

Demande de renseignements no1 du GRAME à Hydro-Québec Distribution

**HQD - Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour
l'année tarifaire 2016-2017
(R-3933-2015)**

A) TARIFICATION

TARIFS DOMESTIQUES

1. Orientation sur la stratégie relative aux tarifs domestiques : B-0050 et B-0051

Hausse du seuil de la première tranche

Références

i. R-3933-2015, B-051, Section 5.5. Seuil de la 1re tranche, page 17

Compte tenu de la diversité des profils de consommation, il est toutefois important de rappeler que cette 1re tranche ne peut pas cibler parfaitement les besoins autres que le chauffage propres à chacun des clients, et ce, peu importe la méthode utilisée pour la fixer. Tout exercice ayant pour objectif de définir empiriquement une consommation associée aux usages autres que le chauffage est subjectif. Le Distributeur est d'avis que le seuil actuel de la 1re tranche est toujours adéquat pour couvrir les usages autres que le chauffage puisqu'il correspond à la consommation unitaire annuelle moyenne excluant le chauffage des locaux.

ii. Suivi des décisions D-2014-037 et D-2015-018, Réponses aux engagements no1 à 9, 15 et 16, Réponse à l'engagement no 3.1 et 3.2, Tableau E-3.1

Tableau E-3.1 :

**Nombre de clients, consommation moyenne quotidienne annuelle en kWh, en hiver
 (de décembre à mars) et en été (d'avril à novembre)**

Segments	Nombre (milliers)	Consommation moyenne par jour par client (kWh année)	Consommation moyenne par jour par client (kWh hiver)	Consommation moyenne par jour par client (kWh été)
Propriétaire-TAE-maisons et plex	1 463	66	110	47
Propriétaire-TAE-Multilogement	207	30	51	21
Propriétaire-autres que TAE	639	41	58	35
Locataire	1 262	31	51	22
MFR	579	39	62	28
Exploitations agricoles	38	106	124	95
Grands consommateurs	5	617	894	489

iii. Suivi des décisions D-2014-37 et D-2015-018, Réponses aux engagements no1 à 9, 15 et 16, Réponse à l'engagement no 3.3, Tableau E-3.3

Tableau E-3.3 :

Proportion des revenus par composante

Tranches de consommation annuelle (kWh)	PROPORTION DES REVENUS PAR COMPOSANTE				
	Redevance	1 ^{re} tranche	2 ^e tranche	Puissance (Hiver)	Puissance (Été)
[-; 5 000[49,9%	49,5%	0,6%	0,0%	0,0%
[5 000; 10 000[24,4%	66,0%	9,6%	0,0%	0,0%
[10 000; 15 000[15,7%	55,2%	29,1%	0,0%	0,0%
[15 000; 20 000[10,9%	42,2%	46,9%	0,0%	0,0%
[20 000; 25 000[8,4%	33,8%	57,9%	0,0%	0,0%
[25 000; 30 000[6,8%	28,0%	65,2%	0,0%	0,0%
[30 000; 60 000[4,9%	20,5%	74,6%	0,0%	0,0%
[60 000;100 000[2,4%	10,1%	87,3%	0,1%	0,1%
[100 000; Max.]	0,8%	3,5%	91,4%	2,4%	1,9%
TOTAL	10,4%	35,0%	54,5%	0,1%	0,1%

iv. Suivi des décisions D-2014-37 et D-2015-018, Réponses aux engagements no1 à 9, 15 et 16, Réponse à l'engagement no 3.3, Tableau E-3.3

Tableau E-3.4 :
Proportion des clients et des kWh facturés aux différentes tranches d'énergie

Tranches de consommation annuelle (kWh)	Proportion des clients				Proportion des kWh facturés en 2 ^e tranche
	Toujours en 1 ^{re} tranche	Parfois en 2 ^e tranche	Toujours en 2 ^e tranche	Total	
[-; 5 000[94,3%	5,7%	0,0%	100,0%	0,8%
[5 000; 10 000[27,8%	72,2%	0,1%	100,0%	8,8%
[10 000; 15 000[0,1%	94,8%	5,0%	100,0%	25,8%
[15 000; 20 000[0,0%	76,5%	23,5%	100,0%	42,3%
[20 000; 25 000[0,0%	54,9%	45,1%	100,0%	53,1%
[25 000; 30 000[0,0%	31,2%	68,8%	100,0%	60,6%
[30 000; 60 000[0,0%	13,3%	86,7%	100,0%	70,6%
[60 000; 100 000[0,0%	3,9%	96,1%	100,0%	85,1%
[100 000; Max.]	0,0%	1,8%	98,2%	100,0%	94,5%
TOTAL	15,6%	56,0%	28,4%	100,0%	50,7%

v. Suivi des décisions D-2014-037 et D-2015-018, Réponses aux engagements no1 à 9, 15 et 16, Réponse à l'engagement no 15, Tableau E-15-15-C

vi. R-3933-2015, B-051, Section 5.5, page 17

Le Distributeur est d'avis que le seuil actuel de la 1^{re} tranche est toujours adéquat pour couvrir les usages autres que le chauffage puisqu'il correspond à la consommation unitaire annuelle moyenne excluant le chauffage des locaux. Toutefois, il pourrait explorer la possibilité d'augmenter le seuil de la 1^{re} tranche pour y capter une partie de la consommation associée au chauffage ou, comme mentionné par certains intervenants, pour y inclure le « chauffage de base ». Cette mesure permettrait d'augmenter davantage le prix de la 2^e tranche et ainsi atteindre plus rapidement le signal de prix marginal de long terme sans toucher plus significativement les abonnements pour les usages en commun et les grandes exploitations agricoles dans la mesure où un éventuel tarif D2 serait introduit à leur intention.

Demandes

1.1. (Réf. i.) Veuillez préciser comment le présent seuil de 30 kWh par jour a été déterminé, de même que l'année de sa dernière mise à jour de ce seuil et fournir la référence ?

1.2. (Réf. i.) En quoi la détermination d'une consommation associée aux usages autres que le chauffage est subjective ?

1.2.1. La détermination d'une consommation de base ne pourrait-elle pas faire tout d'abord (1) l'objet d'une étude objective et ciblée des usages en cours et (2)

dans un deuxième temps l'exercice d'un choix commun de la part de la clientèle, des représentants d'intérêt environnemental, du Distributeur et de la Régie portant sur les besoins de base, le tout dans un contexte réglementaire ?

