

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DU GRAME**  
 relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2014-2015

**A TARIFS D'ELECTRICITE**

**I. Hausse des tarifs domestiques /Stratégie tarifaire /Coûts et approvisionnement**

**Références**

- (i) R-3854-2013, Pièce B-0049, HQD-13, doc. 2, page 11

**1.3. Stratégie tarifaire et impacts sur la clientèle**

Le défi en matière de stratégie tarifaire est de s'assurer que l'offre tarifaire est équilibrée, équitable, durable et adaptée au contexte économique et énergétique changeant et incertain. Il s'agit de favoriser une stratégie qui contribue davantage au soutien de l'économie québécoise.

C'est dans cette optique que le Distributeur souhaite, tout en tenant compte des coûts, amorcer un rééquilibrage des tarifs généraux en appliquant une hausse moindre au tarif M et en récupérant l'écart de revenus auprès des autres tarifs généraux, soit les tarifs G et LG, sur la base des avantages constatés par rapport aux prix observés en Amérique du Nord (figure 2). Pour les fins de l'année tarifaire 2014-2015, le rééquilibrage se limitera à une hausse additionnelle maximale de 1 % aux autres tarifs généraux. Pour les années suivantes, les ajustements permettant le rééquilibrage seront évalués au fur et à mesure de l'évolution du contexte économique, énergétique et tarifaire. Les hausses tarifaires proposées ainsi que les indices d'interfinancement sont présentés au tableau 1. (Notre souligné)

**TABLEAU 1**  
**AJUSTEMENTS DIFFÉRENCIÉS ET INDICES D'INTERFINANCEMENT<sup>12</sup>**

Catégories de consommateurs	Reflet du patrimonial et du rééquilibrage des tarifs généraux		Reflet de la variation des coûts	
	Ajustement tarifaire	Interfinancement	Ajustement tarifaire	Interfinancement
Domestiques	3,4%	83,7	2,9%	83,3
Généraux				
G	4,0%	116,6	4,7%	117,5
M	3,0%	132,0	3,3%	132,4
LG	4,4%	107,8	5,6%	109,1
Sous-total - Généraux	3,4%	124,4	3,9%	125,0
Total	3,4%	97,8	3,4%	97,8
Grands industriels	2,6%	116,4	2,8%	116,6

- (ii) R-3814-2012, B-0051, pièce HQD-12, doc. 2, Tableau 5, Impact sur les indices d'interfinancement d'une hausse différenciée, page 10 :

**TABLEAU 5**  
**IMPACT SUR LES INDICES D'INTERFINANCEMENT D'UNE HAUSSE DIFFÉRENCIÉE**

	Interfinancement avant hausse (%)	Variation des coûts		Scénario à 20%		Scénario à 30%		Scénario à 40%	
		Hausse tarifaire (%)	Interfinancement après hausse (%)	Hausse tarifaire (%)	Interfinancement après hausse (%)	Hausse tarifaire (%)	Interfinancement après hausse (%)	Hausse tarifaire (%)	Interfinancement après hausse (%)
Domestique	83	4,9%	84	3,5%	83	3,8%	84	4,1%	84
Petite puissance	122	1,9%	120	2,6%	121	2,4%	121	2,3%	121
Moyenne puissance	134	0,3%	130	2,1%	133	1,7%	132	1,3%	131
Grande puissance	115	1,7%	114	2,6%	115	2,4%	115	2,2%	114
Total - Tarifs réguliers	100	2,9%	100	2,9%	100	2,9%	100	2,9%	100

- (iii) R-3854-2013, Pièce B-0012, HQD-1, document 4, Tableau 2, Comparaison des revenus requis et des revenus des ventes découlant des tarifs en vigueur (M\$), page 7

**TABLEAU 2**  
**COMPARAISON DES REVENUS REQUIS ET**  
**DES REVENUS DES VENTES DÉCOULANT DES TARIFS EN VIGUEUR (M\$)**

<b>Réseau relié</b>	
Ventes (GWh)	169 569
Revenus des ventes	10 752,7
Revenus requis	10 978,8
Écart	(226,1)
<b>Réseaux autonomes</b>	
Ventes (GWh)	387
Revenus des ventes	31,6
Revenus requis	233,9
Écart	(202,3)
<b>Total Réseaux de distribution</b>	
Ventes (GWh)	169 957
Revenus des ventes	10 784,3
Revenus requis	11 212,7
Écart	(428,4)
<b><u>Conciliation tableau 1</u></b>	
Plus : Autres revenus	176,7
Plus : Provision réglementaire	(75,3)
Revenus additionnels requis	(327,0)

(iv) **R-3854-2013, Pièce B-0012, HQD-1, document 4, Tableau 1, Revenus additionnels requis et hausse tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2014 (M\$)**

**TABLEAU 1**  
**REVENUS ADDITIONNELS REQUIS ET HAUSSE TARIFAIRE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2014 (M\$)**

Revenus des ventes 2014 (sans hausse de tarif)	10 784,3
Revenus autres que ventes d'électricité	176,7
Ajustement - Provision réglementaire 2013	-75,3 <sup>1</sup>
<b>Revenus totaux aux fins du calcul des revenus additionnels requis</b>	<b>10 885,7</b>
<b>Revenus requis</b>	
Achats	
Achats d'électricité	5 488,0
Service de transport	2 650,4
Coûts de distribution & services à la clientèle	
Charges d'exploitation	1 333,0
Autres charges	1 017,2
Frais corporatifs	33,5
Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation	690,6
<b>Revenus requis</b>	<b>11 212,7</b>
<b>Revenus additionnels requis 2014</b>	<b>-327,0</b>
<b>Revenus des ventes avant hausse</b>	
- Excluant les contrats spéciaux	9 994,4
- Excluant les contrats spéciaux et le tarif L	8 627,0
<b>Hausse demandée - 1<sup>er</sup> avril 2014</b>	
- Clientèle au tarif L	2,6%
- Autres clientèles	3,4%
<b>Revenus générés en 2014 par la hausse demandée</b>	<b>220,3</b>
<b>Provision réglementaire 2014 récupérée en 2015</b>	<b>106,7 <sup>2</sup></b>

<sup>1</sup> Correspond au manque à gagner de janvier à mars 2013 relatif à la hausse tarifaire de 2,4 % appliquée au 1<sup>er</sup> avril 2013, récupéré en 2014.

<sup>2</sup> Correspond au manque à gagner de janvier à mars 2014 associé à la hausse tarifaire demandée pour le 1<sup>er</sup> avril 2014 à récupérer en 2015.

(v) **R-3854-2013, Pièce B-008, HQD-1, doc. 1, Tableau 1, Composantes du coût de service du Distributeur (M\$), page 6**

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

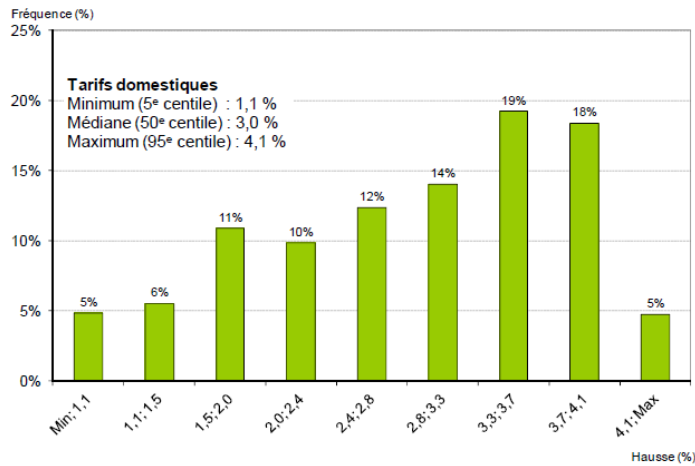
	2012	2013	2014	Écart
	Réel	D-2013-037	Année témoin	(2014-2013)
<b>Coût de service du Distributeur</b>	<b>10 541</b>	<b>11 000</b>	<b>11 213</b>	<b>213</b>
Coût de distribution et des services à la clientèle	3 061	3 041	3 074	33
Achats d'électricité	4 896	5 352	5 488	136
Service de transport	2 584	2 607	2 651	44

(vi) **R-3854-2013, Pièce B-0049, HQD-13, doc. 2, tableau 2, Tarifs domestiques proposés pour 2014**

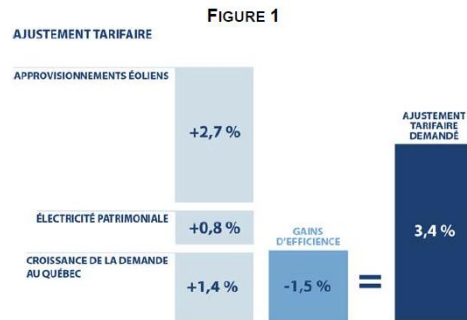
**TABEAU 2  
 TARIFS DOMESTIQUES PROPOSÉS POUR 2014**

	Tarifs 2013	Tarifs 2014	Écart
<b>Tarifs D et DM</b>			
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	0,0%
Prix de l'énergie - 1 <sup>er</sup> tranche (¢/kWh)	5,41	5,54	2,4%
Prix de l'énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	7,78	8,16	4,9%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	0,0%
Prime de puissance - été (\$/kW)	1,89	2,52	33,3%
<b>Tarif DT</b>			
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	0,0%
Prix de l'énergie - hors pointe (¢/kWh)	4,40	4,51	2,5%
Prix de l'énergie - pointe (¢/kWh)	21,26	23,46	10,3%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	0,0%
Prime de puissance - été (\$/kW)	1,89	2,52	33,3%

(vii) **R-3854-2013, Pièce B-0049, HQD-13, doc. 2, FIGURE 5 Distribution des impacts des hausses différenciées pour la clientèle, page 15**



(viii) **R-3854-2013, Pièce B-008, HQD-1, doc. 1, Figure 1, page 5**



(ix) **R-3854-2013, Pièce B-0020, HQD-5, doc. 1, page 16**

Tel qu'il était indiqué dans la demande R-3814-2012, les coûts d'approvisionnement incluent le coût d'achat des droits d'émission faisant suite au *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*.

(x) **R-3854-2013, Pièce B-0035, HQD-8, doc. 5, page 6**

**TABLEAU 3**  
**SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS PAR CATÉGORIES D'INVESTISSEMENT (M\$)**

CATÉGORIES	Année historique 2012	Année de base 2013	Année témoin 2014
Maintien des actifs <sup>(1)</sup>	313,0	394,5	432,1
Amélioration de la qualité	37,9	28,6	36,7
Croissance de la demande	330,7	362,8	386,8
Respect des exigences	46,6	62,4	67,8
<b>TOTAL</b>	<b>728,2</b>	<b>848,3</b>	<b>923,4</b>

(1) L'accroissement des investissements de la catégorie maintien des actifs entre l'année de base 2013 et l'année témoin 2014 s'explique principalement par le projet LAD dont les coûts augmentent de 62 M\$ en 2014.

**Demandes**

**1.1** Le Tableau 1 (référence i) indique les indices d'interfinancement, veuillez préciser si ces indices tiennent compte de l'ajustement tarifaire ou reflètent l'interfinancement avant l'ajustement tarifaire ?

**1.2** Veuillez indiquer en quoi la présente stratégie d'ajustement de l'interfinancement contribue davantage au soutien de l'économie québécoise (référence i) ?

