- (ii) Tableau 5 – Revenus 2014 du CSP en provenance des clients réglementés (M\$).
Tableau 6 – Revenus 2015 du CSP en provenance des clients réglementés (M\$).
Tableau 7 – Revenus 2016 du CSP en provenance des clients réglementés (M\$).
- (iii) Tableau 8 – Volumes facturés 2014.
Tableau 9 – Volumes facturés 2015.
Tableau 10 – Volumes facturés 2016.

Demandes :

- 30.1 À partir des références (ii) et (iii), la Régie calcule un coût d'exploitation des espaces de 129,98 \$/m² en 2014 et de 131,14 \$/m² en 2016, pour une variation annuelle moyenne de 0,4 %. Pour sa part, le CSP présente un coût d'exploitation des espaces de 124,1 \$/m²

en 2014 et de 117,6 \$/m² en 2016, pour une variation annuelle moyenne de -2,7 %. Veuillez commenter la différence de résultats.

- 30.2 Veuillez préciser, pour les années 2012 à 2016, la répartition du parc immobilier (en nombre et en m²) dans chacune des régions administratives du Québec.
- 30.3 Veuillez présenter, pour les années 2012 à 2016, le coût d'exploitation des espaces (\$/m²) dans la région de Montréal, de Québec et les autres régions administratives de la province. Veuillez expliquer les résultats et commenter les différences entre les régions.
- 30.4 À partir des références (ii) et (iii), la Régie calcule un coût d'entretien par véhicule de 13 624 \$ en 2014 et de 15 006 \$ en 2016, pour une variation annuelle moyenne de 4,9 %. Pour sa part, le CSP présente un coût d'entretien par véhicule de 3 386 \$ en 2014 et de 3 394 \$ en 2016, pour une variation annuelle moyenne de 0,1 %. Veuillez commenter la différence de résultats.
- 30.5 Veuillez préciser si le coût des combustibles (essence, diesel, etc.) est inclus dans le coût d'entretien des véhicules.
- 30.6 Veuillez préciser, pour les années 2012 à 2016, le nombre de véhicules par catégorie.
- 30.7 Pour le domaine Services de transport, veuillez calculer les données de l'indicateur suivant pour les années 2012 à 2016, de même que la variation annuelle moyenne sur cette période :
- Nombre de véhicules équivalents / Effectif dédié.
- 30.8 Veuillez commenter l'opportunité d'utiliser cet indicateur à l'avenir.

- 31. Références :**
- (i) Pièce B-0030, p. 8;
 - (ii) Pièce B-0029, p. 11.

Préambule :

- (i) Tableau 6 – Coût de gestion du CSP (\$) / Matériel consommé (\$).
- (ii) Tableau 10 – Volumes facturés 2016.

Demandes :

- 31.1 Pour le domaine Gestion du matériel du CSP, veuillez calculer les données de l'indicateur suivant pour les années 2012 à 2016, de même que la variation annuelle moyenne sur cette période :
- Coût de gestion du matériel CSP (\$)/Effectif dédié.

31.2 Veuillez commenter l'opportunité d'utiliser cet indicateur à l'avenir.

- 32. Références :** (i) Pièce B-0030, p. 11;
(ii) Pièce B-0030, p. 11.

Préambule :

(i) Tableau 10 – Coût du produit Poste de travail TIC par effectif (\$)

(ii) *« L'indicateur affiche une croissance annuelle moyenne de 10,4 % entre 2012 et 2016. Cette croissance découle principalement du projet Évolution du poste de travail (EPT), du transfert de l'application Web HydroDoc du CSP, du programme de sécurité TIC et du projet Accès sans fil. En excluant ces éléments, la variation annuelle moyenne aurait été de 5,2 %. La diminution du nombre d'effectifs de 3,9 % dans l'entreprise exerce également une pression à la hausse sur le résultat de l'indicateur ».*

Demande :

32.1 Veuillez présenter différentes mesures d'efficacité à implanter afin de réduire la variation annuelle moyenne de cet indicateur à un niveau égal ou inférieur à l'inflation.

AUTRES CHARGES

- 33. Références :** (i) Pièce B-0032, p. 5;
(ii) Pièce B-0032, p. 6;
(iii) Pièce B-0032, p. 8;
(iv) Pièce B-0068, p. 65.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 1 l'évolution des autres charges, dont les achats de combustibles :

**TABLEAU 1 :
 ÉVOLUTION DES AUTRES CHARGES (M\$)**

Description	Année historique 2014	2015		Année témoin 2016
		D-2015-018	Année de base	
Achats de combustible ¹	93,8	104,0	104,0	88,1
Achats de combustible	104,4	96,4	93,3	92,9
Compte d'écarts 2012	(3,5)			
Compte d'écarts 2013	(0,8)	(0,3)	(0,3)	
Compte d'écarts 2014	(6,3)	7,9	7,9	(1,7)
Compte d'écarts 2015			3,1	(3,1)

(ii) Le Distributeur présente au tableau 2 le détail des coûts et volumes de combustibles :

**TABLEAU 2 :
 DÉTAIL DES COÛTS ET DES VOLUMES DE COMBUSTIBLE**

Description	Année historique 2014		2015				Année témoin 2016	
	Réel		D-2015-018		Année de base		M\$	M Litres
	M\$	M Litres	M\$	M Litres	M\$	M Litres		
Mazout - Réseaux autonomes	82,3	76,5	77,2	77,1	72,8	78,5	72,5	77,9
Interventions en efficacité énergétique (Compensation mazout - PUEÉRA)	15,4		12,0		12,6		13,1	
Groupes électrogènes de secours	6,4	2,7	6,5	3,0	7,6	3,0	7,0	3,0
Location et entretien	3,5		4,0		5,1		4,4	
Combustible	2,9	2,7	2,5	3,0	2,5	3,0	2,6	3,0
Rapides-des-Joachims	0,3		0,7		0,3		0,3	
Total	104,4		96,4		93,3		92,9	

(iii) Le Distributeur présente au Tableau 3 une comparaison des prix du baril de pétrole WTI pour l'année historique 2014, l'année de base 2015 et l'année témoin 2016 :

TABLEAU 3 :
COMPARAISON DES PRIX DU BARIL DE PÉTROLE WTI

	WTI en \$US/baril
<u>Année historique 2014</u> Prix moyen observé en 2014	93,17
<u>Année 2015 (D-2015-018)</u> Moyenne des prix à terme du mois d'avril 2014 portant sur 2015	91,57
<u>Année de base 2015</u> Moyenne des prix à terme du mois d'avril 2015 portant sur les mois de mai à décembre 2015	57,17
<u>Année de base 2015</u> Prévision de l'EIA	54,58
<u>Année témoin 2016</u> Moyenne des prix à terme du mois d'avril 2015 portant sur 2016	61,37
<u>Année témoin 2016</u> Prévision de l'EIA	71,00

(iv) En réponse à la question 25.1 de la demande de renseignements no 1 de la Régie, le Distributeur répond ce qui suit :

« Le Distributeur a retenu dans le présent dossier la prévision des prix du WTI de l'EIA afin d'harmoniser la prévision des coûts de combustible utilisée pour estimer le budget dédié aux achats de combustible avec celle permettant de déterminer les coûts évités des réseaux autonomes. »

Demandes :

- 33.1 Veuillez déposer une mise à jour du tableau 3 de la référence (iii) avec la prévision la plus récente des prix du WTI par l'EIA, et avec la mise à jour correspondante de la prévision des prix du WTI selon la moyenne des prix à terme, le tout pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.
- 33.2 Veuillez déposer une mise à jour des tableaux 1 et 2 des références (i) et (ii) respectivement, pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016, avec votre mise à jour des prix du WTI selon l'EIA de même qu'avec la mise à jour correspondante de la prévision des prix du WTI selon la moyenne des prix à terme.
- 33.3 Outre l'harmonisation de la méthodologie de prévision des coûts de combustible avec celle de la détermination des coûts évités des réseaux autonomes (référence (iv)), y a-t-il d'autres raisons qui motivent le changement de base de prévision du Distributeur? Veuillez élaborer.