1.3. (Réf. ii.) Le Tableau E-3.1 indique que les groupes de clients Propriétaire-TAÉ-Multilogement et Locataires consomment par jour en été (d'avril à novembre) 21 kWh/j et 51 kWh/j en hiver (décembre à mars), par conséquent peut-on affirmer que pour cette clientèle une part du chauffage de base par jour est déjà comprise dans la première tranche de 30 kWh/j ?

1.4. (Réf. ii.) Veuillez fournir l'information du Tableau E-3.1 pour la catégorie MFR en excluant de ce segment les propriétaires-TAE-maison et plex ?

1.5. (Réf. iii.) Le Tableau E-3.3 indique la proportion des revenus par composante, veuillez fournir la proportion des revenus totaux qui provient de la première tranche de consommation, soit celle qui se situe en-dessous de 10 950 kWh annuellement pour le tarif D, en excluant la bi-énergie.

1.6. (Réf. iii.) Veuillez fournir le % de la consommation totale pour le tarif D, qui se situe en dessous de 10 950 kWh annuellement, en excluant la bi-énergie.

1.7. (Réf. iv.) Le Tableau E-3.4 identifie la proportion des clients et des kWh facturés aux différentes tranches d'énergie, pourriez-vous fournir le diagramme de distribution de la consommation des deux premières tranches de consommation annuelle, en incluant la consommation jusqu'à 10 950 kWh, soit la consommation annuelle de la première tranche. Veuillez fournir les tranches de distribution de manière à pouvoir faire une séparation entre les consommations en dessous et au-dessus de 10 950 kWh.

1.8. (Réf. iv.) De plus, associée à cette distribution de la consommation en dessous de 10950 kWh annuellement, veuillez fournir un tableau sous la forme suivante :

Groupes de clients	Quantité de clients	% du revenu total tarif D	kWh totaux
Propriétaire-TAÉ-maisons et plex			
Propriétaire-TAÉ-multilogement			
Propriétaire-autre que TAÉ			
Locataire			

MFR			
-----	--	--	--

1.9. (Réf. v.) Le Tableau E-15-C identifie dans la colonne de la répartition de la consommation totale par strate, que 50 % de la consommation totale se retrouve sous la strate de consommation de 30 kWh/j. Veuillez fournir le % des revenus totaux du tarif D uniquement se retrouvant sous la strate de consommation de 30 kWh par jour.

1.10. (Réf. vi.) Considérant l'ouverture du Distributeur à envisager d'augmenter le seuil de la 1^{re} tranche, et compte tenu du chevauchement saisonnier de la facturation actuelle sur une période comprenant deux mois de consommation, le Distributeur pourrait-il envisager de modifier sa méthode de calcul de la consommation pour favoriser le respect de la consommation de base sur une base journalière, selon le seuil qui sera retenu ?

1.10.1. Selon le Distributeur, quelles pourraient être les modifications à la méthode de calcul qui pourraient être étudiées (calcul mensuel plutôt que sur deux mois, calcul journalier, etc.) pour évaluer l'impact sur la facture de la clientèle ?

1.11. La venue des CNG pourrait-elle favoriser une modification de la méthode de calcul de la facture, si oui veuillez préciser ce que les CNG peuvent permettre de réaliser, soit si la technologie du projet LAD est en mesure de réaliser le calcul de la consommation sur une base journalière ou mensuelle et si des coûts de mise en place y seraient associés ?

Création d'une troisième tranche

Référence

i. Suivi des décisions D-2014-037 et D-2015-018, Réponses aux engagements no1 à 9, 15 et 16, Réponse à l'engagement no 16, Tableau E-16

Demande

1.12. (Réf. i.) Le Tableau E-16 identifie les proportions des clients et des kWh facturés aux différentes tranches d'énergie et des clients visés par une 3^e tranche à 80 kWh/jour. Nous constatons qu'à partir de la tranche se situant entre 15 000 et 20 000 kWh de consommation annuelle, 58,5% des clients de cette tranche consommeraient parfois en 3^e tranche et qu'une proportion de clients consommant au-dessus de 30 000 kWh annuellement serait facturée toujours en 3^e tranche. Veuillez fournir le pourcentage (%)

des revenus actuels du tarif D et le nombre de kWh représentant la 3^e tranche, soit celle au-dessus de 80 kWh/j.

Progression du signal de prix selon les tranches de tarifs - Hausse différenciée des tranches d'énergie

Références

i. R-3933-2015, B-051, Section 5.4, Progression du signal de prix, page 17

Quelle que soit la finalité recherchée, une 3^e tranche ne permettrait pas d'atteindre efficacement ni l'un, ni l'autre de ces objectifs. D'une part, le seuil d'application d'une 3^e tranche serait arbitraire, car qu'il soit au-delà ou en-deçà de 30 kWh par jour, il ne peut être associé à aucun usage précis. (Notre souligné)

ii. R-3933-2015, B-051, Section 5.5, Seuil de la 1^{re} tranche, page 17

Le Distributeur est d'avis que le seuil actuel de la 1^{re} tranche est toujours adéquat pour couvrir les usages autres que le chauffage puisqu'il correspond à la consommation unitaire annuelle moyenne excluant le chauffage des locaux. Toutefois, il pourrait explorer la possibilité d'augmenter le seuil de la 1^{re} tranche pour y capter une partie de la consommation associée au chauffage ou, comme mentionné par certains intervenants, pour y inclure le « chauffage de base ». Cette mesure permettrait d'augmenter davantage le prix de la 2^e tranche et ainsi atteindre plus rapidement le signal de prix marginal de long terme sans toucher plus significativement les abonnements pour les usages en commun et les grandes exploitations agricoles dans la mesure où un éventuel tarif D2 serait introduit à leur intention. (Notre souligné)

iii. Rencontre technique, PGEÉ et tarif à paliers, impacts sur l'efficacité énergétique, 25 mai 2009, pages 5 à 16

Impact d'un tarif à paliers comme incitatif à faire davantage de projets d'économie d'énergie, Sans support commercial, le tarif à paliers pourrait générer moins d'économie d'énergie.

