

CANADA

---

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

PROVINCE DE QUÉBEC

DISTRICT DE MONTRÉAL

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

DOSSIER

R-3933-2015

**PREUVE DU GRAME-I**

**TARIFICATION**

**Préparé par**

Nicole Moreau  
Analyste environnement et énergie  
*EnviroConstats*

En collaboration avec

Valentina Poch  
Analyste interne pour le GRAME

Pour le Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME)

DÉPOSÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 5 novembre 2015

## **MANDAT**

Le GRAME a retenu les services de sa consultante externe madame Nicole Moreau, analyste en énergie et environnement. Madame Moreau possède une formation de premier cycle en administration et comptabilité de l'école des Hautes études commerciales de l'Université de Montréal, de même qu'une maîtrise en sciences de l'Environnement de l'UQAM. Par ailleurs, elle a participé à la rédaction de mémoires du GRAME aux dossiers précédents du Distributeur portant sur les demandes d'approbation des tarifs d'électricité.

Le GRAME a retenu également les services de Mme Valentina Poch qui a collaboré à certains volets de recherches dans le cadre de ce mémoire. Madame Poch détient une formation de premier cycle en sciences biologiques de l'UQAR et une maîtrise en aménagement du territoire et développement régional de l'Université Laval. Elle a participé à la rédaction de mémoires du GRAME pour les dossiers précédents du Distributeur.

## TABLE DES MATIERES

Mandat .....	2
I. TARIFS DOMESTIQUES .....	5
1.1 Orientation sur la stratégie relative aux tarifs domestiques .....	5
1.1.1 Hausse du seuil de la première tranche.....	5
1.1.2 Structure tarifaire saisonnière .....	14
1.1.3 Modification de la période de calcul de facturation.....	14
1.1.3 Hausse différenciée des tranches d'énergie.....	15
1.1.4. La facture minimale et le tarif D2.....	19
1.2 Hausse tarifaire uniforme des composantes des tarifs domestiques - 2016 .....	22
1.3 Hausse tarifaire uniforme et étude des coûts par catégories tarifaires .....	23
II. Tarification applicable au nord du 53e parallèle.....	24
2.1 Déploiement des compteurs avancés.....	24
2.2 Rapport d'enquête sur le chauffage d'appoint .....	26
2.3 Mesures en efficacité et en gestion de la demande .....	29
2.4 Chauffage d'appoint et PUEERA 30 % .....	32
2.5 Conclusion .....	35
III. Tarif de développement économique .....	37
3.1 Impact sur les besoins en puissance et coûts en puissance.....	37
3.2 Tarif de développement économique et programmes en gestion de la demande .....	38
IV. COÛTS DE DISTRIBUTION ET SERVICE À LA CLIENTÈLE.....	39
4.1 L'électrification des transports.....	39
4.2 Coûts relatifs aux déversements en réseaux autonomes.....	42
V. INDICATEURS DE PERFORMANCE.....	43
5.1. L'Indice de satisfaction de la clientèle et l'Indice de continuité :.....	43
VI. Autres enjeux .....	46
6.1. l'énergie éolienne et la mise en valeur des attributs environnementaux .....	46
Conclusions et recommandations.....	49

Annexe 1 : La Presse des affaires, 26 octobre 2015, Coût de chauffage, L'électricité plus chère que le mazout, par Hélène Baril .....	53
Annexe 2 : Le Devoir, libre penser, Déversement de 3000 litres de pétroles à Salluit, 10 octobre 2015 .....	54
Annexe 3 : Agence QMI, Ivukivik / Une fuite de plus de 10 000 litres de diesel est survenue dimanche sur le site de la centrale d'Hydro-Québec d'Ivujivik, au Nunavik, dans le Nord du Québec, et une quantité importante pourrait avoir coulé dans un ruisseau, août 2015.....	55
Annexe 4 : HYDRO-QUÉBEC - Deuxième déversement de diesel dans une centrale du grand nord, la presse, édition du 18 septembre 2015, section actualités : site web <a href="http://plus.lapresse.ca/screens/44080a83-6bfa-4d23-95b5-3cc46c4728a7%7c_0.html">http://plus.lapresse.ca/screens/44080a83-6bfa-4d23-95b5-3cc46c4728a7%7c_0.html</a> .....	56
Annexe 5 : Le Devoir, section A5, Véhicules électrique, Montréal fait un pas vers un réseau de recharge, par Francis Halin.....	58