33.4 Veuillez indiquer depuis quand le Distributeur utilise les prix du WTI de l'EIA pour la prévision des coûts de combustible permettant de déterminer les coûts évités des réseaux autonomes (référence (iv)).

- 34. Références :** (i) Pièce B-0032, p. 10 et 11;
 (ii) Décision D-2015-018, dossier R-3905-2014, phase 1, p. 162.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 4, le détail des coûts nets liés aux sorties d'actifs par catégories d'actifs ou projets sur la période 2014 à 2016.

**TABLEAU 4 :
 DÉTAIL DES COÛTS NETS LIÉS AUX SORTIES D'ACTIFS (M\$)**

	Année historique 2014	2015		Année témoin 2016
		D-2015-018	Année de base	
Corroborations	4,8	2,0	8,0	8,0
Poteaux	-	-	-	-
Conducteurs	0,2	-	-	-
Câbles	3,3	-	6,0	6,0
Transformateurs	1,3	1,0	1,0	1,0
Autres	-	1,0	1,0	1,0
Appareils de mesure et autres	5,8	8,0	8,0	8,0
Appareils de mesure	3,7	4,5	4,5	4,5
Revenus provenant de la vente d'actifs	(7,2)	(7,0)	(6,0)	(6,0)
Projets abandonnés et autres	9,3	10,5	9,5	9,5
Total avant projets majeurs	10,6	10,0	16,0	16,0
Projet majeur - LAD	32,3	22,7	31,7	3,4
Total	42,9	32,7	47,7	19,4

« Le Distributeur rappelle la nécessité d'effectuer les travaux de corroboration annuellement afin d'assurer l'intégralité des actifs en exploitation au registre des immobilisations. Pour l'année témoin 2016, le Distributeur établit sa prévision des coûts nets liés aux sorties d'actifs des travaux de corroboration à 8,0 M\$, sur la base de la moyenne des travaux des années 2011 à 2015, soit 7,5 M\$. Le Distributeur souligne qu'il continue de mener annuellement à terme ses exercices de corroboration. Ce faisant, il estime ne pas être en mesure d'appliquer en 2015 la réduction des coûts relatifs aux corroboration demandées par la Régie dans sa décision D-2015-018. D'ailleurs, malgré les travaux de mise en place du projet LAD, les coûts de corroboration pour l'année historique 2014 auraient atteint environ 8,0 M\$ n'eut été d'un redressement du volume des câbles. » [nous soulignons]

(ii) La Régie présente un extrait de sa décision D-2015-018 :

« [647] *Questionné sur ce sujet, le Distributeur indique qu'en 2015, un montant global de 10 M\$ est nécessaire pour la réalisation des dossiers prévus au plan quinquennal, incluant les actifs de la catégorie Autres actifs. Le Distributeur précise que le niveau des sorties d'actifs peut varier d'une année à l'autre, selon les dossiers qui sont réalisés. Il souligne qu'en 2013, les sorties d'actifs découlant des exercices de corroboration ont été moindres que la tendance historique et, par conséquent, ne peuvent servir de base de comparaison avec la prévision de 2015. Il explique qu'une priorité a été accordée au suivi de l'impact du remplacement des appareils dans le cadre du déploiement du Projet LAD, reportant ainsi la réalisation de certains dossiers de corroboration.*

[648] Le Distributeur ajoute que 2013 étant la première année de déploiement du Projet LAD, il a consacré ses efforts à la mise en place et au contrôle d'un processus de retrait massif d'actifs. L'implantation de ce processus étant complétée, le Distributeur peut, en 2014 et 2015, consacrer ses efforts à la poursuite de son plan quinquennal qui prévoit la corroboration de l'ensemble de ses actifs sur une période de cinq ans.

[649] Par ailleurs, le Distributeur informe la Régie qu'il modifie son calendrier de déploiement massif afin de compléter l'installation des 3,8 millions de CNG d'ici la fin de l'année 2016 plutôt qu'en 2018.

[650] Dans un contexte où le calendrier du Projet LAD est accéléré de deux ans, la Régie n'est pas convaincue que le Distributeur puisse consacrer ses efforts à la réalisation de certains dossiers de corroboration. Elle demande au Distributeur de réduire de 8 M\$ les coûts nets liés aux sorties d'actifs pour l'année témoin 2015, afin de maintenir les coûts relatifs aux corroborations au même niveau que ceux de l'année historique 2013. »

Demandes :

- 34.1 Veuillez compléter le tableau 4, en fournissant les données réelles des coûts nets liés aux sorties d'actifs pour la période 2010 à 2014 ainsi que les données réelles du 1^{er} janvier au 30 septembre 2015.
- 34.2 Veuillez démontrer que le Distributeur n'est pas en mesure d'appliquer en 2015 la réduction de 8 M\$ demandée par la Régie dans sa décision D-2015-018, dans un contexte où le calendrier du Projet LAD est accéléré de deux ans.

BASE DE TARIFICATION

- 35. Références :**
- (i) Pièce B-0034;
 - (ii) Pièce B-0064, p. 15 à 19;
 - (iii) Rapports annuels 2004 à 2014, section « Base de tarification ».

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente le détail des bases de tarification pour la période de 2014 à 2016. Les moyennes des 13 soldes des bases de tarification totales sont énumérées ci-après :

Année historique 2014 :	10 550,5 M\$ (IFRS)
D-2015-018 :	10 688,8 M\$ (IFRS)
Année de base 2015 :	10 528,9 M\$ (US GAAP)
Année témoin 2016 :	10 683,0 M\$ (US GAAP)

- (ii) En complément de preuve, le Distributeur présente une version révisée des bases de tarification de l'année de base 2015 et de l'année témoin 2016, sans l'impact du passage au US GAAP (maintien des IFRS). Les moyennes des 13 soldes des bases de tarification totales sont énumérées ci-après :

Année de base 2015 :	10 527,6 M\$ (IFRS)
Année témoin 2016 :	10 829,9 M\$ (IFRS)

- (iii) À partir des données présentées aux références (i) à (iii), la Régie montre au tableau suivant, une comparaison des bases de tarification (selon la moyenne des 13 soldes) réelles et celles autorisées pour la période 2004 à 2014 ainsi que pour l'année de base 2015.

Bases de tarification totales (moyenne des 13 soldes)

(en M\$)	Données réelles	Données autorisées	Écarts
2016	10 683,0 (budget 2016) (3)		
2015	10 528,9 (4/8 2015) (3)	10 688,8	-159,9
2014	10 550,5	10 568,5 (1)	-18,0
2013	10 139,0	10 280,0	-141,0
2012	9 895,7	10 063,0	-167,3
2011	10 305,6	10 387,6	-82,0
2010	9 989,8	10 044,8 (2)	-55,0
2009	9 741,4	9 826,2	-84,8
2008	9 861,2	10 025,0	-163,8
2007	9 413,1	9 441,5	-28,4
2006	8 874,5	8 919,1	-44,6
2005	8 447,0	8 462,8	-15,8
2004	8 318,7	8 446,9	-128,3

Note 1 : Inclut une réduction globale de 100 M\$ demandée par la Régie dans sa décision D-2014-037, p.102.

Note 2 : Inclut une réduction globale de 50 M\$ demandée par la Régie dans sa décision D-2010-022, p. 89.

Note 3 : Les données de l'année de base 2015 et de l'année témoin 2016 tiennent compte des modifications comptables découlant du passage aux US GAAP (dossier R-3927-2015).

Demandes :

- 35.1 Veuillez quantifier et expliquer les composantes de l'écart de -146,9 M\$ entre les données de l'année témoin 2016 (US GAAP) et les données de l'année témoin 2016 (IFRS).
- 35.2 Veuillez quantifier et expliquer les composantes de l'écart de +141,1 M\$ entre les données de l'année témoin 2016 (IFRS) et le montant reconnu en 2015 (IFRS).
- 35.3 Veuillez quantifier et expliquer les composantes de l'écart de -159,9 M\$ entre les données de l'année de base 2015 et le montant reconnu en 2015.