iv. Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques, 2^e rencontre, 12 juin 2015, Besoins à la pointe, page 15

Régie : Souhaite des commentaires sur l'application d'un signal de prix accentué en périodes critiques, lorsque les températures sont les plus froides, considérant les besoins croissants du Distributeur à la pointe (300 heures, 1500 heures). Demande des commentaires sur les avantages et inconvénients d'une tarification en période critique, avec application d'un seuil de consommation quotidien plutôt que sur la période de facturation

v. Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques, 2^e rencontre, 12 juin 2015, Section 2. Scénarios proposés par les intervenants, page 15,

Demandes

1.13. (Réf. ii.) Compte tenu du fait que toute modification à la structure des tarifs entraîne des conséquences directes sur la facture de certains clients, soit à la baisse ou à la hausse, donc influence le signal de prix, le Distributeur pourrait-il envisager, que cela soit pour la hausse du signal de prix en deuxième tranche ou la création d'une troisième tranche, que des objectifs ciblés à atteindre sur 5 ans (ou plus) soient identifiés ?

1.14. (Réf. i. et ii.) Par exemple, concernant la mise en place d'une troisième tranche, serait-il possible de créer une troisième tranche avec l'objectif d'atteindre un signal correspondant au prix marginal de long terme sur une période de temps (5 ou 10 ans). Donc, dans l'éventualité de la création d'une troisième tranche, serait-il possible de l'envisager avec une cible maximale à atteindre sur une période à déterminer, soit une cible tendant vers le signal prix marginal de long terme ?

1.15. (Réf. ii.) Concernant la progression du signal de prix pour la deuxième tranche, qu'advierait-il au signal de prix de la première tranche si on facturait la clientèle de la deuxième tranche au prix marginal de long terme ? Ce prix de long terme peut-il être représentatif de la consommation en deuxième tranche, est-ce réaliste de maintenir un objectif incluant un prix marginal ?

1.16. (Réf. iv.) Ne serait-il pas préférable de mettre en place des moyens pour réduire les coûts d'approvisionnement à la pointe du réseau par notamment un tarif interruptible pour la pointe de 300 heures visant directement ces coûts marginaux ou encore offrir des incitatifs ciblés via des programmes en gestion de la demande, que d'augmenter la facture de la clientèle à la hauteur du prix marginal de long terme ?

1.17. (Réf. v.) En page 28 du document de présentation de la séance de travail du 12 juin 2015, le Distributeur présente les résultats des scénarios du GRAME. Pourriez-vous fournir les résultats du GRAME séparément et sous un format permettant de consulter les résultats, soit sur des pages distinctes. De plus, serait-il possible de retirer les résultats provenant des clients bi-énergie ?

2. TARIFICATION APPLICABLE AU NORD DU 53^E PARALLELE B-0051, SECTION 6.2

Références

i. R-3863-2013, D-2014-101, par. 144, 150 et 151

[144] Selon l'échéancier prévu, le Distributeur vise le déploiement des CNG en réseaux autonomes à compter de 2017.

(...)

[150] La Régie considère en effet qu'il est important que les CNG soient déployés dans les réseaux autonomes dès que possible. Elle est d'avis que le Projet LAD a le potentiel d'y générer d'importantes économies énergétiques et monétaires.

[151] La Régie réitère sa demande exprimée dans sa décision D-2014-037 en ce qui a trait au développement d'outils d'aide à la gestion de la consommation pour les organismes qui ont la responsabilité de gérer la grande majorité des factures du marché résidentiel de ces réseaux :

« [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 » (R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, p. 199.) (Notre souligné)

ii. R-3933-2015, B-0051, page 23

Une étude et des audits énergétiques ont été réalisés à l'automne 2014 en collaboration avec les représentants des organismes concernés, pour mieux comprendre la consommation d'électricité au nord du 53^e parallèle, notamment celle facturée en 2^e tranche aux tarifs domestiques¹⁵(Voir également la pièce HQD-10, document 1, section 3.4 relative au Nunavik.). Les résultats ont démontré que les clients qui consomment davantage en 2^e tranche ont recours, dans une proportion plus importante, au chauffage électrique d'appoint. Outre le fait que la source principale de chauffage des locaux et de l'eau n'est pas l'électricité, le niveau de consommation n'est pas différent de celui du reste de la clientèle au Québec.

Dans la décision D-2015-013, la Régie demandait au Distributeur de quantifier l'ampleur du chauffage d'appoint dans les réseaux autonomes. Le Distributeur évalue qu'environ 8 % des besoins en énergie de 87 GWh dans l'ensemble des réseaux du Nunavik en 2014 sont attribuables au chauffage électrique d'appoint. Certains réseaux se démarquent toutefois avec une part de chauffage supérieure à 10 % des besoins totaux en énergie, soit Akulivik (10 %), Inukjuak (12 %), Kuujjuarapik (14 %) et Puvirnituq (13 %). (Note de

bas de page no 16 : L'estimation du chauffage d'appoint est déterminée à partir des modèles de prévision de la demande des réseaux autonomes utilisant les données de facturation et les données des besoins en énergie. (Notre souligné)

iii. R-3933-2015, B-0051, page 23

Compte tenu qu'un plan d'action est en cours d'élaboration et que des mesures seront déployées, dès l'automne 2015, en collaboration avec l'Administration régionale Kativik, la Société Makivik et la Société d'habitation du Québec / Office municipal d'habitation Kativik, il est proposé de mettre en application à compter du 1er avril 2016 l'augmentation graduelle du prix de la 2e tranche d'énergie des tarifs domestiques au nord du 53e parallèle (excluant le réseau de Schefferville).