# I. TARIFS DOMESTIQUES

## 1.1 ORIENTATION SUR LA STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS DOMESTIQUES

### 1.1.1 Hausse du seuil de la première tranche

#### *Seuil et chauffage de base*

Puisque la hausse du seuil de la 1<sup>ère</sup> tranche est soutenue par la volonté d'y inclure du chauffage de base, en lien avec le Décret gouvernemental 841-2014<sup>1</sup> dans le but notamment de tenir compte de la capacité de payer des ménages à faible revenu, il faut s'interroger à savoir pour quels segments des clients du tarif D le chauffage de base est inclus dans la consommation de première tranche.

Décret gouvernemental 841-2014 - Extrait

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

*QUE soit indiqué à la Régie de l'énergie qu'elle doit tenir compte, lors de la fixation des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2015-2016, des préoccupations économiques, sociales et environnementales suivantes se rapportant à l'évolution des tarifs d'électricité :*

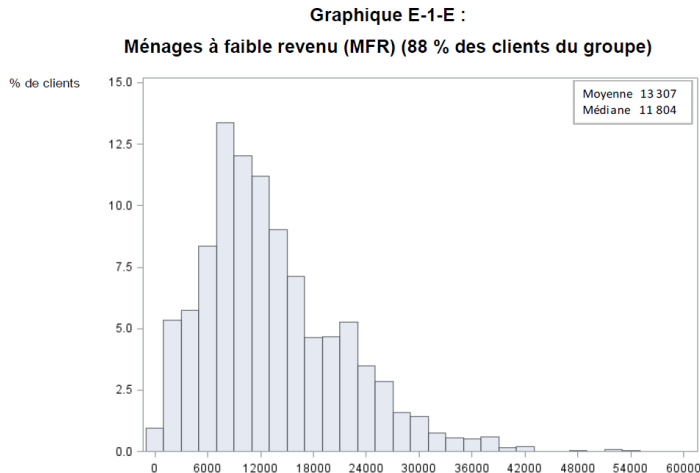
*- la capacité de payer des ménages à faible revenu qui éprouvent des difficultés à supporter les hausses de coût de l'énergie;*

De plus, afin de déterminer un nouveau seuil, il faut aussi s'interroger à savoir si le seuil actuel comprend du chauffage de base et s'il est possible de chiffrer la partie de la première tranche qui s'y apparente pour la clientèle visée par l'objectif d'atténuation des coûts de l'énergie.

Cet exercice n'est pas simple, puisque cette clientèle (MFR) est distribuée, par segment de consommation dont la moyenne et la médiane (Graphique E-1-E) s'avèrent supérieures à celles des segments Locataires et Propriétaires –Multilogements (TAÉ). De fait, un tel choix avantagerait significativement ces deux derniers segments.

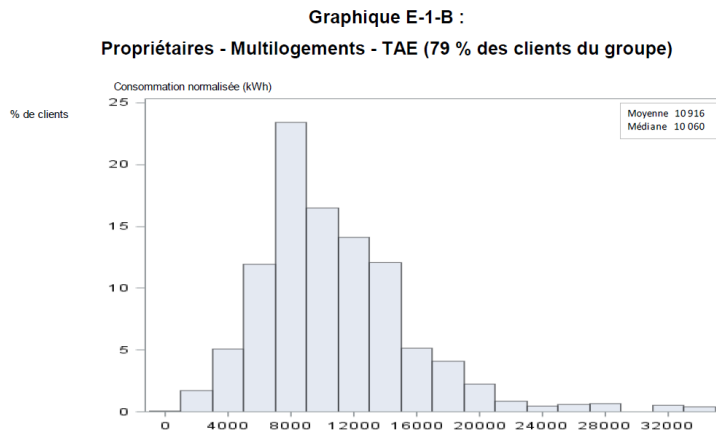
---

<sup>1</sup> Décret 841-2014 « Concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie se rapportant à l'évolution des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2015-2016 »