DEMANDE D'AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2016

- 36. Références :**
- (i) Pièce B-0038, p. 6 et 7;
 - (ii) Pièce B-0038, p. 8;
 - (iii) Pièce B-0038, p. 35.

Préambule :

- (i) Dans la section Contexte général de planification, il est mentionné que :

« Le Distributeur précise que sa démarche consiste d'abord à planifier l'ensemble des travaux à réaliser selon deux types d'investissements, soit, d'une part, ceux à impact main-d'œuvre et, d'autre part, les autres investissements. »

Le tableau 4 fait état, pour 2016, d'investissements totaux, incluant les investissements inférieurs et supérieurs à 10 M\$, chiffrés à 682,4 M\$. Ce montant comprend des investissements à impact main-d'œuvre de 450 M\$ et Autres investissements de 232,4 M\$.

Pour ce qui est des investissements à impact main d'œuvre, le Distributeur mentionne que:

« Le Distributeur précise qu'il planifie l'ensemble des travaux à réaliser sur son réseau en fonction de ses priorités et que la force de travail disponible totale est un facteur clé de cette planification, qu'il s'agisse de travaux de nature capitalisable ou non, et ce, sans égard aux types d'autorisations (investissements inférieurs ou supérieurs à 10 M\$). » [nous soulignons]

(ii) « Pour établir ses budgets et planifier ses investissements à impact main-d'œuvre, le Distributeur considère les éléments suivants :

- *Besoins du réseau de distribution :*
Les besoins sont établis sur la base de données historiques pour les travaux récurrents liés aux obligations du Distributeur et à partir d'analyses du comportement du réseau pour les projets spécifiques.
- *Priorisation des besoins (travaux) en fonction du niveau de risque :*
Les travaux récurrents liés aux obligations du Distributeur sont classés comme critiques ou élevés dans l'échelle de priorités. Les investissements en alimentation des abonnés, défauts et imprévus, demandes de tiers et demandes d'usage en commun font partie de cette catégorie. Les projets spécifiques font l'objet d'une priorisation à partir de matrices de sévérité. Les détails à ce sujet sont donnés à l'annexe A.
- *Force de travail disponible totale :*
Le Distributeur doit enfin tenir compte du nombre d'effectifs disponibles pour réaliser les travaux, d'une saine gestion des heures supplémentaires et, le cas échéant, de la contribution des entrepreneurs externes, selon la nature des travaux à réaliser. » [nous soulignons]

(iii) Le tableau B-1 présente les investissements inférieurs à 10 M\$ par catégorie d'investissement pour la période 2010 à 2016, détaillés par sous-catégorie.

Demandes :

36.1 Veuillez préciser si, à l'exception des projets spécifiques priorisés selon les matrices de sévérité, tous les travaux à impact main-d'œuvre appartenant aux catégories Maintien des actifs, Croissance de la demande et Respect des exigences, sont priorisés de façon globale ou en fonction de la catégorie et de la sous-catégorie d'investissement concernée? Veuillez expliciter et confirmer que cette priorisation ne tient pas compte du type d'autorisation (investissements inférieurs ou supérieurs à 10 M\$).

36.2 Veuillez préciser si des enveloppes budgétaires sont accordées globalement ou par composante ou par sous-catégorie et si la priorisation se fait globalement ou à l'intérieur de chaque composante ou de chaque sous-catégorie.

36.2.1. Dans le cas où des enveloppes budgétaires sont accordées par composante ou par sous-catégorie, veuillez préciser si elles sont accordées en tenant compte de l'historique des travaux récurrents avant la priorisation des projets et si elles couvrent tous les projets qui n'apparaissent pas aux matrices de sévérité.

37. Référence : Pièce B-0038, p. 12.

Préambule :

« Autres actifs de soutien :

Les investissements prévus s'élèvent à 31,0 M\$ pour 2016, en hausse de 8,6 M\$ par rapport à ceux autorisés pour 2015. Cette hausse s'explique notamment par le reclassement en 2016 du projet SIG, auparavant présenté dans la rubrique « réseau de distribution », de même que par le reclassement du projet Téléphonie sans fil de la catégorie amélioration de la qualité vers la catégorie maintien des actifs. Elle reflète également l'acquisition d'outils servant à équiper les nouveaux véhicules. »

Demandes :

37.1 Veuillez indiquer le montant correspondant au reclassement du projet SIG dans la catégorie Autres actifs de soutien.

37.2 Veuillez indiquer le montant correspondant à l'acquisition d'outils servant à équiper les nouveaux véhicules.

38. Référence : Pièce B-0038, p. 13.

Préambule :

Dans la catégorie Amélioration de la qualité, le Distributeur prévoit 20,6 M\$ en technologies de l'information en 2016 incluant, notamment :

« 8,4 M\$ pour le projet Ordonnancement des équipes mesure et maintenance (POEMM), relatif à l'intégration des activités de mesure, relève et recouvrement afin d'accroître l'efficacité opérationnelle. »

Demande :

38.1 Veuillez indiquer si le POEMM fait partie en tout ou en partie du projet LAD. Veuillez élaborer.

- 39. Références :**
- (i) Pièce B-0038, p, 27;
 - (ii) Pièce B-0038, p. 37;
 - (iii) Pièce B-0038, p.38.

Préambule :

(i) *« Toutefois, le Distributeur souligne que depuis une vingtaine d'années, il a mis en place diverses stratégies visant à optimiser ses pratiques d'intervention sur le réseau et à effectuer une meilleure gestion de son risque. Jumelées à une plus grande densification, ces stratégies ont permis de maintenir la fiabilité du réseau sans avoir recours à des investissements massifs. En outre, de larges pans du réseau ont été reconstruits au cours des années 1980 et, pour cette raison, le taux de renouvellement au cours des dernières années est faible. »*

(ii) Selon le tableau B-2, le Distributeur prévoit des investissements à impact main-d'œuvre de 428,5 M\$ pour l'année de base 2015 et de 450 M\$ pour l'année témoin projetée 2016.

(iii) Le Tableau B-4 présente les investissements totaux à impact main d'œuvre. Le Distributeur commente ce tableau, comme suit :

« Les résultats présentés au tableau B-4 montrent que les investissements à impact main d'œuvre totaux des années 2012 et 2013 ont diminué de façon significative par rapport à ceux des années 2010 et 2011. Cette diminution constatée en 2012 et 2013, liée à la réduction des heures, s'explique principalement par les éléments suivants :

- *un nombre important de départs à la retraite;*
- *une saine gestion du temps supplémentaire selon les priorités d'affaires;*
- *des événements ponctuels liés aux pannes et aux missions qui ont déplacé la force de travail du Distributeur.*

Les investissements à impact main-d'œuvre totaux de 2014, quant à eux, sont stables par rapport à ceux de 2013, en baisse de 1,8 M\$. »

Demandes :

39.1 La Régie note une baisse des investissements depuis 2012, malgré la progression du kilométrage du réseau et du nombre d'abonnés, tout en maintenant la fiabilité du réseau. Veuillez indiquer si cette baisse des investissements pourrait se poursuivre considérant le nombre de départs à la retraite prévu et la meilleure gestion du temps supplémentaire.

39.2 Veuillez justifier, pour les investissements à impact main-d'œuvre, le montant de 450 M\$ demandé pour l'année témoin 2016, selon le tableau B-2 mentionné en référence (i).

- 40. Références :** (i) Pièce B-0038, p. 12;
(ii) Pièce B-0038, p. 35.

Préambule :

(i) « *Bâtiments*

Les investissements prévus s'élèvent à 25,0 M\$ en 2016, en baisse de 4,5 M\$ par rapport à ceux autorisés pour 2015. Ces investissements serviront à maintenir en bon état l'ensemble du parc immobilier du Distributeur. Les besoins ont été établis en tenant compte du plan de pérennité sur cinq ans du Centre des services partagés (CSP), en se basant sur des critères comme l'âge et l'état de l'actif, de même que sur les investissements des dernières années. »

(ii) Le tableau B-1 montre, entre autres, l'évolution des montants autorisés et des montants réels pour les bâtiments. On note un écart entre les budgets autorisés et les montants réels depuis 2011, mais une certaine stabilité des montants dépensés.