Ainsi, en appui aux mesures déployées, un signal de prix plus accentué sera offert pour ceux qui utilisent l'électricité alors qu'il existe une source d'énergie alternative moins coûteuse. Bien que ces mesures ne permettent pas d'éliminer entièrement la consommation en 2e tranche, elles offriront à la clientèle des moyens de la réduire.

iv. R-3933-2015, B-042, section 3.4. Réseaux autonomes, Page 20-21

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

v. Suivi projet LAD au 30 juin 2015, Suivi des décisions D-2012-127 et D-2014-101, Tableau 1, page 6

**TABLEAU 1 :
 NOMBRE CUMULATIF DE COMPTEURS INSTALLÉS AU 30 JUIN 2015 (EN k)**

	Travaux préparatoires		2013			2014			2015		Total
	Phase 1	Phase 1	Phase 1	Phases 2 et 3	Total	Phases 2 et 3					
						T1	T2				
Prévision	20	999	671	846	1 517	321	344	3 201			
Compteurs CNG résidentiels	20	1 017	649	829	1 478	329	381	3 225			
Compteurs CNG CII	0	0	0	6	6	14	21	41			
Compteurs CNC	0	4	4	9	13	7	15	39			
Total compteurs	20	1 020	653	844	1 497	350	418	3 305			
Écart		22	(18)	(2)	(20)	29	74	104			

vi D-2014-037, par. 762

[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. (Notre souligné)

Demandes

2.1. (Réf. i) Veuillez préciser l'état d'avancement du déploiement des CNG en réseaux autonomes. Plus précisément, veuillez fournir un calendrier de réalisation selon chacun des réseaux séparément, notamment pour le cas des réseaux au nord du 53^e parallèle.

2.2. (Réf. i et v) Considérant la demande de la Régie, veuillez soumettre une ébauche de la stratégie d'exploitation des données du projet LAD que le Distributeur entend déployer dans les réseaux autonomes en 2018, ou avant ce terme ?

2.3. (Réf. v) Pourriez-vous séparer le tableau 1 en deux catégories de déploiement pour les phases 2 et 3, de sorte que nous puissions suivre le déploiement en réseaux autonomes ?

2.4. (Réf. i) Plus précisément, veuillez décrire les fonctions relatives aux CNG qui sont envisagées pour *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 ?*

2.5. (Réf. i) Veuillez préciser si d'autres moyens techniques ou technologiques que les CNG sont envisagés dans le cas des réseaux au nord du 53^e parallèle pour gérer les besoins en énergie et en puissance ?

2.6. (Réf. iii) Veuillez concilier l'information fournie au paragraphe 2 de la citation en référence iii et indiquer en quoi un signal de prix plus accentué offre à la clientèle des moyens de réduire leur consommation en 2^e tranche ?

2.7. (Réf. iii) Veuillez identifier en détails le plan d'action en cours d'élaboration et les mesures prévues qui doivent être déployées à l'automne 2015.

2.8. (Réf. iv) Compte tenu de l'objectif global de réduction de la croissance de la demande d'électricité dans tous les territoires, quelles sont les offres intégrées (programmes en économies d'énergie) que le Distributeur entend déployer dans les réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle ?

2.9. Veuillez confirmer si la clientèle au nord du 53^e parallèle a accès à des mesures en gestion de la consommation pour réduire l'impact de la hausse des tarifs en deuxième tranche et si cette clientèle a accès à l'exploitation des données du Projet LAD ?

2.10. (Réf. ii.) Comment expliquez-vous que l'estimation du chauffage d'appoint, déterminée à partir des modèles de prévision de la demande des réseaux autonomes, démontre que certains réseaux ont une part de chauffage supérieure à d'autres réseaux ?

2.11. (Réf. ii.) Avez-vous déjà procédé à une analyse de l'utilisation de l'avantage économique de 30 % relatif à la compensation mazout, selon ces réseaux ? Plus précisément, êtes-vous en mesure d'identifier si les réseaux utilisant plus de chauffage d'appoint demandent, en terme relatif (selon son nombre d'habitants par exemple), une valeur correspondante de remboursement pour la compensation au mazout ?

2.11.1 À cet effet, veuillez déposer par réseaux autonomes, plus particulièrement de manière différenciée pour chaque village du réseau du Nunavik, les demandes de 2013 et 2014 de remboursement de 30 % relatif à la compensation mazout.

2.12. Est-ce que le Distributeur fait régulièrement la promotion de l'avantage économique de 30 % relatif à la compensation mazout auprès de la population admissible ? Si oui, veuillez préciser par quels moyens ?

2.13. Le Distributeur a-t-il envisagé l'amélioration de l'offre des programmes commerciaux (entretien annuel, réparation et dépannage) afin notamment d'éviter l'usage du chauffage en cas de panne du système de chauffage ?

2.14. (Réf. v.) Le GRAME constate que la Régie précisait que les centrales devant faire l'objet d'un ajout de puissance planifiée dans un horizon de deux à quatre ans entre 2015 à 2018 doivent être priorisés. Veuillez préciser quelles sont les actions prévues pour mettre à profit les investissements du projet LAD pour ces réseaux et à quel moment ils seront mis en place ?

3. TARIF DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE : B-0051, SECTION 6.3, SUIVI D-2015-018, PAR. 1045

Références

i. D-2015-018, par. 1045

[1044] Afin de s'assurer de façon continue que la clientèle du Distributeur n'est pas pénalisée et que les tarifs offerts couvrent toujours le coût à la marge du Distributeur, incluant les coûts d'énergie en périodes de pointe et les coûts des approvisionnements en puissance, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre de ses dossiers tarifaires, un suivi annuel du tarif de développement économique.

[1045] Ce suivi annuel devra, entre autres, présenter les volumes d'énergie qui seront offerts à ce nouveau tarif, selon les ententes acceptées ou prévues par le Distributeur, ainsi qu'une mise à jour de la simulation de la rentabilité du tarif, incluant le détail des hypothèses sous-jacentes, tels que présentés au tableau R-6.1 de la pièce B-0107. Ce suivi annuel devra également inclure une estimation de l'impact du tarif sur les besoins en puissance du Distributeur ainsi que sur les coûts d'approvisionnement en puissance sur la période couverte par le tarif. (Notre souligné)

ii. R-3933-2015, B-0051, section 6.3

6.3. Tarif de développement économique

Dans sa décision D-2015-01817, la Régie demandait au Distributeur « (...) de présenter, dans le cadre de ses dossiers tarifaires, un suivi annuel du tarif de développement économique », incluant les volumes d'énergie offerts à ce tarif et une mise à jour de la simulation de rentabilité du tarif. Jusqu'à présent, trois demandes ont été soumises au Distributeur et sont en cours d'évaluation. (Notre soulignée)

iii. R-3905-2014, B-0078, page 12

6.42 Modalités d'adhésion

Pour adhérer au tarif de développement économique, le client doit soumettre une demande écrite à Hydro-Québec. La demande du client doit inclure les renseignements suivants :

a) une description sommaire de l'installation projetée ou du projet d'expansion, y compris notamment les produits qui seront fabriqués, le cas échéant, les procédés et les technologies qui seront mis en oeuvre ainsi que les investissements et les dépenses d'exploitation anticipés;

b) la date prévue de mise en service;

c) **une estimation de la puissance** qui sera appelée et de l'énergie qui sera consommée, en moyenne, en vertu de l'abonnement visé; (notre soulignée)

(...)

iv. R-3905-2014, B-0110, Réponse à la demande de renseignements no 2 du GRAME, question 11.1.