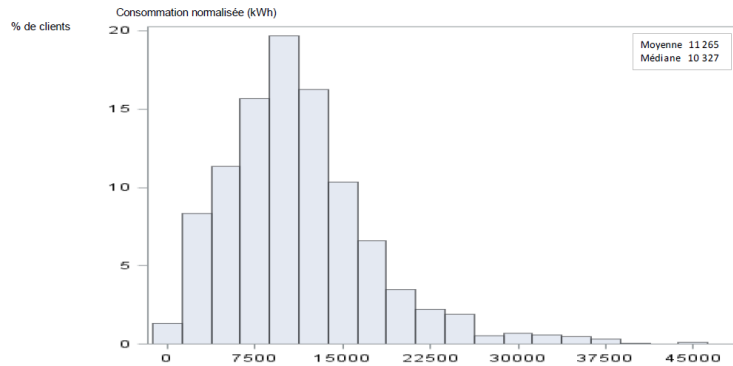
Référence : Réponses aux engagements no 1 à 9, 15 et 16, Réponse à l'engagement no 1, Graphique E-1-E, Distribution de la consommation totale des clients qui n'ont pas d'usages dits *de luxe*.

En examinant la consommation annuelle que représentent 40 kWh par jour, soit 14 600 kWh, nous constatons qu'une partie significative des clients Propriétaires – Multilogements (TAÉ) (Graphique E-1-B) consommerait principalement en première tranche, le même constat est fait pour le segment Locataires (Graphique E-1-D).



Référence : Réponses aux engagements no 1 à 9, 15 et 16, Réponse à l'engagement no 1, Graphique E-1-B

**Graphique E-1-D :  
Locataires (94 % des clients du groupe)**



Référence : Réponses aux engagements no 1 à 9, 15 et 16, Réponse à l'engagement no 1, Graphique E-1-D

Nous constatons qu'en augmentant à 40 kWh par jour le seuil, nous inclurons la tranche de consommation annuelle située entre 10 000 à 15 000 kWh dans le prix de la première tranche, constituant un bond significatif, alors que présentement 25,8 %<sup>2</sup> des kWh de la tranche de consommation annuelle entre 10 000 et 15 000 sont facturés en 2<sup>e</sup> tranche, représentant 29,1 %<sup>3</sup> des revenus de cette tranche.

**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 <sup>e</sup> tranche
	Toujours en 1 <sup>re</sup> tranche	Parfois en 2 <sup>e</sup> tranche	Toujours en 2 <sup>e</sup> 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%
<b>TOTAL</b>	<b>15,6%</b>	<b>56,0%</b>	<b>28,4%</b>	<b>100,0%</b>	<b>50,7%</b>

Référence : Suivi des décisions D-2014-37 et D-2015-018, Réponses aux engagements no 1 à 9, 15 et 16, Réponse à l'engagement no 3.3, Tableau E-3.3

<sup>2</sup> Suivi des décisions D-2014-37 et D-2015-018, Réponses aux engagements no 1 à 9, 15 et 16, Réponse à l'engagement no 3.3, Tableau E-3.3

<sup>3</sup> Suivi des décisions D-2014-037 et D-2015-018, Réponses aux engagements no 1 à 9, 15 et 16, Réponse à l'engagement no 15, Tableau E-15-15-C

Le Distributeur fait également un tel constat, à savoir que *la 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.*<sup>4</sup>

De fait, pour certains segments de clients, le seuil actuel comprend du chauffage de base, comme l'indique le Tableau E-3.1, puisque 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). Rappelons que dans ce tableau, le segment MFR y est inclus, comme dans les autres segments, bien qu'il soit repris séparément par la suite. La différence de consommation en été de 28 kWh pour le segment MFR, suggérant que le chauffage de base n'est pas couvert, s'explique par la présence de MFR Propriétaire (TAÉ-Maison et plex), mais pour les MFR des catégories Locataire et Propriétaire (TAÉ-Multilogement), du chauffage de base est couvert par le présent seuil de 30 kWh par jour.

**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	Consommation	Consommation
		moyenne par jour par client (kWh année)	moyenne par jour par client (kWh hiver)	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

Référence : Suivi des décisions D-2014-037 et D-2015-018, Réponses aux engagements no 1 à 9, 15 et 16, Réponse à l'engagement no 3.1 et 3.2, Tableau E-3.1

Par ailleurs, le Distributeur confirme<sup>5</sup> que l'on peut affirmer que pour ces segments (Propriétaire-TAÉ-Multilogement et Locataire) une part du chauffage de base par jour est déjà comprise dans la première tranche de 30 kWh/j.