Demandes :

40.1 Veuillez justifier les surestimations des prévisions budgétaires relatives aux investissements en bâtiments, observées depuis 2011.

40.2 Veuillez élaborer davantage sur l'établissement des besoins en investissement à partir du plan de pérennité sur cinq ans du CSP.

- 41. Références :** (i) Pièce B-0038, p. 12;
(ii) Pièce B-0038, p. 35;
(iii) Pièce B-0038, p. 38.

Préambule :

(i) « *Matériel roulant*

Les investissements prévus s'élèvent à 27,9 M\$ pour 2016, en hausse de 12,9 M\$ par rapport à ceux autorisés pour 2015. Cette hausse s'explique par l'acquisition de véhicules, d'une part, pour les équipes-relèves au montant de 4,0 M\$ et, d'autre part, pour assurer la pérennité du parc de véhicules au montant de 8,9 M\$.

Les besoins du Distributeur tiennent compte de sa stratégie d'acquisition du matériel roulant, révisée au cours des dernières années. Celle-ci vise l'optimisation de la taille du parc de véhicules en considérant les critères de pérennité établis par le CSP comme l'âge, le kilométrage parcouru et l'état du matériel. » [nous soulignons]

(ii) Le Tableau B-1 montre, entre autres, l'évolution des montants autorisés et les montants réels dépensés pour le Matériel roulant, pour la période 2010-2016.

(iii) « *Matériel roulant*

La baisse des investissements constatée sur la période 2012-2014 fait suite à une révision de la stratégie d'acquisition du matériel roulant amorcée par le Distributeur au cours de l'année 2012 et visant l'optimisation de la taille du parc de véhicules. » [nous soulignons]

Demandes :

41.1 Selon le Tableau B-1, les investissements en matériel roulant ont diminué entre 2012 et 2014. Le tableau affiche, depuis 2010, des montants réels toujours inférieurs aux montants autorisés. Veuillez expliquer le lien entre la « Stratégie d'acquisition » invoquée aux références (i) et (iii) et la hausse des investissements prévue pour 2016.

41.2 Veuillez préciser les critères de pérennité du parc de véhicules, établis par le CSP. Veuillez mentionner les changements apportés à ces critères dans les dernières années, le cas échéant.

41.3 La rubrique Matériel roulant du Tableau B-1 de la référence (ii) affiche, pour l'année témoin projetée 2016, un montant de 27,9 M\$, soit une hausse de 15,9 M\$, (plus de 200 %) comparativement à celui de 12 M\$ prévu pour l'année de base 2015. Veuillez justifier.

42. Références : (i) Pièce B-0038, p. 28, Figure A-3;
(ii) Pièce B-0013, p. 29.

Préambule :

(i) La Figure A-3 de la référence montre que l'IC brut s'est sensiblement écarté de l'IC normalisé dans la période 2000 à 2014 par rapport à la période 1987 à 1997. Dans cette dernière période, ces deux indices ont été très proches à plusieurs reprises.

(ii) « *Calcul de l'indice normalisé :*

L'indice de continuité normalisé est basé sur la méthode reconnue IEEE STD 1366tm-2003. Cette dernière a été adaptée au contexte d'Hydro-Québec par la méthode C.23-01. À partir d'un algorithme basé sur les probabilités statistiques, la méthode permet d'identifier les journées à normaliser. Pour ce faire, l'IC de chaque journée est comparé à un seuil de référence. Lorsque l'IC provincial d'une journée dépasse ce seuil de référence, la journée est appelée « journée d'événement majeur » (JÉM) et est retirée du calcul de l'indice de continuité normalisé pour l'ensemble du Québec. Le redressement de l'IC se fait de façon automatique en utilisant cette méthode. » [nous soulignons]

Demandes :

- 42.1 Veuillez indiquer si les seuils de référence dont il est question au préambule (ii) ont été modifiés au cours des 10 dernières années. Le cas échéant, veuillez élaborer.
- 42.2 Veuillez expliquer pourquoi l'IC normalisé s'est sensiblement écarté de l'IC brut durant la période 2000-2014 par rapport à la période 1987-1997 (référence (i)).

43. Référence : Pièce B-0038, p.28 et 29.

Préambule :

« Les premiers résultats montrent qu'un type d'indicateur qui mériterait de faire l'objet d'analyses plus poussées est le montant des investissements annuels en distribution, global ou par catégories (maintenance et croissance), sur la valeur de l'ensemble des actifs en exploitation. First Quartile produit sur une base régulière ce type d'indicateur pour d'autres entreprises de services publics, mais le Distributeur ne lui a jamais fourni d'information à cet égard.

Toutefois, l'introduction de nouveaux indicateurs de balisage, comme ceux produits par First Quartile, doit respecter certaines conditions. Notamment, il est primordial de bien comprendre la nature des informations fournies par les autres distributeurs. Il faut s'assurer que l'information fournie soit comparable d'un distributeur à l'autre. Aussi, la production des indicateurs requiert-elle d'adapter les informations internes du Distributeur par une série d'ajustements afin d'assurer leur comparabilité. Cette analyse doit être effectuée avant d'introduire un nouvel indicateur.

Étant donné ce qui précède, le Distributeur propose de poursuivre ses évaluations au cours de la prochaine année et de faire état de ses conclusions à la Régie dans le dossier tarifaire 2017-2018. » [nous soulignons]

Demandes :

- 43.1 Veuillez préciser la nature des informations fournies par les autres distributeurs, visées par l'indicateur.
- 43.2 Veuillez préciser le type d'informations internes du Distributeur dont il est question en préambule ainsi que la nature des ajustements à y appliquer « afin d'assurer leur comparabilité ».

44. Référence : Pièce B-0038, p. 43.

Préambule :

« Conformément à la décision D-2015-018, le Distributeur présente aux tableaux C-1 et C-2 les projets et activités d'investissement dont la dépense annuelle est de plus de 1 M\$ dans les réseaux autonomes en maintien des actifs et en croissance de la demande. »

Le tableau C-1 affiche, pour l'année témoin 2016, un montant d'investissement total en Maintien des actifs de 23,9 M\$, dont 9 M\$ pour la rubrique Autres. Ce dernier montant est trois fois plus important que le montant autorisé 2015.

Le tableau C-1 montre également des investissements importants dans tous les parcs à carburant, en 2015 et 2016.

Demandes :

44.1 Veuillez justifier, pour la rubrique Autres, la hausse de 6 M\$, soit 200 %, comparativement au montant autorisé 2015.

44.2 Veuillez expliquer les besoins d'investissement dans les parcs à carburant et préciser pourquoi ces besoins ne peuvent pas être étalés dans le temps.

**SYSTÈME DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE
DE DROITS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE DU QUÉBEC
(SPEDE)**

- 45. Références :**
- (i) R-3905-2014, pièce A-0075 (D-2015-018), p. 184, par. 737 et 738;
 - (ii) Pièce B-0032, p. 6 et 7;
 - (iii) Pièce B-0032, p. 6.

Préambule :

(i) *« [737] La Régie prend acte de l'intention du Distributeur d'évaluer l'impact des coûts du SPEDE compris dans les montants qui lui sont facturés par les distributeurs de combustibles lors du prochain dossier tarifaire. »*

« [738] La Régie demande également au Distributeur de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, le détail du calcul des droits d'émission du SPEDE pour la centrale de Cap-aux-Meules. »

(ii) « Comme demandé par la Régie, le Distributeur précise que le coût du SPEDE résulte du produit des trois composantes suivantes :

- la quantité de combustible consommée à la centrale Cap-aux-Meules;
- le facteur d'émission permettant d'exprimer les litres consommés en tonnes d'émission de gaz à effet de serre;
- le prix des droits d'émissions retenu pour 2016, soit le prix de vente minimal prévu à la vente aux enchères conjointe no 3 de mai 2015, tenue par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC) et par le California Air Resources Board. »
[notes de bas de page omises]

(iii) « Par ailleurs, le Distributeur estime le coût de combustible pour l'année témoin 2016 à 92,9 M\$. [...] Ce coût inclut celui du Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec (SPEDE) pour la centrale de Cap-aux-Meules, lequel est estimé à 2,1 M\$. » [nous soulignons]

La Régie note que pour pouvoir calculer le montant de 2,1 M\$ d'achats de droits d'émission du SPEDE relatifs à la centrale de Cap-aux-Meules pour l'année témoin 2016, il lui manque soit les volumes de combustible utilisés par la centrale, soit les émissions de cette dernière.