11.1 Veuillez confirmer ou infirmer si, selon le libellé aux références (i) et (ii), la réduction tarifaire s'appliquera à toute augmentation de la puissance à facturer et de l'énergie consommée par les opérations existantes au-delà du niveau de la puissance historique et de l'énergie historique. Veuillez expliquer.

Réponse : La puissance historique et l'énergie historique seront déterminées à partir des informations des 12 périodes de consommation précédant l'adhésion au tarif de développement économique. En sélectionnant les 3 périodes où la consommation est la plus élevée parmi les 12 dernières, le Distributeur pourra fixer les paramètres de facturation reflétant la consommation normale du client au tarif régulier avant l'agrandissement.

L'augmentation de la capacité de l'usine se traduira par une augmentation de la puissance appelée et de l'énergie consommée. **C'est sur la portion de la facture associée à la puissance et l'énergie dépassant ces limites d'historique de consommation que sera appliquée la réduction tarifaire.** Ainsi, pour un client qui a une puissance appelée de 20 MW durant la période historique et qui prévoit une puissance appelée de 30 MW après agrandissement, la réduction tarifaire s'appliquerait sur les 10 MW excédant le niveau historique. Généralement, les usines sont utilisées à leur pleine capacité, sauf dans certains cas particuliers comme lors d'un ralentissement pour des raisons économiques. Dans cette optique, la croissance de la consommation associée à des opérations existantes ne peut être que marginale. De plus, le client doit spécifier la nouvelle capacité prévue dans l'entente de contribution qui est signée lors d'une demande d'augmentation de la puissance disponible. **Il est dans l'intérêt du client de prévoir la puissance la plus près possible de ses besoins réels.** Le suivi de la consommation permettra au Distributeur **de s'assurer que la puissance et l'énergie associées à la nouvelle charge** sont du même ordre que ce qui est prévu à l'entente et que la réduction tarifaire est appliquée uniquement sur la nouvelle charge.

Demandes

3.1. (Réf. i., ii, iii et iv) Vous indiquez en réponse à une demande du GRAME que c'est sur la portion de la facture associée à la puissance et l'énergie dépassant ces limites d'historique de consommation que sera appliquée la réduction tarifaire et qu'il est dans l'intérêt du client de prévoir la puissance la plus près possible de ses besoins réels (Réf. iv). De plus, les modalités d'adhésion (article 6.42) prévoient que pour adhérer au tarif de développement économique, le client doit soumettre une demande qui inclut notamment une estimation de la puissance qui sera appelée (Réf. iii.). Par conséquent, veuillez fournir un estimé sur une base annuelle couvrant la période prévue de l'application du tarif de développement économique, de l'impact sur les besoins en puissance du Distributeur des trois demandes (Réf. ii.) qui ont été soumises au Distributeur ?

3.2. Veuillez également fournir pour chaque demande (Réf. ii.), sans nommer les clients potentiels, la valeur correspondante de l'estimation de la puissance et de l'énergie prévue sur une base annuelle couvrant la période prévue de l'application du tarif de développement économique ?

3.3. (Réf. ii.) Le Distributeur a-t-il procédé à une évaluation des besoins additionnels en puissance à la pointe du réseau et de l'impact sur son déficit en puissance considérant les trois demandes en cours d'évaluation ? Si oui, veuillez fournir votre évaluation préliminaire. Si non, à quel moment serez-vous en mesure d'identifier ces besoins ?

3.4. Finalement, considérant que le Distributeur sera en mesure éventuellement de connaître l'impact sur la demande en puissance, notamment à la pointe du réseau, seriez-vous favorable à accompagner systématiquement ces clients vers les programmes de gestion de la demande en puissance, comme le volet *Gestion de l'énergie* s'adressant aux grands industriels, ainsi que de mettre en place une approche intégrée aux interventions proposées par le Distributeur en efficacité énergétique ?

3.4.1. Si oui, veuillez préciser la méthode d'accompagnement qui pourrait être envisagée (Par communication directe, rencontres, etc.) ?

B) COÛTS DE DISTRIBUTION ET SERVICE À LA CLIENTÈLE

4. L'ÉLECTRIFICATION DES TRANSPORTS : B-026 ET SUIVI D-2015-129, PAR. 17

Références

i. R-3933-2015, B-0026, page 21 Électrification du transport collectif

Les études et projets déjà entamés depuis 2012 se poursuivront en 2016. Tout comme pour les études présentement en cours, le Distributeur continuera de participer activement à titre de partenaire aux études des projets. (Notre souligné)

ii. R-3933-2015, B-0026, Tableau 11 Éléments spécifiques, page 30

**TABLEAU 11 :
ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES (M\$)**

Description	Année historique 2014	2015		Année témoin 2016	Variation 2016 vs D-2015-018
		D-2015-018	Année de base		
Électrification du transport collectif	0,3	0,5	0,5	0,8	0,3
Automatisation du réseau	6,1	4,9	6,0	6,3	1,4
Optimisation des systèmes clientèles (Migration majeure SIC)	1,7	1,7	1,7	1,7	0,0
Lecture à distance - Phase 1	9,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Lecture à distance - Phases 2 et 3		38,9	42,1	44,2	5,3
Total - Éléments spécifiques	18,0	46,0	50,3	53,0	7,0