**1.3** Au dossier R-3814-2012, le Tableau 5, Impact sur les indices d'interfinancement d'une hausse différenciée (référence ii) présentait l'information sur l'interfinancement avant la hausse et après la hausse différenciée. Veuillez déposer ce tableau avec les données d'ajustements tarifaires proposées au présent dossier, donc veuillez indiquer l'interfinancement avant et après la hausse tarifaire ?

**1.4** De plus, puisque le Distributeur propose que *pour les fins de l'année tarifaire 2014-2015, le rééquilibrage se limite à une hausse additionnelle maximale de 1% aux autres tarifs généraux*

(référence i), veuillez également proposer d'autres scénarios de rééquilibrage que le 1 %, soit de 1,25 % et 1,5 %, avec l'impact sur la hausse des autres tarifs ?

**1.5** Afin d'identifier l'impact de la hausse des tarifs pour les réseaux autonomes, y compris la hausse demandée pour les tarifs dissuasifs au nord du 53eme parallèle, veuillez présenter le Tableau 2, *Comparaison des revenus requis et des revenus des ventes découlant des tarifs en vigueur (M\$)* (référence iii), en indiquant les revenus des ventes de 2014 avec les nouveaux tarifs, selon le réseau relié et selon les réseaux autonomes.

**1.6** En référence au Tableau 1 - *Revenus additionnels requis et hausse tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2014 (M\$)* (référence iv), on constate que le revenu additionnel requis de 2014 est réparti entre les achats et les coûts de distribution et services à la clientèle. Veuillez identifier la part de l'augmentation de 327 M\$ qui est attribuable aux réseaux autonomes et la part de cette augmentation qui est attribuable au réseau relié. Veuillez également fournir le détail de la section revenus requis pour d'une part le réseau relié et d'autre part les réseaux autonomes.

**1.7** Les composantes du coût de service du Distributeur sont présentées au tableau 1 (référence v) pour les années 2012 à 2014. Veuillez présenter les composantes du coût de service de manière différenciée pour le réseau relié et les réseaux autonomes et ce pour les années 2012 à 2014, de même que l'écart 2014-2013.

**1.8** Le tableau 2, *Tarifs domestiques proposés pour 2014* (référence vi) illustre la hausse proposée par le Distributeur pour les tarifs domestiques de 2014. Pour ce qui est du tarif D et DM, la demande repose sur le gel de la redevance, de même que sur une hausse tarifaire portant deux fois plus sur le prix de la deuxième tranche d'énergie que sur le prix de la 1<sup>ère</sup> tranche. La figure 5 (référence vii) nous indique que près de 25 % de la clientèle verra sa facture augmenter de 3,7 % à 4,1 % et que 42 % de la clientèle se verra augmenter de plus de 3,3 %, alors que 44 % aura une hausse variant entre 1,1 % et 2,8 %. Face à ces constats, il est opportun de vérifier l'impact d'autres scénarios, reflétant les coûts de l'énergie. Veuillez déposer les résultats des deux scénarios suivants :

**1.8.1** Soit un scénario de hausse uniforme des deux tranches d'énergie, avec gel de la redevance. Pour illustrer votre scénario veuillez déposer la figure 5 (référence vii) pour les tarifs domestiques, de même que le tableau 2 (référence vi).

**1.8.2** Et un scénario de hausse de la redevance suivant le taux de l'inflation accompagnée d'une hausse différenciée, telle que présentement demandée, soit portant deux fois plus sur la deuxième tranche que sur la première tranche d'énergie. Pour illustrer votre scénario veuillez déposer la figure 5 (référence vii) pour les tarifs domestiques, de même que le tableau 2 (référence vi).

**1.9** La Figure 1 (référence viii) illustre l'ajustement tarifaire demandé. Selon cette figure, les gains d'efficacité seraient supérieurs à la croissance de la demande au Québec et donc à la croissance des charges d'exploitation prévues pour l'année projetée. Veuillez confirmer que l'ajustement tarifaire est directement causé par les coûts d'approvisionnements éoliens et par l'indexation de l'électricité patrimoniale ?

**1.10** Le Distributeur indique que les coûts d'approvisionnement incluent le coût d'achat des droits d'émission faisant suite au *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* (Référence ix).

**1.10.1** Veuillez fournir le montant de ces coûts pour l'année projetée de même qu'indiquer à quels approvisionnements ils sont attachés ?

**1.10.2** De plus, veuillez indiquer si ces coûts sont liés à la production d'énergie de source thermique pour les réseaux autonomes ?

**1.10.3** Si oui, veuillez indiquer si les coûts évités pour les réseaux autonomes seront ajustés pour en tenir compte ?

**1.11** Concernant les deux options d'électricité interruptible qui ont été approuvées au dossier R-3814-2012, veuillez déposer un suivi des résultats en termes d'interruption (puissance et consommation).

**1.12** (Référence x) Concernant les investissements par catégories, veuillez préciser les raisons de l'augmentation de 45 % des investissements en respect des exigences entre 2012 à 2014, qui ont augmenté de 46, 6 M\$ en 2012 à 67,8 M\$ pour 2014 ?

## **2. MISE A JOUR DE LA TARIFICATION APPLICABLE AU NORD DU 53E PARALLELE**

### **Analyse de la demande de hausse tarifaire**

#### **Références**

(i) **R-3854-2013, Pièce B-0049, HQD-13, doc. 2, section 2.4, page 24**

#### **2.4. Mise à jour de la tarification applicable au nord du 53e parallèle**

Dans la décision D-2012-02425, la Régie a demandé au Distributeur de présenter dans son dossier tarifaire 2014-2015 une mise à jour de la tarification dissuasive en réseaux autonomes. À cette fin, le Distributeur a analysé la consommation des clients et les pratiques au nord du 53e parallèle afin de bien cerner la situation et ainsi, de proposer une stratégie tarifaire appropriée.

(ii) **R-3854-2013, Pièce B-0049, HQD-13, doc. 2, section 2.4, pages 24 et 25**

La clientèle résidentielle des réseaux autonomes au nord du 53e parallèle bénéficie, tout comme le reste de la clientèle résidentielle, du tarif D jusqu'à concurrence de 30 kWh par jour, soit un seuil suffisant pour couvrir les usages de base d'un logement type. Toute la consommation qui excède ce seuil est facturée au prix de 32,26 ¢/kWh (au 1er avril 2013). Au prix actuel de 1,82 \$/litre (note 27) (24 ¢/kWh-équivalent), l'utilisation du mazout plutôt que de l'électricité permet au client d'économiser 25 % sur ses coûts de chauffage (note 28) : (Notre souligné)

Note 27 : Revue hebdomadaire des prix du mazout léger, semaine du 17 juin 2013, Régie de l'énergie.

Note 28 : Par rapport au prix de 32,26 ¢/kWh au 1er avril 2013.

**(iii) R-3854-2013, Pièce B-0049, HQD-13, doc. 2, section 2.4, page 25**

Force est de constater que la tarification applicable au nord du 53e parallèle permet de dissuader les clients de consommer de l'électricité pour combler leurs besoins de chauffage. D'une part, tous les logements disposent d'un système de chauffage au mazout. D'autre part, la consommation au-delà de 30 kWh par jour ne représentait que 12 % de la consommation totale des 4 900 abonnements facturés au tarif D au nord du 53e parallèle en 2012 (note 29) alors que cette proportion est de l'ordre de 50 % en réseau intégré et en réseaux autonomes au sud du 53e parallèle.

**Note de bas de page no. 29 :** Le tarif DM au nord du 53e parallèle ne compte qu'environ 40 abonnements et la proportion en 2e tranche s'élève à 5 % de la consommation totale.

**(iv) R-3854-2013, Pièce B-0049, HQD-13, doc. 2, section 2.4, page 25**

Néanmoins, pour environ 275 abonnements au tarif D (note 30), la proportion des kilowattheures consommés en 2e tranche excède 30 % de leur consommation totale respective.

**Note de bas de page no. 30 :** Un seul abonnement au tarif DM.

Comme les logements disposent d'un système de chauffage au mazout, la consommation en 2e tranche serait principalement attribuable au chauffage électrique d'appoint, et ce, même s'il en coûte moins cher de chauffer au mazout qu'à l'électricité. (Notre soulignée)

**(v) Décision D-2012-024, par. 87**

[87] Face au constat que chaque kW de demande additionnelle en réseaux autonomes se traduit globalement par l'installation d'environ deux kW de capacité additionnelle, la Régie mentionnait dans sa décision D-2011-028 qu'il y avait lieu de distinguer la valeur de chaque kW de puissance effacée à la pointe, côté réseau, du coût unitaire de la capacité à installer à la marge, côté production. La méthode utilisée pour répartir les coûts évités de puissance par unité d'énergie consommée à la marge devait permettre d'intégrer les coûts de la capacité additionnelle que le Distributeur prévoit dans son plan d'équipement, pour chaque kW de demande additionnelle sur le réseau. La Régie demandait au Distributeur de clarifier ce point<sup>53</sup>.

**(vi) Décision D-2012-024, par. 94**

[94] Ainsi, les coûts de la capacité de réserve, qu'il faut ajouter dans un réseau isolé pour assurer la puissance garantie requise, ne sont actuellement pas intégrés dans les coûts évités de puissance. Il en résulte que les coûts évités par une mesure de réduction de la demande de puissance à la pointe sont sous-estimés. (Notre souligné)

**Demandes : Analyse de la demande de hausse tarifaire**

**2.1** Veuillez confirmer que les résultats concernant les 4900 abonnements (référence iii) n'incluent pas le réseau de Schefferville.



**2.2** Veuillez préciser si l'affirmation selon laquelle *l'utilisation du mazout plutôt que de l'électricité permet au client d'économiser 25 % sur ses coûts de chauffage* (référence ii) résulte de l'utilisation du prix du mazout de 1,82 \$/litre (référence ii) et du prix qui serait payé par le client pour le chauffage à l'électricité avec le tarif dissuasif.

**2.2.1** Veuillez indiquer si ces calculs incluent le remboursement pour le mazout découlant des PUEÉRA?

**2.2.2** Veuillez fournir un estimé du prix moyen payé par les clients des réseaux autonomes au nord du 53<sup>ième</sup> parallèle pour le mazout léger en 2013 et confirmer que le prix du mazout utilisé pour faire la comparaison n'est pas le prix payé par les clients des réseaux autonomes.

**2.2.3** Veuillez indiquer, en référence à votre réponse 1.2, l'économie réelle du client s'il utilise du mazout au prix payé au nord du 53<sup>ième</sup> parallèle. (Veuillez soumettre vos calculs)

**2.2.4** Veuillez fournir la hausse du prix du mazout de 2013-2014 en pourcentage en utilisant les prix payés par les clients en réseaux autonomes (Référence R2.2.1) et le prix payé par le Distributeur pour sa production en réseau autonome ?

**2.2.5** Veuillez indiquer quelle serait la hausse de la deuxième tranche d'énergie pour les réseaux autonomes si elle suivait la hausse en pourcentage du prix du mazout léger défrayé par le Distributeur pour les fins de production d'électricité au nord du 53<sup>ième</sup> parallèle ?