Demandes :

- 45.1 Le Distributeur a-t-il fait l'évaluation mentionnée au paragraphe 737 (référence (i))? Si oui, veuillez la déposer. Sinon, veuillez justifier.
- 45.2 Pour compléter le suivi du paragraphe 738 (références (i) et (ii)), veuillez chiffrer le détail des calculs faits pour obtenir le montant de 2,1 M\$ d'achats de droits d'émissions pour la centrale de Cap-aux-Meules, pour l'année témoin 2016 (référence (iii)).

46. Référence : Pièce B-0038, p. 16.

Préambule :

Au Tableau 10, le Distributeur présente les montants des projets inférieurs à 10 M\$ en respect des exigences :

TABEAU 10 :
PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$ EN RESPECT DES EXIGENCES (M\$)

PROJETS	Année historique 2014	Autorisé 2015 (D-2015-018)	Année de base 2015	Année témoin 2016
Investissements à impact main-d'œuvre	34,5	35,8	26,5	33,9
<i>Demandes de tiers</i>	23,4	24,9	17,4	22,9
<i>Poteaux en commun</i>	2,8	7,0	3,4	4,9
<i>Ententes contractuelles avec la CSEM</i>	8,3	3,9	5,7	6,1
Autres investissements	5,6	3,5	3,5	3,5
<i>Autres</i>	5,6	3,5	3,5	3,5
TOTAL	40,1	39,3	30,0	37,4

Demandes :

- 46.1 Veuillez détailler et chiffrer les composantes de la rubrique « Autres investissements ». S'il y a lieu, veuillez fournir distinctement les composantes des « Droits d'émission – gaz à effet de serre ».
- 46.2 Veuillez estimer les montants des achats annuels des droits d'émission de gaz à effet de serre pour chacune des cinq prochaines années.

SUIVI DU PROJET LAD

- 47. Références :** (i) Pièce 0068, p. 6 et 7, tableau R-2.1;
 (ii) Pièce B-0068, p. 8, tableau R-2.2.

Préambule :

- (i) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-2.1, la comparaison, sur une base annuelle et cumulative, de l'impact sur les revenus requis du projet LAD du dossier R-3933-2015 à celui du dossier R-3770-2011 à la fin du projet. Voici un extrait du tableau R-2.1 :

	Écart R-3933-2015 vs R-3770-2011			
	2016		2017	
	Annuel	Cumulatif	Annuel	Cumulatif
Charges d'exploitation	7,9	(30,0)	14,0	(16,1)
<i>Charges d'exploitation</i>	19,9	(12,6)	8,8	(3,7)
<i>Gains découlant d'actions structurantes - Projet LAD</i>	(12,0)	(17,8)	5,1	(12,7)
<i>Gains 2014 du projet LAD - Phases 2 et 3</i>	-	-	-	-
<i>Revenus autres que ventes d'électricité</i>	-	(0,3)	-	(0,3)
<i>Compte d'écarts-Projets majeurs ⁸</i>	-	0,7	-	0,7
Autres charges	11,4	(0,9)	6,0	5,2
<i>Amortissement</i>	8,1	(1,5)	4,6	3,1
<i>Amortissement des nouveaux actifs</i>	7,4	(23,7)	7,3	(16,4)
<i>Amortissement accéléré des anciens compteurs</i>	0,7	22,3	(2,7)	19,6
<i>Sorties d'actifs</i>	3,4	0,6	1,4	2,0
<i>Compte d'écarts-Projets majeurs</i>	(0,1)	0,1	-	0,1
<i>Amortissement et sorties d'actifs</i>	-	0,1	-	0,1
<i>Rendement de la base de tarification</i>	-	(0,0)	-	(0,0)
Rendement de la base de tarification	10,4	11,0	9,6	20,5
Revenus	(5,5)	(8,2)	(6,1)	(11,5)
<i>Revenus de mise en conformité ⁷</i>	(2,8)	(2,8)	(3,3)	(3,3)
<i>Option de retrait</i>	(2,7)	(5,4)	(2,8)	(8,2)
Total - Charges nettes projet LAD	24,2	(28,1)	23,4	(1,9)
<i>Répartition des gains supplémentaires 2015</i>	(15,4)			
Total - Impact revenus requis	8,8			

(ii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-2.2, une comparaison, sur une base annuelle et cumulative, des investissements, des mises en service et des stocks de mesurage du projet LAD du dossier R-3933-2015 à ceux du dossier R-3770-2011 à la fin du projet. Voici un extrait du tableau R-2.2 :

	Écart R-3933-2015 vs R-3770-2011			
	2016		2017	
	Annuel	Cumulatif	Annuel	Cumulatif
Investissements	(16,5)	50,8	(48,8)	2,0
Mises en service	(17,1)	51,4	(49,4)	2,0
Stocks de mesurage	-	65,1	-	65,1

Note 1: voir R-3905-2014, HQD-9, document 5 (B-0035), page 24, Tableau A-5

Demandes :

47.1 Veuillez expliquer les écarts cumulatifs 2017 suivants, présentés à la référence (i) :

- Gains découlant d'actions structurantes (-12,7 M\$);
- Amortissement des nouveaux actifs (-16,4 M\$);
- Amortissement accéléré des anciens compteurs (+19,6 M\$);
- Rendement de la base de tarification (+20,5 M\$);

- Revenus- Option de retrait (-8,2 M\$).

47.2 Veuillez expliquer l'écart cumulatif 2017 relatif au « Stocks de mesurage » au montant de 65,1 M\$ (référence (ii)).

ÉVOLUTION DES COMPTES D'ÉCARTS ET DE REPORTS ET AUTRES ACTIFS

48. Référence : Pièce B-0041, p. 24.

Préambule :

Le tableau 15 présente l'évolution des contributions du Distributeur à des projets de raccordement, depuis le 1/01/2014.

TABLEAU 15 :
ÉVOLUTION DES CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT (M\$)

	Solde au 01/01/2014	MES 2014	Amort. 2014	Solde au 31/12/2014	MES 2015	Amort. 2015	Solde au 31/12/2015	MES 2016	Amort. 2016	Solde au 31/12/2016
VILLAGE CRI WASKAGANISH	62,9		(2,2)	60,7		(2,2)	58,5		(2,2)	56,3
Coûts de raccordement	56,5		(1,7)	54,8		(1,7)	53,1		(1,7)	51,4
Charges d'entretien et d'exploitation	6,4		(0,5)	5,9		(0,5)	5,4		(0,5)	4,9
PREMIER APPEL D'OFFRES ÉOLIEN A/O 2003-02	31,4		(1,6)	29,8	0,0	(1,6)	28,2	0,0	(1,6)	26,6
Coûts de raccordement	27,3		(1,4)	25,9		(1,4)	24,5		(1,4)	23,1
Charges d'entretien et d'exploitation	4,1		(0,2)	3,9		(0,2)	3,7		(0,2)	3,5
PROJETS EN CROISSANCE DU TRANSPORTEUR					123,7	(2,4)	121,3	127,4	(5,7)	243,1
Coûts de raccordement					107,6	(1,8)	105,8	110,8	(4,2)	212,4
Charges d'entretien et d'exploitation					16,1	(0,6)	15,5	16,6	(1,4)	30,7
AUTRES CONTRIBUTIONS	9,6	(0,0)	(0,1)	9,5	(9,2)	0,1	0,6	28,3	0,5	29,3
Contributions internes	7,6	(0,0)	0,0	7,6	(8,0)	0,2	(0,1)	24,6	0,6	25,1
Frais d'entretien	3,8		(0,3)	3,6	0,6	(0,3)	4,0	4,0	(0,3)	7,7
Revenus d'entretien	(1,9)		0,2	(1,7)	(1,8)	0,2	(3,3)	(0,4)	0,3	(3,4)
TOTAL	103,9	(0,0)	(3,9)	100,1	114,5	(6,1)	208,5	155,7	(8,9)	355,3

Demande :

48.1 Veuillez préciser la période d'amortissement des coûts de raccordement, pour chacun des projets mentionnés dans le tableau 15 en préambule.