En excluant maintenant les Propriétaires-TAE-maison et plex de la catégorie MFR, on peut également confirmer que le seuil actuel inclus du chauffage de base.

Réponse : Le tableau R-1.4 présente l'information demandée pour la catégorie MFR excluant les propriétaires-TAE-maison et plex.

<sup>4</sup> R-3933-2015, B-051, Section 5.5. Seuil de la 1re tranche, page 17

<sup>5</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 1.3



**TABLEAU R-1.4 :**  
**NOMBRE DE CLIENTS, CONSOMMATION MOYENNE QUOTIDIENNE ANNUELLE EN KWH**  
**POUR LES MFR**

	Consommation moyenne par jour par client	Consommation moyenne par jour par client	Consommation moyenne par jour par client
Nombre (milliers)	(kWh année)	(kWh hiver)	(kWh été)
452	32	51	24

Référence : R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 1.4

**Conséquences d'une hausse du seuil de la 1<sup>ère</sup> tranche**

*Impact sur la stabilité des prix et la dispersions des impacts*

Le Tableau E-15-C indique, 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. Selon les précisions du Distributeur cette consommation représente 35 % des revenus du tarif D<sup>6</sup>, pour 49,3 %<sup>7</sup> des kWh facturés en 1<sup>ère</sup> tranche en excluant la bi-énergie.

**Tableau E-15-C :**

**Période annuelle**  
**Tarifs D - Clientèle résidentielle - Total**

Strates de consommation kWh / jour	Nombre de clients dont la consommation maximale est facturée dans la strate		Nombre de jours de factures dont le dernier kWh est compris dans la strate		Répartition de la consommation totale par strate			
	(000) de clients par strate / cumulatif	(%) par strate / cumulatif	(000) de factures par strate / cumulatif	(%) par strate / cumulatif	GWh par strate / cumulatif		( par strate / cumulatif	
0 à 5	64	1,9%	68 103	5,5%	6 017	6 017	10,1%	10,1%
6 à 10	95	2,8%	78 061	6,3%	5 682	11 699	9,5%	19,6%
11 à 15	87	2,6%	93 656	7,5%	5 249	16 948	8,8%	28,4%
16 à 20	84	2,5%	98 010	7,9%	4 766	21 714	8,0%	36,4%
21 à 25	93	2,7%	95 465	7,7%	4 280	25 994	7,2%	43,6%
26 à 30	108	3,2%	89 475	7,2%	3 816	29 810	6,4%	50,0%
31 à 35	124	3,6%	81 387	6,6%	3 389	33 199	5,7%	55,7%
36 à 40	139	4,1%	73 103	5,9%	3 003	36 202	5,0%	60,7%
41 à 45	148	4,3%	65 152	5,2%	2 657	38 859	4,5%	65,2%
46 à 50	150	4,4%	57 611	4,6%	2 350	41 209	3,9%	69,1%
51 à 55	147	4,3%	50 535	4,1%	2 080	43 289	3,5%	72,6%
56 à 60	139	4,1%	44 088	3,6%	1 844	45 133	3,1%	75,7%
61 à 65	129	3,8%	38 419	3,1%	1 638	46 771	2,7%	78,4%
66 à 70	121	3,5%	33 854	2,7%	1 458	48 229	2,4%	80,9%
71 à 75	114	3,3%	30 090	2,4%	1 298	49 527	2,2%	83,1%
76 à 80	109	3,2%	27 042	2,2%	1 155	50 682	1,9%	85,0%
81 à 85	106	3,1%	24 441	2,0%	1 027	51 709	1,7%	86,7%
86 à 90	105	3,1%	22 193	1,8%	910	52 619	1,5%	88,3%
91 à 95	105	3,1%	20 224	1,6%	804	53 423	1,3%	89,6%
96 à 100	105	3,1%	18 363	1,5%	708	54 131	1,2%	90,8%
101 à 150	798	23,4%	100 778	8,1%	3 555	57 687	6,0%	96,8%
151 et plus	338	9,9%	31 737	2,6%	1 938	59 624	3,2%	100,0%
<b>Total</b>	<b>3 411</b>	<b>100,0%</b>	<b>1 241 788</b>	<b>100,0%</b>	<b>59 624</b>	<b>59 624</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Référence : Suivi des décisions D-2014-037 et D-2015-018, Réponses aux engagements no1 à 9, 15 et 16, Réponse à l'engagement 15, Tableau E-15-C