iii. R-3863-2013, pièce B-0013, HQD-1, doc.3, En liasse, p.17

TABEAU 6 : STATUT D'AVANCEMENT DES FONCTIONNALITÉS

	Fonctionnalités présentées*	Date prévue*	Statut	Date de mise en œuvre
Dans le périmètre du projet	Facturation sur relevé réel	2012	Réalisé	2012
	Emménagements/déménagements facilités	2012	Réalisé	2013
	Efficience des processus relève et recouvrement	2012	En cours	2014
Hors du périmètre du projet	Gestion des pannes et des interruptions	2012	Réalisé	2013
	Prévision de la demande	2012	En cours	2014
	Gestion de la consommation	2013	En cours	2014
	Détection de la subtilisation	2013	En cours	2015
	Efficacité énergétique - Réduction des pertes	2013	En cours	En continu dès 2014
	Acquisition de données d'équipements réseau	2015-2017	A venir	2015-2017
	Gestion de la recharge de véhicules électriques	2015-2017	A venir	2015-2017
Télésurveillance/maintenance des équipements	2015-2017	A venir	2015-2017	

iv. Site Web de la société des transport de Montréal, <http://www.stm.info/fr/a-propos/grands-projets/electrification-du-reseau-de-surface>

Le Plan d'action québécois 2011-2020 sur les véhicules électriques vise à ce que 95 % des déplacements en transport collectif soient électriques d'ici 2030.

À compter de 2025, tous les nouveaux bus fonctionneraient à l'électricité afin d'atteindre zéro émission de GES dès 2040.

v. Plan d'action 2011-2020 sur les véhicules électriques, Québec roule à la puissance verte!, page 26

À titre d'exemple et selon les connaissances actuelles, la Société de transport de Montréal s'engage à acquérir uniquement des autobus entièrement électriques à compter de 2025.

(..)

Le gouvernement favorisera la maximisation de la proportion d'autobus entièrement électriques dans le parc des organismes de transport et prévoira, le cas échéant, un volet à l'électricité pour chacun des programmes d'aide financière. Le gouvernement vise à ce que, d'ici 2030, 95 % des déplacements sur le réseau québécois de transport collectif recourent à l'électricité. (Notre souligné)

Demandes

4.1 (Réf. i. et ii.) Veuillez fournir la liste des projets déjà entamés depuis 2015 et qui se poursuivront en 2016, pour lesquels le Distributeur demande un budget de 0,8 M\$?

4.2 (Réf. i. et ii.) Veuillez fournir la liste des études en cours auxquelles le Distributeur indique participer activement à titre de partenaire et pour lesquelles le Distributeur demande un budget de 0,8 M\$?

4.3 (Réf. iii.) Lors du dossier R-3863-2013, le Distributeur présentait l'état d'avancement des fonctionnalités, notamment celles en-dehors du périmètre du projet LAD pour justifier les gains d'efficacité, notamment en gestion de la recharge des véhicules électriques. Compte tenu de la date prévue (2015-2017) pour la mise en place de la fonctionnalité *gestion de la recharge de véhicules électriques*, veuillez en indiquer l'état d'avancement.

4.4 (Réf. iv et v.) Le Plan d'action québécois 2011-2020 sur les véhicules électriques vise à ce que 95 % des déplacements en transport collectif soient électriques d'ici 2030. De plus, la Société de transport de Montréal s'est engagée à acquérir uniquement des autobus électriques à compter de 2025. En lien avec ces objectifs gouvernementaux, veuillez détailler quels sont les objectifs spécifiques, ou les projets à l'étude, inclus dans la demande de budget de 0,8M\$ visant directement l'électrification du transport collectif.

C) INDICATEURS DE PERFORMANCE : B-0013, SUIVI D-2015-015, PAR 137

5. L'INDICE DE SATISFACTION DE LA CLIENTÈLE ET L'INDICE DE CONTINUITÉ :

Références

i. Document relatif à la *Rencontre de travail relative aux indicateurs de qualité de service*, 11 juin 2015, section 4- Indice de satisfaction de la clientèle, page 11

Le 2 octobre 2015
No de dossier : R-3933-2015
Demande de renseignements no 1 du GRAME à
Hydro-Québec Distribution
Page 18 de 25

▪ **Mesure actuelle :**

- Échantillons annuels
 - Résidentiel (4 000)
 - Grands comptes (400)
 - Affaires et autres (1 800)
 - Grande puissance (175)
- Mesure annuelle de l'importance et mesure en continu de la satisfaction pour chaque attente (32 à 45 attentes selon le segment de clientèle)
- ISC: moyenne pondérée de la satisfaction par l'importance accordée à chaque attente
- **Constats :**
 - Nombre élevé d'attentes
 - Nombreux sujets pas nécessairement liés au service
 - Chaque attente évaluée par tous: perception générale de la population plutôt que l'évaluation des services offerts par le Distributeur
 - Sous sa forme actuelle le sondage sert plus d'indicateur de haut niveau de la perception globale d'Hydro-Québec

▪ **Nouvelle mesure :**

- Échantillons annuels
 - Clientèle de masse (4 400 - test en cours)
 - Grands comptes et affaires (400 GC et 600 affaires - test en cours)
 - Grande puissance (175 - en place depuis 2012)
- Mesure en continu de la satisfaction à l'égard des quatre dimensions du service :
 - Qualité et continuité du service
 - Facturation
 - Gestion de la consommation
 - SALC / demandes des clients
- ISC: moyenne de satisfaction des quatre dimensions
- **Avantages :**
 - Indice axé sur l'appréciation des clients des principaux services du Distributeur
 - Questionnaire plus court et permettant une plus grande flexibilité : ajustement au besoin pour permettre d'approfondir certains sujets pour certains segments
 - Questionnaire permettant de recueillir plus d'informations sur les motifs d'insatisfaction
 - La satisfaction globale continue d'être suivie de la même façon qu'avant pour avoir une mesure de l'impression générale de la clientèle

ii. Document relatif à la Rencontre de travail relative aux indicateurs de qualité de service, 11 juin 2015, section 4- Indice de satisfaction de la clientèle, page 12

Modèle pour l'établissement de l'indicateur de satisfaction de la clientèle : clientèle de masse, grands comptes, affaires



12

iii. D-2015-018, paragraphes 137, 174, 175

[137] Néanmoins, afin de mesurer adéquatement l'ensemble des efforts déployés par le Distributeur pour améliorer son service à la clientèle, la Régie considère qu'il y a lieu d'introduire un indicateur supplémentaire qui puisse capter, dans une certaine mesure, l'impact de la mise en service de nouvelles technologies, comme le Projet LAD et l'Espace client.