49. Référence : Pièce B-0041, p. 31, tableau A-1.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau A-1, le détail du compte de nivellement pour aléas climatiques pour la période de janvier à avril 2015.

Demande :

49.1 Veuillez déposer le détail du compte de nivellement pour aléas climatiques pour la période se terminant le 30 septembre 2015, selon le même niveau de détail que le tableau A-1.

50. Référence : Pièce B-0041, p. 35, tableau B-1.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau B-1, la prévision 4 mois réels et 8 mois projetés pour l'année 2015 du compte de *pass-on*.

Demande :

50.1 Veuillez déposer la prévision 9 mois réels et 3 mois projetés pour l'année 2015 du compte de *pass-on*, selon le même niveau de détail que le tableau B-1.

INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Réseaux autonomes

51. Références : (i) Décision D-2014-037, p. 199;
(iii) Pièce B-0042, p. 21 à 23;
(iv) Dossier R-3740-2010, Pièce A-35-1, p. 50 à 52.

Préambule :

(i) « [762] *Conséquemment, la Régie demande au Distributeur de présenter, lors du dossier tarifaire 2015-2016, une ébauche de sa stratégie d'exploitation des données du projet LAD prévu être déployé dans les réseaux autonomes vers 2018, afin d'aider les organismes gérant les factures de 95 % de la clientèle résidentielle à orienter leurs interventions et, entre autres, à décourager l'usage du chauffage électrique d'appoint. Également, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le prochain dossier tarifaire, un plan de réduction du chauffage*

d'appoint électrique, en commençant par les réseaux à centrale thermique où des ajouts de puissance sont planifiés dans un horizon de deux à quatre ans. »

(ii) Le Distributeur présente ses actions de sensibilisation à la pointe hivernale et le résultat de son évaluation sur l'usage du chauffage électrique dans les résidences du Nunavik afin de mieux comprendre la consommation d'électricité au Nord du 53^e parallèle, notamment celle facturée à la 2^e tranche du tarif D. Il ressort des nombreux audits effectués qu'en raison du relativement bon état des constructions *« généralement, les maisons ne nécessitent pas le recours à du chauffage électrique d'appoint »*

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

En page 23, le Distributeur présente son plan d'action 2015-2016 pour réduire l'usage du chauffage électrique par des actions de communication, de sensibilisation, de promotion d'autres sources de chauffage et la distribution de minuteriers pour les chauffe-moteurs.

(iii) *« Et lorsqu'on travaille sur le projet de lecture à distance avec les projets pilotes dont je faisais mention succinctement tout à l'heure, c'est un projet qui va permettre, lorsque le temps sera bon pour le faire, d'intégrer des notions de tarification différenciée ou d'intervenir directement auprès des clients, parce que ce qu'on projette d'installer c'est des compteurs qui sont communicants où on va pouvoir intervenir directement pour modifier soit la tarification soit la façon dont le compteur mesure ou intervenir directement sur des équipements qui sont installés chez les clients. [...] aujourd'hui les prix ont tellement baissé qu'on est en mesure d'aller chercher sur le réseau énormément d'informations, beaucoup plus qu'on pouvait le faire auparavant d'une façon économique. Avant ça le « smart grid » ou les réseaux communicants étaient réservés aux parties lourdes du réseau, les grosses infrastructures de transport, les grands centres d'abaissement de tension et tout ça qui étaient automatisés. Maintenant on peut penser à de l'automatisation un peu partout sur le réseau et on peut gérer le réseau, gérer la demande. »* [nous soulignons]

Demande :

51.1 Veuillez fournir ou expliquer les raisons pour lesquelles le Distributeur ne présente pas d'ébauche de stratégie d'exploitation des données du projet LAD afin d'aider les organismes gérant les factures de 95 % de la clientèle résidentielle à orienter leurs interventions et, entre autres, à décourager l'usage du chauffage électrique d'appoint.

52. Référence : Pièce B-0042, p. 22;

Préambule :

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

Demandes :

52.1 Veuillez indiquer si le Distributeur va offrir aux gestionnaires d'immeubles et d'équipements du secteur public du Nunavik son expertise et son soutien technique pour valider la faisabilité de réaliser des projets de gestion de la charge aux moyens de leurs génératrices.

52.2 Veuillez préciser si le Distributeur s'attend à ce que ces génératrices soient utilisées uniquement par leurs propriétaires pour gérer leur propre consommation seulement ou s'il envisage télécommander lui-même ces équipements en fonction des besoins globaux du réseau autonome.

Programmes *Systèmes de gestion de l'énergie électrique, Mesurage en continu et gestion de l'énergie électrique et Remise à niveau des systèmes électromécaniques*

53. Références : (i) Pièce B-0042, p.15-16;
(ii) Dossier R-3814-2012, Pièce B-0042, p. 21;
(iv) <http://www.remiseaupointbatiment.com/>.

Préambule :

(i) *« Parmi les nouveautés, le lancement, le 1^{er} mai 2015, du volet Système de gestion de l'énergie électrique en remplacement du volet Mesurage en continu et gestion de l'énergie électrique est à mentionner. La gestion de l'énergie en continu, comme proposée à titre d'exemple par la norme ISO 50001, représente un changement de paradigme pour les entreprises. Elle devra s'échelonner sur plusieurs années avant que les entreprises n'obtiennent des bénéfices tangibles au chapitre des GWh économisés. En ce sens, le Distributeur entreprend une transformation de marché de long terme en accompagnant les entreprises dans ce changement de culture. Concrètement, la bonification de ce volet offrira aux participants autant des appuis financiers que divers services complémentaires, tel un accompagnement technique aux différentes étapes de mise en place d'un système de gestion de l'énergie électrique. »*

(ii) « *Le Distributeur poursuit le projet-pilote visant les mesures de Remise à niveau des systèmes électromécaniques afin de valider son approche et d'y apporter les ajustements requis. Ce projet-pilote a pour objectif de valider les gains énergétiques et la durée de vie des mesures de tels projets.* »

(iii) Le Distributeur annonce que depuis le 11 novembre 2013, il n'accepte plus de nouveaux projets dans le cadre du programme Remise au point des systèmes mécanique des bâtiments.

Demandes :

53.1 Veuillez indiquer quel potentiel technico-économique en électricité a été identifié à la suite du projet-pilote autorisé en 2012 qui avait pour objectif de valider les gains énergétiques de ce type d'intervention.

53.2 Veuillez préciser si le programme *Système de gestion de l'énergie électrique* peut être considéré comme une nouvelle version du programme *Remise à niveau des systèmes électromécaniques*. Veuillez élaborer.

Modifications aux interventions en efficacité énergétique

54. Référence : Pièce B-0042, p.13.

Préambule :

« Tel qu'il l'a annoncé dans le dossier R-3905-2014, le Distributeur a évalué la possibilité d'ajouter les pompes à chaleur à haut rendement et pour climat froid à son offre. [...] Quant aux pompes à chaleur à haut rendement, la période de retour sur investissement demeure encore longue. En conséquence, le Distributeur estime qu'une sensibilisation générale pour les pompes à chaleur efficaces demeure la stratégie commerciale la plus appropriée. »

Demandes :

54.1 Veuillez clarifier la différence entre les « *pompes à chaleur efficaces* », celles « *à haut rendement* » et les « *pompes à chaleur pour climat froid* » et indiquer si chacune des ces trois technologies sont déjà offertes sur le marché.

54.2 Veuillez préciser quelles sont les offres et les actions de sensibilisation du Distributeur qui concernent respectivement les pompes à chaleur standard du marché, les pompes à chaleur à haut rendement, les pompes à chaleur pour climat froid, et les pompes à chaleur efficaces.