**2.3** À titre comparatif en réseau intégré, concernant l'énoncé selon lequel la proportion de clients qui consomme au-delà de 30 kWh par jour *est de l'ordre de 50 % en réseau intégré* (référence iii), veuillez préciser le pourcentage de clients du tarif domestique D qui se chauffe à l'électricité en réseau intégré ?

**2.3.1** Parmi cette clientèle, veuillez préciser la portion de ces clients qui dépasse 30 kWh par jour de consommation ?

**2.3.2** Peut-il y avoir une proportion de clients qui se chauffe à l'électricité et qui ne dépasse pas 30 kWh en réseau intégré ? Veuillez expliquer ?

**2.3.3** Veuillez préciser la base de calcul du 30 kWh par jour, soit le nombre de jours utilisé pour facturer à la première tranche ? S'agit-il d'une moyenne ?

**2.4** Concernant les réseaux autonomes peut-il y avoir une proportion de clients qui utilise un chauffage d'appoint électrique et qui ne dépasse pas pour autant 30 kWh en moyenne de consommation par jour?

**2.4.1** Peut-il y avoir des dépassements de plus de 30 kWh dans une journée qui ne soient pas facturés au prix du tarif dissuasif ?

**2.5** Serait-il opportun d'installer des compteurs intelligents en réseaux autonomes, afin de facturer tous les dépassements de 30 kWh sur une base journalière ?

### Références (voir ci-haut)

- Référence v
- Référence iv
- Référence vi, par. 94

### Préambule

Considérant l'énoncé de la Régie, selon lequel *chaque kW de demande additionnelle en réseaux autonomes se traduit globalement par l'installation d'environ deux kW de capacité additionnelle, la Régie mentionnait dans sa décision D-2011-028 qu'il y avait lieu de distinguer la valeur de chaque kW de puissance effacée à la pointe, côté réseau, du coût unitaire de la capacité à installer à la marge, côté production* (référence v) et l'analyse du Distributeur que la consommation en 2e tranche serait principalement attribuable au chauffage électrique d'appoint (référence iv).

### Demandes

**2.6** Veuillez fournir le total de dépassement de consommation en kWh pour les 274 abonnements au tarif D et le dépassement du client au tarif DM ?

**2.7** Veuillez préciser l'impact énergétique du chauffage électrique d'appoint sur la **demande en puissance** pour l'ensemble des réseaux autonomes.

**2.8** Veuillez préciser (1) quels sont les coûts évités à utiliser, si on considère uniquement les coûts évités de la production d'un kWh (coût évité en mazout), puis (2) les coûts évités à utiliser si l'on considère également le coût à la marge de l'ajout d'équipement de production ?

**2.9** Veuillez identifier les coûts totaux engendrés par le dépassement de consommation en considérant tous *les coûts de la capacité de réserve, qu'il faut ajouter dans un réseau isolé pour assurer la puissance garantie requise* (référence vi, par. 94) ? Veuillez préciser votre méthode de calcul.

### **3. SECTION GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE**

#### **Références**

- (i) **État d'avancement 2012 du plan d'approvisionnement 2011-2020 : Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance –réseau intégré : page 3**

**2. Contexte de la gestion de la demande en puissance** Le Distributeur a noté différentes interprétations du terme gestion de la consommation dans ses récents dossiers réglementaires (par exemple, dans les dossiers R-3776-2011, R-3770-2011 et R-3748-2010). Afin d'assurer une compréhension plus uniforme de la terminologie utilisée, le Distributeur propose de retenir dorénavant le terme « **gestion de la demande en puissance** » en remplacement de « gestion de la consommation » pour définir toutes interventions du Distributeur auprès des clients visant à réduire les besoins en puissance du Distributeur.

- (ii) **État d'avancement 2012 du plan d'approvisionnement 2011-2020 : Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance –réseau intégré : p. 4**

**2.2.1 Gain en puissance d'une mesure** La puissance est, de par sa nature, une donnée ponctuelle et variable dans le temps. Contrairement à un kWh économisé, le gain en puissance d'une mesure varie en fonction de la période et du moment où l'effacement d'une charge se produit. Pour réduire les besoins de puissance du Distributeur, une mesure doit apporter un gain coïncidant avec la pointe des besoins du Distributeur. Pour cette raison, dans le cadre de l'évaluation du PTÉ, l'analyse se restreint aux mois d'hiver et à deux périodes journalières, soit de 6 h à 9 h et de 16 h à 19 h. (Notre soulignée)

- (iii) **État d'avancement 2012 du plan d'approvisionnement 2011-2020 : Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance –réseau intégré : p. 4**

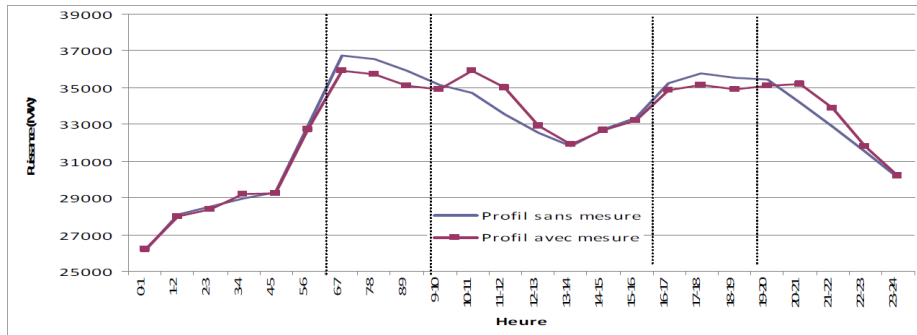
**2.2.2 Profil de puissance, reprise de charge et cumul du potentiel**

Le PTÉ des mesures de gestion de la demande en puissance est limité par le profil même des besoins de puissance du Distributeur. En effet, un grand nombre de mesures pourraient permettre une réduction des besoins en puissance à certaines heures de la journée, mais s'accompagneraient d'une hausse à d'autres moments de la journée. Ce phénomène, appelé « reprise de charge », limite le PTÉ de la gestion de la demande en puissance. Si le potentiel visé par de telles mesures n'était pas limité, la reprise de charge créerait une nouvelle pointe à une autre heure de la journée. La figure 1 présente le profil de la journée de pointe annuelle des besoins de puissance du Distributeur avant et après l'application d'une mesure. (Notre souligné)

(...) Ainsi, le PTÉ de l'ensemble des mesures de gestion de la demande en puissance des secteurs concernés est davantage limité par les problèmes reliés à la reprise de charge que par les coûts évités. De plus, les particularités de chaque mesure quant à leur impact sur le profil horaire, ainsi que les problèmes reliés à la reprise de charge, rendent le potentiel de chacune des mesures non nécessairement additif, contrairement au PTÉ d'économies d'énergie qui est obtenu par la somme du potentiel de chacune des mesures prises individuellement.

(iv) **État d'avancement 2012 du plan d'approvisionnement 2011-2020 : Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance –réseau intégré : p. 4**

Figure 1 – Profils de puissance lors de la journée de la pointe annuelle du réseau



(v) **R-3776-2011, Décision D-2012-024, par. 100**

[100] Toutefois, le coût évité unitaire, tel qu'actuellement calculé, peut être utile aux fins d'établir les tarifs dissuasifs en réseaux autonomes, en autant qu'il tienne compte des coûts réels liés à la capacité de réserve. (Notre souligné)

(vi) **R-3854-2013, Pièce B-0049, HQD-13, doc. 2, section 2.4, page 26**

De plus, compte tenu des coûts évités élevés en réseaux autonomes et de la nécessité qu'une attention particulière soit portée à la consommation en 2e tranche, même pour de petits volumes, par les organismes et les clients, le Distributeur propose d'accentuer graduellement le signal de prix de la 2e tranche d'énergie pour qu'il reflète éventuellement le coût évité en réseaux autonomes au nord du 53e parallèle (note 31). (Notre souligné)

(vii) **R-3854-2013, Pièce B-0049, HQD-13, doc. 2, section 2.4, pages 26 et 27**

Afin d'étaler les impacts tarifaires associés à cette mesure (note 32), il est proposé d'augmenter à compter du 1<sup>er</sup> avril 2014 le prix de la 2<sup>e</sup> tranche applicable au nord du 53<sup>e</sup> parallèle (à l'exclusion du réseau de Schefferville) au rythme de 8 % par année (note 33), en sus de la hausse tarifaire moyenne des tarifs domestiques. Le prix applicable aux 30 premiers kilowattheures par jour demeurerait quant à lui identique à celui applicable en réseau intégré.

En raison de la faible consommation en 2<sup>e</sup> tranche, près de 75 % des abonnements auraient une hausse inférieure à la hausse tarifaire moyenne des tarifs domestiques. Les abonnements les plus touchés sont ceux ayant une consommation importante en 2<sup>e</sup> tranche, le plus souvent attribuable au chauffage électrique d'appoint.

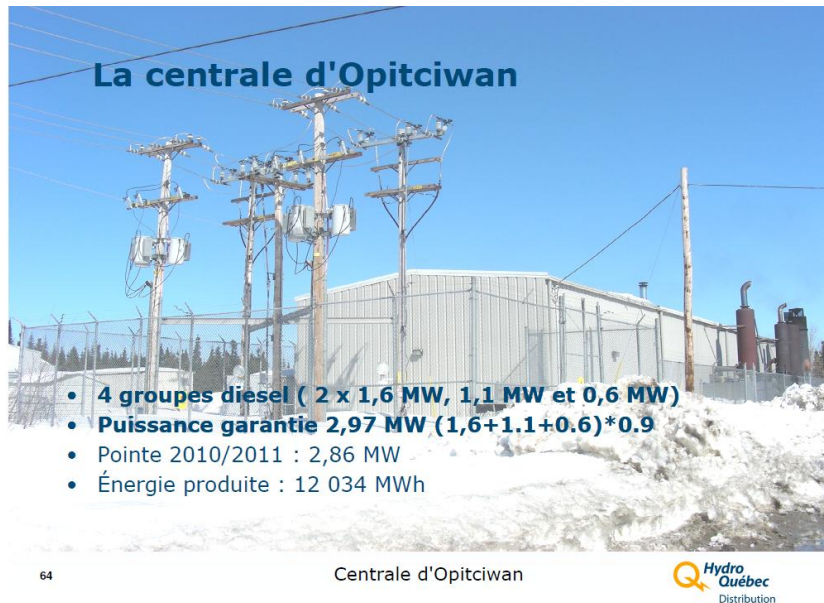
Notes de bas de pages :

31 Excluant le réseau de Schefferville dont le coût évité s'élève à 5,10 ¢/kWh, le coût évité total des 14 réseaux autonomes au nord du 53<sup>e</sup> parallèle s'élève en moyenne à 59 ¢/kWh (entre 52,74 et 67,13 ¢/kWh). Voir la pièce HQD-3, document 4, tableau 2.3.

32 Par rapport au prix de 32,26 ¢/kWh au 1er avril 2013, il s'agit d'une majoration de plus de 80 %.

33 À revenus constants, ce rattrapage permet d'atteindre le coût évité en réseaux autonomes de 59 ¢/kWh en environ 8 ans.

**(viii) R-3776-2011-B-0061, page 64**



**(ix) R-3854-2013, Pièce B-0049, HQD-13, doc. 2, section 2.4, pages 25 et 26**

En effet, environ 95 % des abonnements au tarif D au nord du 53<sup>e</sup> parallèle sont détenus par des organismes qui en assument les factures. Comme ces organismes gèrent un grand nombre de factures, ils ne sont pas toujours sensibilisés au fait qu'un certain nombre de leurs abonnements ont une consommation significative en 2<sup>e</sup> tranche.