[174] La Régie demande au Distributeur d'ajouter certains indicateurs provenant des exercices de balisage externe à la liste des indicateurs de qualité de service propres au balisage interne.

[175] La Régie souhaite ainsi avoir, sur une base annuelle, un portrait plus complet des efforts que le Distributeur réalise en matière d'amélioration du service à la clientèle. Ces indicateurs permettront également de mesurer davantage les impacts des actions structurantes entreprises par le Distributeur. (Notre souligné)

iv. B-013, section 1.2, page 6

1.2. Activités liées aux services à la clientèle

Dans une optique d'amélioration de l'expérience client, le Distributeur poursuit la mise en oeuvre de sa trajectoire « Web-Mobile » afin de simplifier l'accès à ses services et ainsi rendre les clients autonomes dans la gestion de leurs comptes et le suivi de leurs demandes. Cette orientation se traduit par la diversification de l'offre et par la performance des libres-services disponibles via le Web et les appareils mobiles. Le Distributeur maintient également ses efforts de sensibilisation et d'information à l'intention des clients en tirant profit des moyens de communications électroniques.

Afin de mieux informer les clients de l'avancement de leurs demandes, le Distributeur implantera, en 2015, un portail en ligne permettant la création et le suivi des demandes de services et d'alimentation. Grâce à ce nouvel outil, les clients pourront bénéficier d'un accès afin de suivre leurs demandes dans l'*Espace client*. Ils recevront également des communications automatisées offrant un suivi précis de l'avancement de chacune des demandes effectuées.

v. B-013, section 1.2, page 14

3.4. Amélioration de la méthodologie d'établissement des indices de satisfaction

Développée en 1992, l'approche actuelle pour établir l'indice de satisfaction de la clientèle (ISC) consiste à mesurer, au moyen de sondages, la satisfaction des clients à l'égard d'un nombre élevé d'attentes. Toutefois, un certain nombre de ces attentes ne sont pas directement liées aux services rendus par le Distributeur. Sous sa forme actuelle, l'ISC est un indicateur de haut niveau qui donne davantage une information sur la perception globale de la clientèle envers Hydro-Québec.

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. (Nos soulignés)

vi. R-3933-2015, B-013, page 11

En outre, la Régie demandait au Distributeur de revoir la définition du Taux de réalisation des demandes dans les délais convenus et d'en raffiner le calcul, afin de capter plus adéquatement la réalité vécue sur le terrain par certaines clientèles du Distributeur. De plus, elle demandait au Distributeur de rencontrer l'UPA afin d'examiner la possibilité de

présenter un Indice de continuité (IC) segmenté par zones géographiques et par types de clients dans le cadre d'un prochain dossier tarifaire.

vii. R-3905-2014, Décision D-2015-018, paragraphe 173.

[173] Néanmoins, la Régie demande au Distributeur de rencontrer les représentants de l'UPA, afin d'examiner la possibilité de présenter, dans le cadre d'un prochain dossier tarifaire, des indices de continuité segmentés par zones géographiques et/ou par types de clientèle.

Demandes

5.1. (Réf. i.) Selon la nouvelle mesure proposée, l'échantillon pour la clientèle de masse comprend 4 400 clients, pourriez-vous préciser si la clientèle des réseaux autonomes est couverte par cet échantillon ?

5.1.1 Si oui, pourriez-vous indiquer la proportion de cet échantillon visant les RA ? De plus, cet échantillonnage comprend-il des clients dans tous les réseaux autonomes, sinon veuillez indiquer lesquels sont couverts par l'échantillon de 4400 ?

5.2. (Réf. ii.) Concernant les questions spécifiques du diagramme présenté à la section 4 sur l'Indice de satisfaction de la clientèle en page 12, pourriez-vous fournir celles concernant la notoriété et l'utilisation des programmes et outils offerts en efficacité énergétique ?

5.3. (Réf. ii. et iii.) Concernant le volet gestion de la consommation de la mesure en continu de la satisfaction décrite au diagramme en page 12, pourriez-vous résumer la méthode utilisée par le Distributeur pour mesurer la satisfaction des clients à l'égard de l'efficacité énergétique, de la gestion de la consommation, ainsi qu'à l'égard du projet LAD, tel que demandé par la Régie dans la décision D-2015-018 (par. 137) ?

5.4. (Réf. iv.) Veuillez préciser si les options libre-service disponibles via le Web et les appareils mobiles sont disponibles pour la clientèle des réseaux autonomes ? Si oui, veuillez préciser les réseaux qui y ont accès ?

5.5. (Réf. v) Le Distributeur a introduit une nouvelle méthodologie visant à évaluer la satisfaction de la clientèle à l'égard notamment de la qualité et la continuité du service et la gestion de la consommation. Veuillez préciser si la mise à l'essai depuis le printemps 2015 comporte une évaluation de la satisfaction de la clientèle sur le territoire desservi par les réseaux autonomes ?

5.5.1. Si oui, veuillez préciser lesquels des réseaux autonomes ont été intégrés à la mise à l'essai ?

5.5.2. Si oui, veuillez préciser si les résultats à l'égard notamment de la qualité et la continuité du service sont relativement les mêmes en RA qu'en RI ?

5.6. (Réf. vi et vii) Concernant la demande de l'UPA relative à la possibilité de présenter un Indice de continuité (IC) segmenté par zones géographiques et par types de clients, le Distributeur pourrait-il faire le point sur les discussions à cet égard ?

5.7. (Réf. vi et vii) Concernant la possibilité de présenter un Indice de continuité (IC) segmenté par zones géographiques, le Distributeur pourrait-il envisager l'évaluation de la satisfaction de la clientèle séparément pour le cas des réseaux autonomes, selon qu'ils sont situés au nord ou au sud du 53e parallèle ?