54.3 Veuillez indiquer, le cas échéant, la place de la géothermie dans cette offre.

Programmes de gestion de la demande à la pointe

55. Référence : Pièce B-0042, p.25.

Préambule :

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

Demande :

55.1 Veuillez indiquer avec quelles hypothèses d'incitatif ou d'aide financière aux participants, pour les chauffe-eau résidentiels et pour les charges interruptibles CI, les TP ont été calculés.

56. Référence : Pièce B-0042, p.25.

Préambule :

« Les analyses économiques ont été réalisées en prenant en compte, dès l'année 2016, l'indicateur de coût évité en puissance de long terme (106 \$/kW-an [\$ 2015]) [...] Les résultats montrent que les deux programmes de charges interruptibles, résidentielles et Bâtiments CI, ont un TP positif. Le TNT du programme Charges interruptibles résidentielles, est négatif, les coûts évités étant inférieurs aux coûts totaux assumés par le Distributeur. En effet, alors que les coûts évités sont de 35 M\$ (actualisés de 2016), le Distributeur prévoit déboursier sur la durée de vie du programme 14 M\$ (actualisés de 2016) en incitatif financier et 26 M\$ (actualisés de 2016) en dépenses reliées à l'interruption à distance et autres dépenses. Il est important de préciser que les dépenses de 26 M\$ sont estimées, le résultat de l'appel d'offres qui sera lancé à l'automne en précisera le montant exact, rapprochant éventuellement le TNT de la neutralité. »

Demandes :

56.1 Veuillez déposer le calcul des tests économiques mentionnés en préambule.

- 56.2 Veuillez préciser le montant des incitatifs déboursés au cours des hivers 2015-2016 et 2016-2017 et la durée de l'aide au client qui totalise un montant actualisé de 14 M\$.
- 56.3 Veuillez indiquer quelle part du montant de 26 M\$ correspond à des coûts d'exploitation du système d'interruption à distance et quelle part correspond aux investissements pour la fourniture et l'installation du système de télé-contrôle chez les participants.
- 56.4 Veuillez préciser sur quelle durée de vie les investissements dans les systèmes de télé-contrôle sont amortis.
- 56.5 Veuillez élaborer sur les raisons pour lesquelles le programme *Charges interruptibles résidentielles* montre un TNT négatif malgré un coût évité de puissance de 106 \$/kW. Dans votre réponse, veuillez élaborer sur la valeur des coûts d'exploitation du système d'interruption à distance en fonction du nombre de participants au programme.
- 56.6 Veuillez expliquer en quoi les tests économiques, conçus pour évaluer les programmes d'économies d'énergie, demeurent pertinents pour évaluer des programmes de déplacement de charges de pointe, dans un contexte où il n'y a pas de facturation de puissance ni d'énergie en fonction des périodes de pointe. Veuillez élaborer.

57. Référence : Pièce B-0042, p. 19.

Préambule :

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

Demandes :

- 57.1 Veuillez fournir les analyses et les tests de rentabilité de ces deux programmes.
- 57.2 Veuillez expliquer en quoi les deux programmes peuvent cohabiter harmonieusement. Veuillez notamment expliquer en quoi le maintien du chauffe-eau à 3 éléments ne réduit pas le potentiel de clients pouvant opter pour le télé-contrôle, augmentant ainsi le coût unitaire d'exploitation du système d'interruption à distance.
- 57.3 Veuillez indiquer si les CE3É peuvent être éligibles au contrôle à distance et, le cas échéant, présenter des avantages en reprise de charge par rapport aux chauffe-eau conventionnels.

Biénergie et tarif DT

58. Référence : Pièce B-0051, p. 18 à 20.

Préambule :

« En ce qui concerne la révision de la stratégie tarifaire au tarif DT, les défis sont importants. En effet, après avoir connu une période de relative stabilité entre 2008 et 2013, le parc biénergie est en décroissance comme en fait foi la perte de 4 219 abonnements en 2014, soit une diminution de plus de 3 % du nombre de clients.

[...]

Face à ce constat d'une tendance persistante et naturelle à l'érosion du parc biénergie, les mesures commerciales relatives à la promotion de la biénergie au tarif DT doivent viser essentiellement à inciter les clients à retarder le plus possible l'abandon du tarif DT.

[...]

Outre les mesures commerciales, des avenues tarifaires pourraient également être envisagées pour retarder le plus possible l'érosion du parc biénergie. Puisque le Distributeur dispose d'une marge de manoeuvre liée à la rentabilité du tarif, celle-ci pourrait être utilisée pour accroître davantage l'économie du client.

[...]

Enfin, le Distributeur propose d'attendre qu'une stratégie soit adoptée au tarif D avant de modifier le tarif DT qui est actuellement calibré pour être neutre par rapport au tarif D. »

[nous soulignons]

Demande :

58.1 Considérant la marge de manoeuvre du Distributeur liée à la rentabilité du tarif DT, le constat de l'érosion persistante du parc de biénergie et les changements modestes envisagés pour l'instant au tarif D, veuillez justifier de ne pas déployer de nouvelles mesures relatives à la promotion de la biénergie.

- 59. Références :**
- (i) Pièce B-0042, p. 17;
 - (ii) Pièce C-FCEI-0002, p.4 et 5;
 - (iii) <https://www.ville.sherbrooke.qc.ca/sous-site/hydro-sherbrooke/habitation/gestion-energetique/bienergie/> consultée le 22 septembre 2015;
 - (iv) *Hydro-Sherbrooke en chiffres* consultés le 22 septembre 2015;
 - (v) Ville de Sherbrooke, Règlement n°425, p.11 et 12;
 - (vi) Ville de Sherbrooke, Règlement n°425, p.48 à 52.

Préambule :

- (i) « *Promotion de la biénergie au tarif DT*

Malgré tous les efforts déployés par le Distributeur au cours des dernières années, l'érosion du parc biénergie est inévitable sachant qu'il repose à près de 85 % sur des systèmes de chauffage biénergie électricité-mazout et que le chauffage au mazout subit actuellement un changement structurel important hors du contrôle du Distributeur. Compte tenu des enjeux mentionnés à l'annexe D, aucune autre source d'appoint que le mazout ne peut être viable économiquement et commercialement à grande échelle et à long terme. Dans ce contexte, le Distributeur conserve son approche et il poursuivra en 2016, les efforts promotionnels mis en place depuis quelques années afin de ralentir l'effritement du parc biénergie. »

(ii) Relativement au tarif DT, la FCEI « *croit que des actions concrètes peuvent être prises pour favoriser le maintien permanent des clients à ce tarif de manière à éviter une croissance du besoin en puissance au bénéfice de l'ensemble de la clientèle. Comme elle l'avait mentionné dans le cadre du dossier R-3864-2013, la FCEI croit que la tarification en pointe devrait être limitée aux réelles heures de pointe ce qui est rendu possible par le déploiement des compteurs de nouvelle génération. Elle note également que la révision du coût évité de la puissance à long terme procure une marge de manoeuvre supplémentaire afin d'améliorer l'offre faite aux clients. »*

Elle ajoute que « *Compte tenu de l'effritement rapide de la clientèle au tarif DT, [...] des ajustements doivent être apportés dès que possible.[...] qu'une approche semblable devrait être visée pour les clientèles de petite et moyenne puissances et faire partie des discussions à venir au printemps 2016. »*

(iii) Hydro-Sherbrooke présente sa promotion biénergie valide à partir du 1^{er} septembre 2015. Il indique que « *plus de 3 000 clients ont adhéré au programme biénergie, tarif DT. »*

(iv) On apprend que Hydro-Sherbrooke a environ 80 000 clients en 2011.

(v) « *[...] le système biénergie doit être muni d'un dispositif de permutation automatique (DPA) d'une source d'énergie à l'autre. Il doit fournir des bornes pour le branchement du dispositif de contrôle d'Hydro-Sherbrooke [...] une télécommande radio sur fréquence VHF exclusive à Hydro-Sherbrooke qui permet le transfert du chauffage au mode d'appoint simultanément avec le changement de tarif (du bas au haut tarif) [...] Le maximum d'heures d'usage de la télécommande pour cette période est fixé à 500 heures. Ce qui laisse un minimum de 8 260 heures par année au bas tarif. » [nous soulignons]*

(vi) En référence (vi), on retrouve les tarifs et conditions s'appliquant aux « *Tarifs généraux biénergie* » appliqués par Hydro-Sherbrooke. On y mentionne notamment les exigences de télécommande.