Afin d'aider la clientèle en ce sens, au-delà des mesures de sensibilisation déjà en place, le Distributeur entend intensifier ses efforts en consultant les organismes pour identifier les pistes les plus susceptibles de sensibiliser davantage la clientèle. Une des pistes serait d'aviser périodiquement les organismes qui ont des abonnements dont la consommation excède significativement 30 kWh par jour. L'objectif est de mieux cibler les interventions en vue de réduire la consommation en 2<sup>e</sup> tranche et conséquemment, la facture d'électricité.

À terme, cela permettra au Distributeur de récupérer ses coûts lorsque, malgré tous les incitatifs et les moyens de sensibilisation déployés, le client fait le choix de consommer en 2<sup>e</sup> tranche. Cette mesure est également cohérente avec la stratégie de refléter le coût évité pour la clientèle de petite et moyenne puissance. (Nos soulignés)

**(x) Décision D-2012-024, par. 99**

[94] Ainsi, les coûts de la capacité de réserve, qu'il faut ajouter dans un réseau isolé pour assurer la puissance garantie requise, ne sont actuellement pas intégrés dans les

coûts évités de puissance. Il en résulte que les coûts évités par une mesure de réduction de la demande de puissance à la pointe sont sous-estimés. (Notre souligné)

[95] De même, les coûts évités de puissance sont calculés chaque année sur la base des plans d'équipement de chaque réseau, en prenant en compte les mesures actuellement prévues au PGEÉ. Ces coûts évités de puissance font abstraction de l'ensemble des gains qui pourraient résulter des différentes mesures additionnelles prévues dans le potentiel technico-économique (PTÉ) de mesures d'efficacité énergétique en réseaux autonomes, **incluant des mesures de gestion de la demande en puissance**<sup>60</sup>. Ces nouvelles mesures ayant nécessairement un impact significatif sur les plans d'équipement, les coûts évités, tels qu'établis par le Distributeur dans le dossier tarifaire 2012-2013, ne peuvent pas être utilisés pour évaluer leur rentabilité. De plus, la révision annuelle des plans d'équipement est la cause de la grande volatilité des coûts évités obtenus. (Notre souligné)

[98] Ainsi, la Régie considère que le Distributeur doit calculer l'impact financier des différents scénarios de mesures qui peuvent être déployées dans chacun des réseaux autonomes, en fonction de leur impact sur le plan d'équipement de ces réseaux. La valeur du report dans le temps du besoin d'un ajout de capacité, à la suite des mesures d'efficacité énergétique ou de gestion de la demande, doit être prise en compte. (Notre souligné)

[99] **La Régie demande que l'impact financier des mesures du PGEÉ, y compris de celles qui pourraient découler du PTÉ à l'étude, proposé pour chacun des réseaux autonomes, soit désormais évalué en tenant compte de l'impact de ce portefeuille de mesures sur le plan d'équipement de chacun de ces réseaux.**

(xi) **R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.2, page 6**

L'impact en puissance des mesures d'économie d'énergie permet d'estimer l'impact de l'implantation complète du PTÉ d'économie d'électricité sur la demande de pointe de chaque réseau. Les mesures d'économie d'électricité sont modélisées à l'aide de simulations horaires à partir desquelles il est possible d'obtenir l'impact au moment de la pointe de chacun des réseaux. Ces simulations permettent également de tenir compte des effets croisés, des effets cumulatifs, de l'impact de la masse thermique des bâtiments et des conditions météorologiques de chaque région.

### **3. Demandes**

**3.1** Dans son rapport sur le Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance –réseau intégré de l'état d'avancement 2012 du plan d'approvisionnement 2011-2020, le Distributeur demande d'utiliser le terme gestion de la demande en puissance au lieu de gestion de la consommation (Référence i). Veuillez préciser si les moyens de sensibilisation pour réduire l'usage de chauffage d'appoint sont des moyens de gestion de la demande en puissance?

**3.2** Veuillez confirmer que ce moyen ne s'accompagnera pas d'une reprise de charge ?

**3.3** Veuillez confirmer que ce moyen de sensibilisation vise présentement à transférer une charge électrique par une charge de chauffage au mazout ?

**3.4** Veuillez confirmer qu'il ne s'agit pas d'efficacité énergétique ?

**3.5** Serait-il possible de réduire les coûts relatifs aux réseaux autonomes par d'autres moyens de gestion de la demande en puissance, par lesquels les clients réduiraient leur consommation, mais cette fois-ci à la première tranche, soit leur consommation en dessous de 30 kWh par jour et ce sans qu'il y ait de reprise de charge ?

**3.5.1** Si oui, sans considérer le champ des programmes en efficacité énergétique, veuillez identifier ces autres moyens ?

**3.6** Le Distributeur propose une hausse graduelle (référence viii) des tarifs dissuasifs afin de récupérer ses coûts (référence ix) jusqu'à la valeur des coûts évités évaluée à 59 ¢/kWh sur une période de 8 ans (référence viii : note de bas de page 33) :

**3.6.1** Veuillez préciser si l'objectif du Distributeur est de récupérer par cette stratégie **uniquement ces coûts** pour la portion située au-delà de la consommation de base de 30 kWh par jour ?

**3.6.2** Veuillez indiquer si la valeur des coûts évités évaluée à 59 ¢/kWh tient *compte des coûts réels liés à la capacité de réserve*. (Référence v) ?

**3.7** Afin de s'assurer que l'augmentation du tarif dissuasif ne sera pas l'unique moyen mis en place par le Distributeur pour résoudre la problématique des déficits récurrents de ces réseaux, veuillez préciser si d'autres moyens que la hausse tarifaire seront mis en place pour réduire les coûts pour la consommation qui dépasse 30 kWh par jour ?

**3.8** Veuillez préciser si le Distributeur mettra en place d'autres moyens permettant de réduire les coûts pour la première tranche de consommation de moins de 30 kWh, qui n'est pas visée par la hausse de 8 % additionnelle aux hausses annuelles des tarifs du réseau intégré ?

**3.9** Veuillez préciser le total des coûts qui pourraient être récupérés lorsque le signal de prix de la 2e tranche d'énergie reflètera le coût évité en réseaux autonomes au nord du 53e parallèle ? Plus précisément pour l'année 2014, veuillez indiquer les coûts non récupérés, excluant ceux concernant les 30 premiers kWh par jour.

**3.10** En lien avec la hausse tarifaire demandée au présent dossier, est-il vrai de constater que l'énergie consommée par la clientèle des réseaux autonomes n'est pas impactée par l'indexation de l'énergie patrimoniale, ni par la hausse des coûts d'approvisionnement due à l'intégration de blocs d'énergie éolienne ?

#### **Références (Voir ci-haut)**

- Référence x, par.94
- Référence x, par.99
- Référence iv, figure 1
- Référence viii
- Référence xi



## Préambule

Compte tenu du fait que les besoins en équipements sont gérés individuellement, par réseau autonome, l'impact du chauffage d'appoint aura des impacts spécifiques **sur chaque réseau isolé** selon le niveau de la puissance de garantie requise (Référence x, par.94). Considérant que la Régie indique au Distributeur qu'il doit calculer l'impact financier des différents scénarios de mesures qui peuvent être déployées dans chacun des réseaux autonomes et qu'également la valeur du report dans le temps du besoin d'un ajout de capacité, à la suite notamment de la mise en place de mesures de gestion de la demande, doit être prise en compte (Référence x, par.99).

## Demandes

**3.11** Veuillez indiquer en termes (1) de puissance et (2) d'énergie, l'impact annuel lié au chauffage d'appoint et ce pour chaque réseau isolé au nord du 53<sup>ième</sup> parallèle.

**3.12** Veuillez préciser l'impact financier du chauffage électrique d'appoint sur la demande en puissance et en énergie, et ce par réseau autonome en utilisant :

**3.12.1** Uniquement les coûts évités de la production d'un kWh (coût évité en mazout) ?

**3.12.2** En considérant également le coût à la marge de l'ajout d'équipement de production ?

**3.13** Veuillez fournir **par réseau**, le profil de puissance lors de la journée de la pointe annuelle qui y est associée. Veuillez appuyer votre réponse en fournissant la figure des profils de puissance lors de la journée de la pointe annuelle pour chacun des réseaux autonomes. A titre illustratif, veuillez-vous référer aux profils de puissance lors de la journée de la pointe annuelle du réseau intégré (référence iv).

**3.14** De plus, pour chacun des réseaux autonomes au nord du 53<sup>ième</sup> parallèle, veuillez identifier l'impact du chauffage d'appoint sur la pointe de ce réseau. A titre illustratif, concernant le réseau d'Opiticiwan, on constatait au dossier R-3776-2011 que la puissance garantie nécessaire était de 2,97 MW, alors que sa pointe 2010/2011 était de 2,86 MW (référence viii). Veuillez tout d'abord mettre à jour ces informations pour chacun des réseaux au nord du 53<sup>ième</sup> parallèle et puis identifier l'impact du chauffage d'appoint sur la pointe de ce réseau.

**3.15** En lien avec le PTÉ (référence xi), pour le cas du chauffage d'appoint, est-il possible de faire une simulation horaire afin d'obtenir l'impact de la pointe de chacun des réseaux autonomes ?

#### **4. SECTION tarifs généraux**

##### **Références**

- (i) **R-3854-2013, Pièce B-0049, HQD-13, doc. 2, section 2.4, page 25, Tarifs généraux**

Le Distributeur ne propose pas de modification aux modalités d'application des tarifs généraux au nord du 53e parallèle. De plus, puisqu'il excède déjà le coût évité en réseaux autonomes au nord du 53e parallèle, le Distributeur propose de continuer de faire évoluer le prix dissuasif au rythme de la hausse tarifaire moyenne, et ce, tant et aussi longtemps qu'il sera supérieur au coût évité.

- (ii) **R-3776-2011, Décision D-2012-024, par. 100**

[100] Toutefois, le coût évité unitaire, tel qu'actuellement calculé, peut être utile aux fins d'établir les tarifs dissuasifs en réseaux autonomes, en autant qu'il tienne compte des coûts réels liés à la capacité de réserve. (Notre souligné)

##### **Demandes**

**4.1** Veuillez préciser pourquoi le Distributeur n'ajuste pas les tarifs généraux au nord du 53e parallèle pour qu'ils s'ajustent au coût évité, qui sont inférieurs à ce tarif ?

**4.2** Veuillez préciser si le coût évité dont fait mention le Distributeur tient compte des coûts réels liés à la capacité de réserve (Référence : ii) ?

#### **5. Introduction au service complet d'éclairage public d'un tarif applicable à un nouveau luminaire à diodes électroluminescentes (DEL)**

##### **Références**

- (i) R-3854-2013, Pièce B-0049, HQD-13, doc. 2, page 27 et 28

##### **2.5. Service complet d'éclairage public**

Le Distributeur prévoit remplacer au cours des prochaines années des luminaires à vapeur de sodium à haute pression (« luminaire SHP ») du service complet d'éclairage public par des luminaires à diodes électroluminescentes (« luminaire DEL »). (...)