D. AUTRES ENJEUX

6. LE DÉVELOPPEMENT DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE ET LA MISE EN VALEUR DES ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX DES ÉNERGIES RENOUVELABLES : SUIVI D-2015-13, PAR. 104

Références

i. Dossier R-3864-2013, A-0046, Note sténo de l'audience du 18 juin 2014, Contre-interrogé par Me Paquet du GRAME, p. 97 et 98 :

Q. [120] D'accord. Donc, vous me confirmez, parce qu'il y a trois ans, je sais qu'il n'y avait pas de démarches encore qui avaient été entamées. Donc, à ce jour, vous avez des démarches avec les fournisseurs éoliens pour qu'eux puissent justement acquérir les attributs environnementaux, là, ou avoir une valeur?

R. Non. Pour pouvoir... On est en démarche, je le redis donc, c'est avec... pas avec l'ensemble des promoteurs, on est plus en mode pilote. Donc, pour pouvoir certifier le... certifier leurs centrales de façon à ce qu'on puisse commercialiser ces attributs-là en vertu d'ÉcoLogo. Et si l'expérience s'avère concluante, on pourrait généraliser de façon plus... (Notre souligné)

Q. [122] Dernière question sur ce point. L'article, la clause 24.2 indique à l'alinéa 2 que les frais qui sont encourus pour ces démarches-là entre le Distributeur et les fournisseurs sont remboursés aux fournisseurs par le Distributeur. Est-ce qu'à ce jour il y a eu des frais qui ont été encourus et remboursés, là ? (Notre souligné)

R. Ça fait partie des clauses qu'on est en train de tester, donc de voir un peu quels sont les coûts qui sont associés aux démarches de certification et aussi aux démarches de

commercialisation. Donc, on va se retrouver avec un certain partage des responsabilités et des coûts en termes de certification et en termes de commercialisation et de partage des coûts et des revenus. (...) (Notre souligné)

ii. Dossier R-3864-2013, A-0046, Note sténo de l'audience du 18 juin 2014, Contre-interrogé par Me Paquet du GRAME, p. 98 et 99 :

Q. [122] Dernière question sur ce point. L'article, la clause 24.2 indique à l'alinéa 2 que les frais qui sont encourus pour ces démarches-là entre le Distributeur et les fournisseurs sont remboursés aux fournisseurs par le Distributeur. Est-ce qu'à ce jour il y a eu des frais qui ont été encourus et remboursés, là?

R. Ça fait partie des clauses qu'on est en train de tester, donc de voir un peu quels sont les coûts qui sont associés aux démarches de certification et aussi aux démarches de commercialisation. Donc, on va se retrouver avec un certain partage des responsabilités et des coûts en termes de certification et en termes de commercialisation et de partage des coûts et des revenus. (Nos soulignés)

Un peu à l'image de ce qui s'était fait pour les premiers parcs éoliens. Si vous vous souvenez, il y avait un programme fédéral. Comment il s'appelait? En tout cas, où il y avait une subvention pour l'encouragement de la production éolienne et il y avait des démarches qui devaient... écoÉNERGIE, merci. Donc, où il y avait un certain partage entre le Distributeur et les promoteurs de façon à pouvoir aller chercher ces subventions-là.

iii. Dossier R-3864-2013, D-2015-13, par. 103 et 104

[96] Le Distributeur prévoit toutefois entreprendre des démarches afin de participer aux marchés volontaires de transactions de CERs, notamment par la certification Ecologo de ses parcs éoliens. Selon le Distributeur, les marchés volontaires sont plus accessibles et permettraient de valoriser les attributs environnementaux de ses parcs éoliens. (R-3864-2013, B-0005, p. 39)

[99] À cet égard, le Distributeur soutient qu'il procédera, dans le cadre d'un projet pilote, à la certification des centrales de certains promoteurs et qu'il pourra en certifier davantage si l'expérience s'avère concluante. (R-3864-2013, A-0046, p. 97 et 98.) (Notre souligné)

(...)

[103] La Régie comprend que la présence de contraintes de transport et de congestion puisse limiter la quantité d'énergie qui peut être revendue dans les marchés avoisinants, dont celui de la Nouvelle-Angleterre. **Conséquemment, la Régie accepte la stratégie du Distributeur de ne pas revendre d'énergie en 2015 sur ces marchés. Elle encourage toutefois le Distributeur à demeurer vigilant et à rester à l'affût de tout changement**

permettant de revendre de l'énergie et des CERs sur les marchés avoisinants pour les prochaines années.

[104] Enfin, la Régie demande au Distributeur de poursuivre ses démarches de certification de ses parcs éoliens pour les marchés volontaires de transactions CERs (Écologo), lesquels semblent lui être accessibles et n'impliquent pas de nouvelles transactions sur les marchés. (Notre souligné)

iv. Décret 579-2015 (article 3)

IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation du ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles et du ministre des Finances :

(...)

QUE le plan stratégique portant sur les années 2016-2020 indique, plus particulièrement, les orientations et stratégies afin de mettre en valeur la contribution d'Hydro-Québec à l'égard des sujets suivants :

(...)

3. le développement de l'énergie éolienne, notamment en ce qui concerne :

a. la modernisation des pratiques existantes, des exigences d'intégration des parcs éoliens au réseau d'Hydro-Québec et du service d'équilibrage et de puissance complémentaire;

b. la complémentarité de l'énergie éolienne dans les réseaux autonomes;

c. la mise en valeur des attributs environnementaux des énergies renouvelables;

Demandes

6.1. (Réf. i, iii., et iv) Considérant la demande de la Régie au Distributeur de poursuivre les démarches de certification de ses parcs éoliens pour les marchés volontaires et l'orientation énoncée par le gouvernement dans son décret 579-2015 (article 3) pour le développement de l'énergie éolienne, veuillez identifier l'état d'avancement des

Le 2 octobre 2015
No de dossier : R-3933-2015
Demande de renseignements no 1 du GRAME à
Hydro-Québec Distribution
Page 25 de 25

démarches de certification de ses parcs éoliens afin de mettre en valeur les attributs environnementaux dont le Distributeur a la propriété.

6.2. (Réf. iii.) Veuillez préciser l'état d'avancement du projet pilote de certification des centrales de certains promoteurs.

6.3. (Réf. ii) Pourriez-vous préciser si le Distributeur a encouru des coûts à ce jour pour ses démarches de certification et de commercialisation et quelles sont les clauses qui ont été testées ou seront testées concernant le partage des responsabilités, les coûts de certification et commercialisation, de même que le partage des coûts et des revenus ?