Demandes :

59.1 Veuillez élaborer sur la possibilité pour le Distributeur de commander à distance la biénergie au même titre qu'il contrôle les charges résidentielles interruptibles, par l'intermédiaire ou non de l'infrastructure LAD.

- 59.2 Veuillez indiquer si le système d'interruption à distance des chauffe-eau résidentiels pourrait prendre le rôle de la sonde de température des systèmes biénergie.
- 59.3 Veuillez élaborer sur les avantages pour la clientèle et pour le Distributeur de n'avoir recours au chauffage au mazout et de n'appliquer un 2^e palier d'un tarif DT recalibré uniquement pendant les heures de plus grande demande et non pas à n'importe quel moment de la journée dès qu'il fait moins de -12°C ou de -15°C selon les régions, notamment au niveau de la prévisibilité des avantages économiques procurés par le tarif DT aux clients qui y ont adhéré.
- 59.4 Veuillez indiquer quel serait le prix du 2^e palier du tarif DT calibré s'il ne s'appliquait que pour les 500 et 300 premières heures de plus forte demande et non plus environ 900 comme selon les normales climatiques.
- 59.5 Veuillez élaborer sur l'énoncé de la FCEI d'une approche de biénergie pour les clientèles de petite et moyenne puissance.

Tests économiques et comptabilisation des économies des programmes d'efficacité énergétique

- 60. Références :**
- (i) Pièce B-0042, p.25;
 - (ii) Pièce B-0042, p.24, 41 et suivantes, tableaux 7, 8, C-1, C-2 et C-3;
 - (iii) Dossier R-3879-2014, pièce B-0433, p.17;
 - (iv) Réponse du 18 juin 2015, suivi 2015 des évaluations du PGEÉ, p.3;
 - (v) Dossier R-3879-2014, phase 3, Pièce B-0539, p.71.

Préambule :

- (i) *« Pour mieux rendre compte de la relation entre le TCTR, le TNT et le TP, le Distributeur précise la notion de transfert entre les agents économiques. Du point de vue individuel, le client accroît son gain en recevant l'incitatif financier pour sa participation au programme (TP). En revanche, ce gain fait partie des coûts du Distributeur. Les coûts défrayés pour l'octroi de l'incitatif financier, ajoutés aux autres coûts du programme, doivent être comparés aux coûts évités afin de procéder au calcul du TNT. Du point de vue de la société, le transfert est neutre puisque que le gain du client est égal au montant de l'incitatif monétaire du Distributeur (TCTR). Le TCTR est, de ce fait, constitué de la différence entre les coûts évités et le coût du programme. Les résultats montrent que les deux programmes de charges interruptibles, résidentielles et Bâtiments CI, ont un TP positif. »*
- (ii) Le Distributeur présente, dans différents tableaux, les résultats des tests économiques des différents investissements en efficacité énergétique. À l'exception du tableau C-3, on n'observe généralement pas d'égalité entre le TCTR, et la somme TP + TNT avec parfois des écarts très significatifs.

(iii) Gaz Métro demande à la Régie d'approuver l'intégration des bénéfices non énergétiques dans les tests économiques du PGEÉ.

(iv) Le Distributeur répond à la Régie qui lui demande s'il a évalué l'impact du programme OIP sur l'utilisation de la toile solaire chez les clients utilisant un combustible pour le chauffage de leur piscine, notamment dans le but d'estimer la rentabilité du programme :

« Le Distributeur n'a pas évalué l'impact du programme OIP sur l'utilisation de la toile solaire chez les clients utilisant un combustible pour le chauffage de leur piscine. Cette évaluation n'a pas été faite compte tenu du fait que le Distributeur ne peut se créditer que des économies d'énergie électrique. »

(v) À propos du programme *Recommissionning*, Gaz Métro répond à la Régie qui l'interroge sur la façon dont les économies d'électricité sont prises en compte dans le calcul du TP :

« Sans être en mesure de le définir précisément, la considération des économies d'électricité en plus de celles du gaz naturel aurait certainement des effets positifs sur les résultats des tests de rentabilité de ce programme du PGEÉ de Gaz Métro. Il pourrait y avoir des enjeux de double comptage des mêmes économies d'électricité si elles étaient considérées à la fois par Gaz Métro et par d'autres partenaires, comme Hydro-Québec ou le Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIE), par exemple. Si cet enjeu est contrôlé, Gaz Métro n'est pas fermée à l'idée de considérer ces économies complémentaires dans le cadre de ses prochains dossiers tarifaires. »

Demandes :

60.1 Veuillez préciser si le TP a été calculé directement par le Distributeur ou par différence entre le TCTR et le TNT.

60.2 Veuillez élaborer sur le point de vue du Distributeur quant à l'opportunité, à l'occasion d'une nouvelle politique énergétique, de s'assurer que tous les distributeurs utilisent les mêmes tests économiques, les mêmes hypothèses et les mêmes intrants pour les calculer, et les mêmes façons de considérer des économies autres que celles reliées directement à la seule source d'énergie distribuée par chacun d'eux.

Programmes *Charges interruptibles résidentielles* et *Charges interruptibles Bâtiments*

- 61. Références :** (i) Pièce B-0068, p.70;
(ii) Pièce B-0053, p.58 et 112.

Préambule :

(i) « Comme mentionné à la pièce *HQD-10, document 1 (B-0042)*, les incitatifs financiers pour les programmes *Charges interruptibles résidentielles* et *Charges interruptibles Bâtiments* ne sont pas inclus dans le budget des interventions en efficacité énergétique. Ils sont comptabilisés dans les coûts d’approvisionnement, au même titre que ceux accordés aux clients Grande puissance et Affaires qui adhèrent aux options d’électricité interruptible. »

(ii) Le Distributeur présente à partir des pages 58 et 112 des *Modifications aux tarifs d’électricité et justifications*, les modalités relatives aux options d’électricité interruptible pour les tarifs M et L. On ne retrouve pas d’équivalent dans les tarifs résidentiels ou généraux.

Demandes :

- 61.1 Veuillez préciser les montants spécifiquement consacrés aux incitatifs financiers pour les programmes *Charges interruptibles résidentielles* et *Charges interruptibles Bâtiments* qui ont été inclus aux coûts d’approvisionnement des budgets 2015, d’une part, et 2016, d’autre part.
- 61.2 Veuillez fournir les documents promotionnels et contractuels utilisés par le Distributeur pour recruter les participants aux programmes *Charges interruptibles résidentielles* et *Charges interruptibles Bâtiments*
- 61.3 Veuillez préciser les incitatifs financiers unitaires versés par participant à ces programmes et par unité de puissance effacée à la pointe.
- 61.4 Veuillez préciser si les incitatifs financiers sont versés en une seule fois ou de façon récurrente, sur une base annuelle ou à chaque période de facturation.
- 61.5 Si les incitatifs financiers pour les programmes *Charges interruptibles résidentielles* et *Charges interruptibles Bâtiments* sont versés en une seule fois, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles ils ne sont pas considérés comme faisant partie du budget efficacité énergétique.
- 61.6 Si les incitatifs financiers pour les programmes *Charges interruptibles résidentielles* et *Charges interruptibles Bâtiments* sont versés sur une base annuelle ou par période de facturation, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles ils ne figurent pas dans le texte des tarifs d’électricité (Pièce B-0053), sous la forme d’une option ou d’un nouveau tarif.

61.7 Veuillez expliquer comment les tests économiques des programmes *Charges interruptibles résidentielles* et *Charges interruptibles Bâtiments* ont été établis si les incitatifs financiers pour les programmes *Charges interruptibles résidentielles* et *Charges interruptibles Bâtiments* ne font pas partie du budget efficacité énergétique.