Il est proposé d'introduire un tarif applicable au nouveau luminaire DEL offert au service complet d'éclairage public établi de manière à couvrir le coût total associé au service complet d'éclairage public, soit la fourniture et l'exploitation du luminaire sélectionné, son entretien<sup>37</sup> ainsi que son alimentation électrique.

Le coût de l'alimentation électrique est calculé en fonction d'une consommation estimée et du prix de l'énergie au service général d'éclairage public. Sur la base des coûts actualisés sur une durée d'utilité de 16 ans et compte tenu de l'ajustement tarifaire proposé, le prix

applicable au luminaire DEL de 6 100 lumens (ou 65 W) s'élèverait à 21,81 \$ par luminaire par mois au 1<sup>er</sup> avril 2014.

Pour les titulaires d'un abonnement au service complet d'éclairage public, ce remplacement de luminaire représente une baisse du prix d'environ 5 % par rapport à celui du luminaire offrant un service équivalent, soit le luminaire SHP 8 500 lumens (ou 100 W). À l'instar des autres tarifs du service complet d'éclairage public, le Distributeur propose d'ajuster ce prix annuellement en fonction de l'ajustement tarifaire moyen du tarif G autorisé par la Régie. (Nos souligné)

(ii)

**R-3776-2011-B-0061-**

**SEANCE DE TRAVAIL, page 64**



## 5. Demandes

**5.1** Veuillez préciser si le service complet d'éclairage public est offert en réseaux automnes au nord du 53<sup>eme</sup> parallèle ?

**5.2** Veuillez indiquer si tous ces réseaux sont couverts par le service complet d'éclairage public ?

**5.3** Veuillez préciser si le tarif proposé tient compte des coûts évités dans le cas du service complet d'éclairage public offert en réseaux automnes au nord du 53<sup>eme</sup> parallèle ?

**5.4** Veuillez préciser si le prix applicable au luminaire DEL, soit le prix de 21,81 \$ par mois au 1<sup>er</sup> avril 2014 est le même pour toutes les municipalités, qu'elles soient situées au sud ou au nord du 53<sup>eme</sup> parallèle ?

**5.5** Concernant la baisse du prix d'environ 5 %, veuillez préciser si cette baisse tient compte du facteur d'appel de puissance de ces luminaires et de son facteur de puissance, ou uniquement de la consommation en kWh?

**5.6** A titre d'illustration, pour évaluer l'impact de ce nouveau service sur les besoins en puissance des réseaux autonomes, on constate que la puissance garantie du réseau d'Opitciwan était de 2,97 MW, alors que sa pointe 2010/2011 était de 2,86 MW (Référence ii). Veuillez préciser si le réseau Opitciwan est abonné à l'éclairage public complet offert par le Distributeur ?

**5.7** Pour le réseau Opitciwan êtes-vous en mesure de quantifier l'appel de puissance qui résulte de l'éclairage public entre 16h00 (ou 15h00) et 19h00 ? Ou de nous fournir un ordre de grandeur ?

**5.8** En ajustant les données de la pointe 2010/2011 de 2,86 MW, pour celles de 2013/2014, veuillez quantifier la valeur de la pointe qui résulte de l'éclairage public et ce en termes d'énergie et de coûts évités ?

**5.9** Une réduction de la pointe d'éclairage peut-elle contribuer à retarder l'augmentation des investissements requis pour assurer la puissance garantie ?

## **6. MODIFICATIONS PROPOSEES AU TEXTE DES TARIFS, NOTAMMENT L'INTRODUCTION DE NOUVELLES MODALITES DECOULANT DES MODIFICATIONS APORTEES A LA LOI**

### **Référence**

- (i) HQD-1, doc. 1, p. 10

«Les *Tarifs et conditions du Distributeur* font l'objet de modifications découlant des changements à la LRÉ et à l'offre tarifaire ou de modifications visant à préciser ou harmoniser la formulation des modalités actuelles.»

### **6. Demandes**

**6.1** Veuillez identifier les dispositions des *Tarifs et conditions du Distributeur* dont les modifications découlent de changements à la Loi sur la Régie de l'énergie entrés en vigueur en 2013?

**6.2** Veuillez indiquer, pour chacune de ces dispositions, de quel article précis de la *Loi sur la Régie de l'énergie* la modification découle?

## **B. BUDGET 2014 – PGEÉ ET RESULTATS DES TNT**

### **Références**

- (i) **R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, section 4.1, Analyses économiques, page 25  
Tableau 7**

**TABLEAU 7**  
**RÉSULTATS DES TESTS ÉCONOMIQUES (EN M\$ ACTUALISÉS)**

M\$ actualisés de 2014	TCTR	TP	TNT
Marché résidentiel	78	145	-45
Marché affaires - commercial et institutionnel	145	203	-27
Marché affaires - industriel	41	69	-17
Réseaux autonomes	3	1	2
Innovations technologiques et commerciales	-8	5	-12
Gestion de la demande en puissance	1	0	1
Tronc commun	-13	0	-13
<b>Total programmes et activités HQD</b>	<b>247</b>	<b>423</b>	<b>-111</b>

- (ii) **R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, section 4.1.1, Analyses de sensibilité Tableau 8, page 26**

**TABLEAU 8**  
**RÉSULTATS DES ANALYSES DE SENSIBILITÉ POUR L'ENSEMBLE DU PGEÉ**

M\$ actualisés de 2014	TCTR	TP	TNT
<b>Scénario de Référence</b>	247	423	-111
<b>Scénario Défavorable</b>	89	293	-156
<b>Scénario Favorable</b>	419	553	-52

- (iii) **R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.2, Potentiel technico-économique d'efficacité énergétique dans les réseaux autonomes, Tableau 1 PTÉ d'économie d'électricité par usage – Horizon 5 ans (en MWh), page 8**

**Tableau 1 – PTÉ d'économie d'électricité par usage – Horizon 5 ans (en MWh)**

Usage	IDLM	Nunavik	BCN	Schefferville	Haute-Mauricie	TOTAL	% du PTE
Chauffage des locaux	20 514	n.a.	3 930	5 111	290	29 845	42%
Éclairage	5 641	9 399	783	235	1 097	17 155	24%
Électroménagers, électroniques	3 394	2 550	1 927	93	955	8 919	13%
Eau chaude	3 504	n.a.	1 152	218	336	5 210	7%
Industriel/force motrice, autres	4 897	3 265	392	27	637	9 218	13%
<b>TOTAL</b>	<b>37 950</b>	<b>15 214</b>	<b>8 184</b>	<b>5 684</b>	<b>3 315</b>	<b>70 347</b>	<b>100%</b>
en % du PTE Total	54%	22%	12%	8%	5%	100%	
en % de la consommation	23%	20%	10%	16%	27%	19%	

(iv) **R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, Annexe C, Tableau C-2 / Analyses économiques en ¢/KWH (ANNUITÉ CROISSANTE EN \$ 2014), p. 42.**

**TABLEAU C-2**  
**ANALYSES ÉCONOMIQUES EN ¢/KWH**  
**(ANNUITÉ CROISSANTE EN \$ 2014)**

en ¢/kWh actualisés de 2014	TCTR	TP	TNT
<b>Marché résidentiel</b>			
Diagnostic - résidentiel	5,79	8,76	-1,76
Mieux consommer - résidentiel	4,50	7,42	-1,72
Offre Ménages à faible revenu	-4,60	7,98	-11,37
Récupération des frigos et congélos énergivores	1,35	9,73	-7,21
Approche intégrée - nouvelles constructions	3,03	4,38	-0,06
<b>Sous-total Marché résidentiel</b>	<b>4,25</b>	<b>7,95</b>	<b>-2,49</b>
<b>Marché affaires - Commercial et institutionnel</b>			
Produits efficaces	3,29	7,31	-2,77
OIEÉB	5,24	7,22	-0,88
Bâtiments HQD	4,15	0,00	4,15
<b>Sous-total Marché affaires - CI</b>	<b>5,12</b>	<b>7,18</b>	<b>-0,96</b>
<b>Marché affaires - Industriel</b>			
OIEÉSI	3,31	5,53	-1,34
Petites et moyennes industries	3,69	6,96	-2,19
Grandes industries	2,88	3,96	-0,40
<b>Sous-total Marché affaires - Industriel</b>	<b>3,31</b>	<b>5,53</b>	<b>-1,34</b>
Réseaux autonomes	<b>33,91</b>	<b>11,20</b>	<b>23,95</b>
<b>Innovations technologiques et commerciales</b>			
Projets de R-D du LTÉ	nil	nil	nil
IDÉE	nil	nil	nil
PISTE	2,04	9,60	-6,30
<b>Sous-total Innovations technologiques et commerciales</b>	<b>-17,22</b>	<b>9,60</b>	<b>-25,57</b>
Tronc Commun	nil	nil	nil
<b>Ensemble du PGEÉ HQD</b>	<b>4,13</b>	<b>7,10</b>	<b>-1,87</b>

Note : Les totaux et les sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison de l'arrondissement. Le programme chauffe-eau à 3 trois éléments ne figure pas le tableau ci-dessus, car les gains sont en puissance et non en énergie.

## Demandes

**7.1** Veuillez confirmer que seuls les programmes en réseaux autonomes et en gestion de la demande en puissance (référence i) exercent un impact à la baisse sur les tarifs du Distributeur.

**7.2** Au tableau 7, (Référence i) on constate que le test du participant (ci-après, le TP) est très élevé pour le marché résidentiel, de même que celui pour le marché affaires – commercial et institutionnel, soit respectivement de 145 M\$ et de 203 M\$, avec des tests de neutralité tarifaire (TNT) respectivement de -45 M\$ et de -27 M\$.

**7.2.1** Veuillez expliquer pourquoi le résultat des TNT pour le marché résidentiel est de -45 M\$, alors que le TP est de 145 \$M (Référence i) ? Plus précisément veuillez expliquer pourquoi le test du participant est positif? Y-a-t-il des programmes qui influencent ces résultats, si oui, lesquels ?

**7.2.3** Veuillez expliquer pourquoi le résultat des TNT pour le marché affaires – commercial et institutionnel est de -27 M\$, alors que le TP est de 203 M\$ (Référence i)? Plus précisément veuillez expliquer pourquoi le test du participant est positif ? Y-a-t-il des programmes qui influencent ces résultats, si oui, lesquels ?

**7.3** Concernant le tableau 8 (Référence ii), résultats des analyses de sensibilité pour l'ensemble du PGEÉ, veuillez préciser sur quelles bases ont été choisis les scénarios défavorable et favorable ou de référence. Plus précisément, ces scénarios sont-ils balisés pour tenir compte de la croissance du PIB, sur une analyse économique de l'emploi au Québec, sur la capacité de la clientèle d'entreprendre des investissements en efficacité énergétique, ou bien sur un estimé de l'augmentation des prix de l'énergie, dont celui de l'électricité ?

**7.4** En référence à votre réponse 7.3, veuillez fournir de votre expérience de gestion des programmes du PGEÉ, quels sont les facteurs qui favorisent l'atteinte d'un scénario favorable ?

**7.5** Quelles sont les actions que le Distributeur pourrait mettre en place via son PGEÉ pour améliorer les résultats de l'analyse économique et ainsi réduire l'impact sur les tarifs ?

**7.6** Par exemple, le niveau de l'aide des programmes du PGEÉ pourrait-il être ajusté, pour tenir compte soit d'un scénario favorable ou d'un scénario défavorable, de sorte à maintenir constante l'offre de programme, en réduisant l'impact sur les tarifs ?

**7.7** Par exemple, outre la détermination initiale des aides financières pour tenir compte notamment de facteurs tels que les coûts de la mesure pour le participant ou l'état de transformation du marché, pourrait-il y avoir un mécanisme d'ajustement des aides financières subséquentes qui serait basé sur les résultats obtenus aux tests ? En d'autres mots, ces tests pourraient-ils servir à ajuster les aides financières de manière objective en fonction des résultats obtenus ?

**7.8** Pour le cas des réseaux autonomes, veuillez présenter le tableau 8 (référence ii), avec une analyse de sensibilité défavorable et favorable. Veuillez de plus expliquer le choix des scénarios retenus, y compris le choix du scénario défavorable.

**7.9** En lien avec le potentiel technico-économique déposé (référence iii), veuillez identifier un scénario favorable de réalisation tenant compte du PTÉ d'économie pour un horizon de 5 ans.

**7.10** Pour le cas des réseaux autonomes, compte tenu des résultats positifs pour le TNT, veuillez préciser les actions qui peuvent être entreprises pour augmenter les résultats en efficacité énergétique et accroître l'impact à la baisse sur les tarifs. Par exemple, une augmentation significative des aides financières des programmes existantes pourrait-elle faire évoluer les résultats du scénario de référence de manière significative ?

**7.11** Pour le cas des réseaux autonomes, le tableau C-2 / Analyses économiques en ¢/KWH (référence iv) indique que le test du participant (TP) exprimé en cent par kWh est nettement inférieur au TNT, alors que pour tous les autres programmes en réseau intégré, le phénomène est inversement proportionnel. Veuillez confirmer que cela indique que globalement, un tel participant a un impact à la baisse sur les tarifs ?

**7.12** En référence à la question 7.11, veuillez confirmer également que ce participant, pourrait recevoir une aide significativement plus élevée sans que le TNT en soit affecté.

**C GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE :**

**Références**

- (i) **R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, section 3.4, Gestion de la demande en puissance, page 20**

«Le Distributeur prévoit mettre l'accent en 2014 sur le maintien des moyens existants et le développement de nouveaux moyens de gestion de la demande en puissance. Pour ce faire, le budget demandé en 2014 s'élève à environ 2 M\$.»

- (ii) **R-3854-2013, B-0036, HQD-9, document 1, Annexe B, TABLEAU B-1 HYPOTHÈSES DE CALCUL 2014, Page 37**

**Gestion de la demande en puissance**

Programmes	Nombre * (unités/projets)	Gain unitaire moyen net ** (kWh/an)	Impact énergétique (GWh ajoutés nets)
Gestion de la demande en puissance			
Chauffe-eau à trois éléments	30 741	0,1 kW	3,1 MW

- (iii) **R-3854-2013, B-0036, HQD-9, document 1, Annexe D, Suivi des demandes de la Régie, p. 47**



Demandes de la Régie		Réponses / commentaires du Distributeur
D-2013-037  Marchés-niches pour les technologies solaires du PTÉ en RA.	[543] La Régie note que le Distributeur n'a pas présenté dans le présent dossier le suivi demandé sur l'identification d'éventuels marchés-niches pour les technologies solaires et s'attend à ce que celui-ci apparaisse dans l'analyse du PTÉ pour de telles mesures en RA. (Note omise)	Le Distributeur a effectivement intégré des mesures d'énergie renouvelable, incluant les technologies solaires, dans l'évaluation du PTÉ des mesures qui pourraient être implantées chez les clients en réseaux autonomes. Le rapport est déposé à la pièce HQD-9, document 2.  Le Distributeur souligne toutefois que, par nature, le PTÉ s'applique à l'ensemble des marchés. C'est lors de l'analyse du potentiel réalisable des opportunités identifiées dans le PTÉ que certains marchés niches peuvent être sélectionnés, car cette analyse tient compte des barrières et des avantages spécifiques des différents marchés. La planification des activités pour les réseaux autonomes sera présentée dans le Plan d'approvisionnement 2014-2025.

## Préambule

Bien que certaines activités sont incluses dans la pièce HQD-9, doc.1 portant sur le PGEÉ et ce, aux pages 20 à 21, la prochaine section porte de manière restrictive sur les activités liées au déplacement de la demande, qui ne relève pas des programmes et mesures en efficacité énergétique.

Il s'agit premièrement des activités de promotion pour le maintien du parc de biénergie pour l'option tarifaire DT, dont l'objectif principal demeure une saine gestion de la demande et la sécurité du réseau de distribution à la pointe de ce réseau et non la recherche de kWh économisé et deuxièmement de l'*Appel au public* visant strictement l'effacement de la consommation à la pointe et non à la recherche d'économie d'énergie.

## Demandes

**8.1** Concernant le Tableau B-1, Hypothèses de calcul 2014 (Référence ii), veuillez indiquer pourquoi les résultats du tronc commun pour le programme gestion de la consommation en (MW) n'indiquent que des résultats et des impacts énergétiques pour le programme Chauffe-eau à trois éléments et aucun résultat pour Sensibilisation (Appel au public) et pour les activités de promotion de la biénergie ?

**8.2** En ce qui concerne le maintien des moyens existants (réf. i) de gestion de la demande en puissance, le Distributeur dispose-t-il d'autres moyens que ceux présentés à la section 3.4 de la pièce HQD-9, doc.1, soit le programme de chauffe-eau à trois éléments, la Biénergie DT et la Sensibilisation ?

**8.3** En ce qui concerne le développement de nouveaux moyens (réf. i) de gestion de la demande en puissance, le Distributeur est-il en mesure d'identifier quels sont les nouveaux moyens de gestion qu'il entend développer en 2014 ?

**8.4** En lien avec le Projet LAD et le déploiement des nouveaux compteurs intelligents au Québec, le Distributeur a-t-il débuté son évaluation des fonctionnalités *smart grid* afin d'intégrer aux nouveaux compteurs intelligents des fonctionnalités pouvant agir comme moyens de gestion de la demande à la pointe grâce à un déplacement des charges sur le réseau ?

**8.5** Concernant la question des marchés-niches pour les technologies solaires du PTÉ en RA, la preuve du Distributeur indique que des mesures d'énergie renouvelable ont été intégrées dans l'évaluation du PTÉ des mesures qui pourraient être implantées chez les clients en RA et que la planification des activités pour les RA sera présentée dans le Plan d'approvisionnement 2014-2025 (référence iii). Veuillez préciser si le Distributeur envisage utiliser des options tarifaires visant les technologies solaires, comme il l'a fait pour les clients pouvant utiliser du mazout, afin de faire en sorte que le client s'efface du réseau, soit de manière intermittente, soit pour les besoins de la pointe ?

#### **TARIF DT ET GESTION DE LA DEMANDE**

- (iv) **R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, section 3.4, Gestion de la demande en puissance, page 20**

*Biénergie DT* Selon les résultats du sondage de 2012, les intentions de conversion de la clientèle biénergie seraient moins importantes que celles rapportées antérieurement. Cependant, le Distributeur constate une légère baisse du nombre d'abonnés au cours des deux dernières années. Ce constat incite donc le Distributeur à poursuivre ses efforts de promotion auprès des intervenants impliqués dans ce marché.

- (v) **Rapport annuel 2012, HQD-7, doc. 3, section 4, BILAN 2012 DE LA CAMPAGNE DE PROMOTION DE LA BIÉNERGIE**

**4.1 Suivi des activités de promotion** En 2012, le Distributeur a fait une mise à jour importante de son site Web sur la biénergie et le tarif DT. De plus, il a produit et transmis des dépliants d'information sur les économies associées à cette tarification. Deux dépliants ont été produits, dont un s'adresse aux abonnés au tarif DT et l'autre s'adresse aux anciens abonnés dont les systèmes étaient toujours fonctionnels<sup>12</sup>. Un troisième dépliant à l'intention des clients se chauffant au mazout et manifestant l'intention d'une conversion a été mis à la disposition des fournisseurs d'équipements de chauffage afin de renverser cette tendance. Le tableau 4.1 présente le nombre de dépliants expédiés.

**4.3 Conclusion et recommandation** Le Distributeur a réalisé une campagne de promotion qui avait pour objectif le maintien du nombre de clients actuellement au tarif DT et la sensibilisation des clients potentiels aux avantages rattachés à cette option tarifaire. (...) Le Distributeur poursuivra son activité de promotion en cours

d'année 2013 pour maintenir l'intérêt des clients et préserver la stabilité du parc d'abonnés à la biénergie.

## **Demandes**

**8.6** Veuillez préciser si le budget de promotion du tarif DT fait partie du budget de 2 M\$ demandé en gestion de la demande en puissance. (Référence i).

**8.6.1** Si oui, veuillez indiquer le montant affecté à la promotion du tarif DT.

**8.6.2** Veuillez également préciser les résultats en efficacité énergétique de ce programme de gestion de la demande.

**8.7** Veuillez confirmer que le programme Biénergie DT est un programme favorisant l'utilisation de deux formes d'énergie et qu'il ne comporte pas de résultats nets en efficacité énergétique, outre l'effacement de charge électrique au profit d'une autre charge, notamment au mazout ?

**8.8** Veuillez confirmer que le programme Biénergie DT est un programme de gestion de la demande en puissance, visant à réduire la charge du réseau intégré à la pointe ?

**8.9** Veuillez indiquer en quoi ce tarif est utile pour les fins d'approvisionnement à la pointe et pour la sécurité énergétique du réseau du Distributeur à cette pointe ?

## **L'APPEL AU PUBLIC**

### **Référence**

(vi) **R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, section 3.4, Gestion de la demande en puissance, pages 20 et 21**

### ***Sensibilisation***

Le Distributeur a entrepris, en janvier 2013, de nouvelles activités de sensibilisation des clients à leur consommation durant les heures de pointe hivernale. Ces activités ont comme objectif d'augmenter la participation de la population aux appels au public. Le Distributeur poursuit le développement de ces stratégies de sensibilisation à la pointe hivernale. Ces stratégies s'inscriront dans une démarche plus large de sensibilisation afin d'aider les clients à mieux gérer leur consommation d'électricité. Le Distributeur prévoit également suivre, au cours des prochaines années, l'évolution des appels au public afin d'en mesurer la performance et d'en améliorer la portée.

## **Demandes**

**8.10** Veuillez préciser si le budget réservé à la sensibilisation des clients à leur consommation durant les heures de pointe hivernale fait partie du budget de 2 M\$ demandé en gestion de la demande en puissance. (Référence i).

**8.11** Si oui, veuillez indiquer le budget précis affecté à la sensibilisation des clients.

**8.12** Veuillez également préciser les résultats en efficacité énergétique de ce programme de gestion de la demande.

**8.13** De manière générale, la sensibilisation des clients à leur consommation durant les heures de pointe hivernale amène-t-elle une reprise de charge, si oui dans quelles circonstances ?

**8.14** Le Distributeur indique qu'il poursuit le développement de stratégies de sensibilisation à la pointe hivernale. Veuillez préciser les orientations et moyens envisagés pour l'*Appel au public* ?

**8.15** Le Distributeur indique qu'il prévoit suivre l'évolution des appels au public afin d'en mesurer la performance et d'en améliorer la portée. Veuillez indiquer la méthodologie envisagée pour mesurer la performance de l'appel au public, de même qu'indiquer quelles seront les mesures effectuées. Par exemple, le Distributeur compte-t-il évaluer la performance en termes d'effacement de la demande en puissance, de même que la reprise de charge subséquente ?

## D RESEAUX AUTONOMES

### 9. ANALYSE DES RESULTATS DES PROGRAMMES EN FONCTION DES COÛTS EVITES

#### Références

- (i) R-3854-2013, B-0017, HQD-3, doc. 4, Tableau 2, Coûts évités par réseaux autonomes en annuité croissante exprimée en €/kWh de 2013, page 8

COÛTS ÉVITÉS PAR RÉSEAUX AUTONOMES  
 ANNUITÉ CROISSANTE EXPRIMÉE EN €/KWH DE 2013

	Coût évité en énergie €/kWh	Coût évité en puissance \$/KW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance €/kWh	Coût évité total €/kWh
<b>Iles-de-la-Madeleine</b>					
Cap-aux-Meules	16,40	135	55%	2,82	19,22
<b>Basse Côte-Nord</b>					
Anticosti (Port Meunier)	28,30	680	48%	16,08	44,38
La Romaine	25,51	680	46%	16,86	42,37
<b>Haute-Mauricie</b>					
Clova	29,12	680	42%	18,37	47,49
Opitciwan	23,75	680	45%	17,17	40,92
<b>Nunavik</b>					
Akutivik	43,77	800	57%	16,15	59,92
Aupaluk	46,85	800	51%	17,81	64,66
Inukjuak	38,58	800	61%	14,99	53,56
Ivujivik	50,62	800	56%	16,25	66,87
Kangiqsualuq	47,53	800	58%	15,77	63,30
Kangiqsujuaq	42,42	800	60%	15,15	57,57
Kangirsuk	42,84	800	54%	17,01	59,85
Kuujuuaq	38,10	800	62%	14,70	52,80
Kusujuarapik	38,70	800	65%	14,04	52,74
Puvimittuk	38,64	800	64%	14,34	52,98
Queqtaq	51,62	800	59%	15,51	67,13
Salluit	38,42	800	60%	15,10	53,52
Tasiujaq	45,29	800	56%	16,27	61,56
Umiujaq	44,40	800	57%	16,07	60,47
Schefferville	2,35	135	54%	2,75	5,10

(ii) R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, Annexe C, Tableau C-2 / Analyses économiques en ¢/KWH (ANNUITÉ CROISSANTE EN \$ 2014), p. 42.

**TABLEAU C-2**  
**ANALYSES ÉCONOMIQUES EN ¢/KWH**  
**(ANNUITÉ CROISSANTE EN \$ 2014)**

en ¢/kWh actualisés de 2014	TCTR	TP	TNT
<b>Marché résidentiel</b>			
Diagnostic - résidentiel	5,79	8,76	-1,76
Mieux consommer - résidentiel	4,50	7,42	-1,72
Offre Ménages à faible revenu	-4,60	7,98	-11,37
Récupération des frigos et congélos énergivores	1,35	9,73	-7,21
Approche intégrée - nouvelles constructions	3,03	4,38	-0,06
<b>Sous-total Marché résidentiel</b>	<b>4,25</b>	<b>7,95</b>	<b>-2,49</b>
<b>Marché affaires - Commercial et institutionnel</b>			
Produits efficaces	3,29	7,31	-2,77
OIEÉB	5,24	7,22	-0,88
Bâtiments HQD	4,15	0,00	4,15
<b>Sous-total Marché affaires - CI</b>	<b>5,12</b>	<b>7,18</b>	<b>-0,96</b>
<b>Marché affaires - Industriel</b>			
OIEÉSI	3,31	5,53	-1,34
Petites et moyennes industries	3,69	6,96	-2,19
Grandes industries	2,88	3,96	-0,40
<b>Sous-total Marché affaires - Industriel</b>	<b>3,31</b>	<b>5,53</b>	<b>-1,34</b>
<b>Réseaux autonomes</b>	<b>33,91</b>	<b>11,20</b>	<b>23,95</b>
<b>Innovations technologiques et commerciales</b>			
Projets de R-D du LTÉ	nil	nil	nil
IDÉE	nil	nil	nil
PISTE	2,04	9,60	-6,30
<b>Sous-total Innovations technologiques et commerciales</b>	<b>-17,22</b>	<b>9,60</b>	<b>-25,57</b>
<b>Tronc Commun</b>	<b>nil</b>	<b>nil</b>	<b>nil</b>
<b>Ensemble du PGÉÉ HQD</b>	<b>4,13</b>	<b>7,10</b>	<b>-1,87</b>

Note : Les totaux et les sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison de l'arrondissement. Le programme chauffe-eau à 3 trois éléments ne figure pas le tableau ci-dessus, car les gains sont en puissance et non en énergie.

(iii) R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, page 21

**3.5. Réseaux autonomes**

Le Distributeur prévoit intensifier ses efforts en efficacité énergétique pour limiter la croissance de la demande d'électricité dans tous les réseaux autonomes. Le budget demandé pour les réseaux autonomes en 2014 s'élève à un peu plus de 1,3 M\$.

De façon générale, le Distributeur poursuivra en 2014 la sensibilisation de l'ensemble des clients des marchés résidentiel et commercial sur la consommation énergétique et efficacité énergétique. Il privilégiera d'abord une intervention dans les écoles. Le Distributeur effectuera également des campagnes de sensibilisation à la notion de pointe hivernale et encouragera la clientèle à adopter des comportements ayant un impact sur les besoins de puissance à la pointe hivernale. Il visera aussi l'éclairage efficace par l'installation de LFC

ou de DEL auprès des clientèles résidentielle et affaires. Le Distributeur étudie également la possibilité de déployer l'éclairage public à DEL.

**(iv) R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, page 21 et 22**

***Nunavik***

Le Distributeur remplacera au cours de l'année 2013 les ampoules incandescentes par des ampoules fluocompactes dans deux villages. Selon les résultats obtenus pour ces villages, il poursuivra en 2014 le déploiement de ce programme dans tous les autres villages.

***Basse Côte-Nord***

Le Distributeur poursuivra notamment ses démarches avec les dirigeants de cette communauté afin de relancer les programmes en efficacité énergétique auprès de cette population.

**Préambule**

Puisque les coûts évités en réseaux autonomes varient significativement entre les réseaux (Référence i), les résultats des tests concernant les programmes doivent être présentés séparément. À titre d'exemple, les réseaux au Nunavik ont des coûts évités totaux variant entre 52,57 ¢/kWh et 67,13 ¢/kWh, alors que les réseaux de la Haute-Mauricie et de la Basse Côte-Nord ont des coûts évités totaux variant entre 40,92 kWh et 47,49 kWh, alors que celui du réseau des Iles-de-la-Madeleine est de 19,22 kWh et celui de Schefferville de 5,10 kWh.

**Demandes**

**9.1** Puisque les résultats des tests concernant les réseaux autonomes ont été soumis globalement (référence ii) au Tableau C-2, alors que les coûts évités sont significativement différents selon les réseaux, veuillez fournir les résultats des tests séparément pour chacun des programmes, de même que séparément par réseau. Afin de réduire la portée de cette demande, les résultats aux tests pourraient être présentés ensemble pour les réseaux ayant un coût évité semblable, comme les réseaux de la Haute-Mauricie et de la Basse Côte-Nord, de même que les réseaux du Nunavik. Veuillez également préciser le coût évité ou les coûts évités retenus pour identifier les résultats de ces tests.

**9.2** Veuillez fournir le détail de la demande de 1,3 M\$ (Référence iii), c'est-à-dire le budget prévu pour les projets pilotes, celui prévu pour la promotion des programmes du PGEÉ dans les réseaux autonomes au nord du 53eme parallèle, ceux prévus pour le réseau des Iles-de-la-Madeleine, pour celui de Shefferville et ceux de la Basse Côte Nord et de la Haute-Mauricie.

**9.2** Le Distributeur indique viser *l'éclairage efficace par l'installation de LFC ou de DEL auprès des clientèles résidentielle et affaires* (Référence iii). Veuillez indiquer le budget réservé à cette activité. Veuillez également fournir un estimé des économies d'énergie

pouvant résulter de l'éclairage efficace et l'impact sur la réduction du déficit de ces réseaux ?

**9.3** Plus précisément, avez-vous fait une analyse des possibilités de cette option, de ses coûts si elle était étendue à l'ensemble des réseaux autonomes et de l'impact net sur la réduction des déficits de ces réseaux ?

**9.4** Concernant le projet pilote au Nunavik, (référence iv), veuillez fournir les résultats préliminaires de 2013 en termes d'efficacité énergétique et de coûts de la mesure. Ainsi, veuillez fournir le coût total de l'activité de remplacement des ampoules fluocompactes pour ces deux villages, et le nombre d'abonnés visé.

**9.5** Bien que le Distributeur indique qu'il poursuivra en 2014 le déploiement de ce programme dans tous les autres villages, veuillez préciser s'il est envisagé de poursuivre pour d'autres réseaux, comme celui de la Basse Côte-Nord ou de la Haute Mauricie qui ont aussi des coûts évités très élevés variant entre 40,92 kWh et 47,49 kWh ?

**9.6** Concernant la question des coûts évités, le GRAME souhaite vérifier auprès du Distributeur les conséquences du *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* sur les coûts évités des réseaux autonomes. Veuillez tout d'abord préciser si le Distributeur sera considéré comme un grand émetteur pour l'utilisation de ses centrales thermique en réseaux autonomes ?

**9.6.1** Veuillez indiquer si le tableau 2, Coûts évités par réseaux autonomes en annuité croissante exprimée en €/kWh de 2013 (référence i), tient compte du *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*.

**9.6.2** Si oui, veuillez préciser les changements effectués et les raisons de ces changements ?

**9.6.3** Si non, veuillez indiquer si le Distributeur compte ajuster ses coûts évités en 2014, tout en précisant pourquoi et quels seront les changements à effectuer ?

## 10. PUEERA

### Références

(i) **R-3854-2013, Pièce B-0049, HQD-13, doc. 2, section 2.4, page 24**

#### **2.4. Mise à jour de la tarification applicable au nord du 53e parallèle**

Dans la décision D-2012-024, la Régie a demandé au Distributeur de présenter dans son dossier tarifaire 2014-2015 une mise à jour de la tarification dissuasive en réseaux autonomes. À cette fin, le Distributeur a analysé la consommation des clients et les

pratiques au nord du 53e parallèle afin de bien cerner la situation et ainsi, de proposer une stratégie tarifaire appropriée.

(ii) **Rapport annuel 2012, HQD-7, doc. 2, Tableau 1, Tarification en réseaux autonomes et programmes d'utilisation efficace de l'énergie (PUÉE), p. 7**

NUNAVIK	Residentiel : TARIF DISSUASIF de 31.50 ¢/kWh à partir de 30 kWh/jour Affaires : Interdiction de chauffer à l'électricité les locaux et l'eau sinon facturation à 69,46 ¢/kWh de toute la consommation TARIF MA au-delà de 900 kW et 390 MWh par mois	Makivik	Residentiel	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Compensation mazout avec avantage économique de 30 %</li> <li>• Entretien annuel / Réparation / Dépannage</li> </ul>
			Affaires	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Compensation mazout et propane avec avantage économique de 30 %</li> <li>• Entretien annuel / Réparation / Dépannage</li> </ul>
	Frais de branchement (résidentiel et affaires) de 5 000 \$ + 250 \$/kW au-delà de 20 kW, si le nouveau branchement alimente des charges de chauffage de l'espace ou de l'eau	Whapmagooitui (Cn)	Residentiel	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Compensation mazout avec avantage économique de 30 %</li> </ul>
			Affaires	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aucun</li> </ul>

(iii) **R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.2, page 8**

Les Îles-de-la-Madeleine accaparent plus de 50 % du PTÉ en raison d'une combinaison de coûts évités, de coûts des mesures relativement faibles comparés aux autres réseaux, de la prédominance des bâtiments chauffés tout à l'électricité (TAE) ainsi que de l'importance de la consommation.

**Tableau 1 – PTÉ d'économie d'électricité par usage – Horizon 5 ans (en MWh)**

Usage	IDLM	Nunavik	BCN	Schefferville	Haute-Mauricie	TOTAL	% du PTE
Chauffage des locaux	20 514	n.a.	3 930	5 111	290	29 845	42%
Éclairage	5 641	9 399	783	235	1 097	17 155	24%
Électroménagers, électroniques	3 394	2 550	1 927	93	955	8 919	13%
Eau chaude	3 504	n.a.	1 152	218	336	5 210	7%
Industriel/force motrice, autres	4 897	3 265	392	27	637	9 218	13%
<b>TOTAL</b>	<b>37 950</b>	<b>15 214</b>	<b>8 184</b>	<b>5 684</b>	<b>3 315</b>	<b>70 347</b>	<b>100%</b>
en % du PTE Total	54%	22%	12%	8%	5%	100%	
en % de la consommation	23%	20%	10%	16%	27%	19%	

**Demandes**

**10.1** En lien avec la demande de la Régie de revoir la tarification dissuasive (référence i) en réseaux autonomes, veuillez indiquer si les tarifs MA au-delà de 900 kW et de 390 MWh par mois applicables aux réseaux autonomes indiqués au Tableau 1 (référence ii) comportent une forme de dissuasion lorsque la consommation est au-delà de 900kW et de 390 MW h par mois en termes d'énergie et de puissance ?

**10.2** Veuillez préciser si les tarifs MA au-delà de 900 kW et de 390 MWh par mois (référence ii) applicables aux réseaux autonomes tiennent compte des coûts évités de ces réseaux. Veuillez expliquer la méthode de calcul applicable?

**10.3** Concernant le réseau du Nunavik, le Tableau I indique que pour le réseau Makivik / affaires, l'avantage économique de 30 % est aussi offert pour le propane (référence ii). Veuillez indiquer les raisons de l'ouverture au propane pour ce réseau ? Veuillez indiquer pourquoi le propane n'est pas offert aux autres réseaux ?

**10.4** Veuillez indiquer si le Distributeur a déjà envisagé l'ouverture des PUEÉRA à d'autres formes d'énergie pour le cas de la compensation économique de 30 %, si oui



expliquez pourquoi à ce jour il n'y a pas d'autres choix offerts à la clientèle des réseaux autonomes que le mazout ?

**10.5** Par exemple, pour le cas de la géothermie, du solaire ou de l'énergie éolienne, le problème réside dans le fait qu'aucun coût d'achat de combustible ne peut être présenté annuellement pour que le client reçoive la compensation de 30 %. Cependant, en tenant compte des coûts évités du Distributeur, d'autres méthodes de calcul pour la compensation pourraient-elles être envisagées par le Distributeur pour favoriser l'effacement des clients, ou le transfert des charges vers une autre source d'énergie, comme c'est le cas avec le parc de biénergie?

**10.6** En référence à la question 10.5, le GRAME constate qu'un réseau comme celui des Îles-de-la-Madeleine accapare plus de 50 % du PTÉ, en raison d'une combinaison de coûts évités et en raison de la prédominance des bâtiments chauffés tout à l'électricité (TAE) (référence iii). Compte tenu du fait que cette clientèle est difficile à convaincre pour se convertir au mazout, un tel réseau pourrait-il profiter d'un élargissement des PUEÉRA à d'autres formes et sources d'énergie ?

## **11. PTÉ ET GESTION DE LA DEMANDE**

### **Références**

**(i) R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, page 21**

#### **3.5. Réseaux autonomes**

Conformément à la décision D-2012-119, le Distributeur dépose à la pièce HQD-9, document 2 les résultats de l'évaluation du potentiel technico-économique (PTÉ) d'efficacité énergétique des réseaux autonomes. Les résultats du PTÉ orienteront le Distributeur dans l'élaboration des stratégies d'interventions, visant à la fois les économies d'électricité et de mazout et la gestion de la demande en puissance. Ces stratégies seront présentées dans le *Plan d'approvisionnement 2014-2023* des réseaux autonomes.

**(ii) R-3814-2012, D-2013-037 (par.541)**

[551] Par ailleurs, chacun des RA peut offrir l'occasion de tester des technologies ou des mesures à l'échelle de projets-pilotes de petite envergure. Les risques financiers liés à l'essai et à l'évaluation de telles mesures sont donc limités. En outre, l'impact économique des mesures d'efficacité énergétique, à l'échelle de ces réseaux, peut être considérablement plus important qu'en réseau intégré où les coûts évités sont beaucoup plus bas. **La Régie encourage le Distributeur à tester et à évaluer en conditions réelles les mesures les plus prometteuses identifiées dans le rapport d'analyse du PTÉ en efficacité énergétique dans les RA.**

**(iii) R-3824-2012, D-2013-037 (par. 116 et 117)**

[116] La Régie considérait que le Distributeur devait calculer l'impact financier des différents scénarios de mesures d'efficacité énergétique ou de gestion de la demande qui pouvaient être déployées dans chacun des RA en fonction de l'impact de ces mesures sur le plan d'équipement de chacun de ces réseaux.

[117] Dans sa décision D-2012-119, la Régie excluait cet enjeu du présent dossier mais réitérait que les coûts évités, tels que présentés actuellement, ne peuvent pas servir de critère de décision pour choisir des scénarios de plans de mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande dans l'analyse du PTÉ en RA. Elle précisait qu'après le dépôt du rapport d'analyse du PTÉ, le choix de ces scénarios et leur viabilité financière devront être étudiés selon leur impact sur le plan d'équipement de chacun des réseaux. (Notre souligné)

(iv) R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc. 1, Annexe D, Suivi des demandes de la Régie, p. 47

Demandes de la Régie		Réponses / commentaires du Distributeur
D-2013-037 Marchés-niches pour les technologies solaires du PTÉ en RA.	[543] La Régie note que le Distributeur n'a pas présenté dans le présent dossier le suivi demandé sur l'identification d'éventuels marchés-niches pour les technologies solaires et s'attend à ce que celui-ci apparaisse dans l'analyse du PTÉ pour de telles mesures en RA. (Note omise)	Le Distributeur a effectivement intégré des mesures d'énergie renouvelable, incluant les technologies solaires, dans l'évaluation du PTÉ des mesures qui pourraient être implantées chez les clients en réseaux autonomes. Le rapport est déposé à la pièce HQD-9, document 2.  Le Distributeur souligne toutefois que, par nature, le PTÉ s'applique à l'ensemble des marchés. C'est lors de l'analyse du potentiel réalisable des opportunités identifiées dans le PTÉ que certains marchés niches peuvent être sélectionnés, car cette analyse tient compte des barrières et des avantages spécifiques des différents marchés. La planification des activités pour les réseaux autonomes sera présentée dans le Plan d'approvisionnement 2014-2025.

(v) R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.2, page 6

**2.2.2 PTÉ de gestion de la demande en puissance**

Les mesures de gestion de la demande en puissance visent une meilleure répartition de la demande en puissance dans le temps. Elles consistent à réduire la consommation électrique des clients lors des périodes de pointe des réseaux ou à déplacer la consommation des périodes de pointe vers les périodes hors pointe. Cette particularité rend l'approche méthodologique de la gestion de la demande en puissance distincte de celle des mesures d'économie d'énergie.

(vi) R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.2, page 8

Tableau 1 – PTÉ d'économie d'électricité par usage – Horizon 5 ans (en MWh)

Usage	IDLM	Nunavik	BCN	Schefferville	Haute-Mauricie	TOTAL	% du PTE
Chauffage des locaux	20 514	n.a.	3 930	5 111	290	29 845	42%
Éclairage	5 641	9 399	783	235	1 097	17 155	24%
Électroménagers, électroniques	3 394	2 550	1 927	93	955	8 919	13%
Eau chaude	3 504	n.a.	1 152	218	336	5 210	7%
Industriel/force motrice, autres	4 897	3 265	392	27	637	9 218	13%
<b>TOTAL</b>	<b>37 950</b>	<b>15 214</b>	<b>8 184</b>	<b>5 684</b>	<b>3 315</b>	<b>70 347</b>	<b>100%</b>
en % du PTE Total	54%	22%	12%	8%	5%	100%	
en % de la consommation	23%	20%	10%	16%	27%	19%	

## Préambule

En ce qui concerne la recherche de solutions à la demande en énergie ou en puissance en RA, via des énergies renouvelables, des mesures en gestion de la demande, d'effacement de la demande ou de nivellement de la demande, en suivi de la demande de la Régie dans sa décision D-2013-037 (référence ii) et concernant plus précisément l'identification d'éventuels marchés-niches pour les technologies solaires, le Distributeur indique avoir intégré ces mesures d'énergie renouvelable (référence iv). Bien que la planification des activités pour les réseaux autonomes sera présentée dans le Plan d'approvisionnement 2014-2025 par le Distributeur (référence i et iv), certaines informations additionnelles, en lien avec la présente demande d'autorisation de budgets pour des programmes, ou des projets pilotes, seraient utiles au présent dossier.

## Demandes

**11.1** Le PTÉ identifie au Nunavik des économies d'électricité par usage, dont des économies de 9 399 MWh pour l'éclairage (référence vi). Veuillez distinguer les économies d'éclairage pour la clientèle, de celles l'éclairage public complet sous le contrôle du Distributeur.

**11.2** Veuillez préciser si ces économies indiquées résultent uniquement du changement de technologie d'éclairage par des luminaires DEL ou par des fluocompactes?

**11.3** Concernant les programmes du PGEÉ, avez-vous fait une étude de sensibilité auprès des clients des réseaux autonomes concernant le niveau de l'aide financière nécessaire pour améliorer ou accélérer l'adhésion des clients à vos programmes. Par exemple, avez-vous fait une étude de sensibilité visant l'achat d'électroménagers efficaces ? Si oui, veuillez la déposer ? Sinon, pourriez-vous envisager une telle étude ?

**11.4** En lien avec le choix des scénarios et leur viabilité financière (référence iii, par. 117), avez-vous fait une analyse du niveau de l'aide financière qui pourrait être offerte, en tenant compte des coûts évités, pour accélérer l'adhésion des clients à l'offre des programmes existants du PGEÉ ? Si oui, veuillez la déposer ? Sinon, pourriez-vous envisager une telle analyse ?