<sup>6</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 1.5

<sup>7</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 1.5

Le Distributeur est d'avis que le seuil actuel de la 1<sup>re</sup> 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<sup>re</sup> 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<sup>e</sup> 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)

Référence : R-3933-2015, B-051, Section 5.5, page 17

Bien que l'augmentation du seuil de la 1<sup>ère</sup> tranche augmenterait plus rapidement le signal de prix marginal de long terme, comme le souligne le Distributeur<sup>8</sup>, une augmentation du prix de la deuxième tranche ne viserait qu'une partie de la clientèle, en excluant en partie celle des segments Locataires et Propriétaire multilogement, pour lesquels la consommation pour les 4 mois d'hiver les plus chargés est de 51 kWh par jour, comparativement à un seuil de 40 kWh par jour.

**Tableau E-8-A:**

**KWh par jour par client par groupe, pour l'été (de juin à septembre) et l'hiver (de décembre à mars)**

Groupes de clients	kWh/j été (4 mois les plus creux)	kWh/j hiver (4 mois les plus chargés)
Propriétaire-TAE-maisons et plex	37	110
Propriétaire-TAE-Multilogement	17	51
Propriétaire-autres que TAE	32	58
Locataire	17	51
MFR	22	62
Exploitations agricoles	91	124
Grands consommateurs	430	894

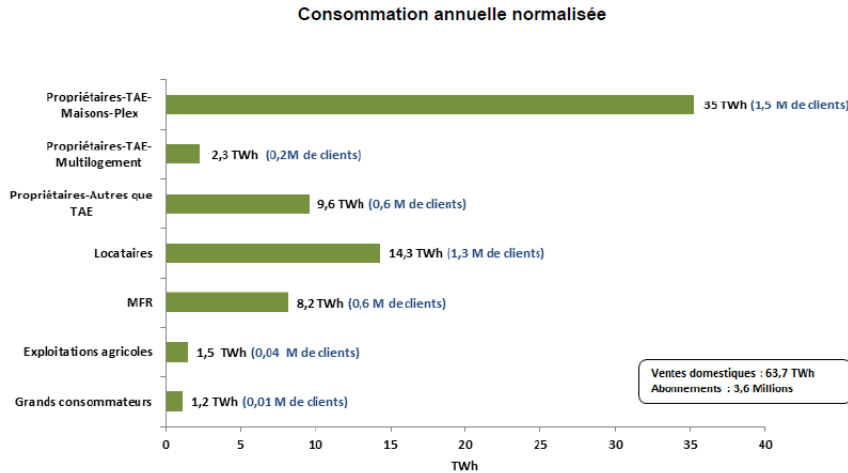
Référence : Suivi des décisions D-2014-037 et D-2015-018, Réponses aux engagements no1 à 9, 15 et 16, Réponse à l'engagement no 8, Tableau E-3.1

Si nous considérons la clientèle Propriétaire-autres que TAE pour les 4 mois d'hiver les plus chargés, la même logique s'applique, bien que dans une moindre mesure, elle serait partiellement exclue du signal de prix à la marge. Nous pouvons aussi constater que du **chauffage d'appoint** pourrait être en cause dans les distinctions de consommation en hiver et en été pour ce segment, que cela soit pour le cas de garage ou de produits dits *de luxe*.

En rétrécissant la marge à 10 kWh par jour en deuxième tranche, une part représentative de la consommation au Québec ne serait plus appuyée par un signal de prix adéquat permettant de promouvoir les mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la

<sup>8</sup> R-3933-2015, B-051, Section 5.5, page 17

consommation. Cette part du marché résidentiel représente selon les données fournies par le Distributeur lors de la rencontre du 30 avril 2015, 16.6 TWh/61.2 TWh, soit 27 % de la demande. Si on ajoute le segment des clients qui ne se chauffent pas à l'électricité, cette part représente 42,8 % de la consommation annuelle totale pour le secteur résidentiel, en excluant les exploitations agricoles et les grands consommateurs.



Référence : Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques, 1<sup>er</sup> rencontre du 30 avril 2015, acétate 4, Consommation annuelle normalisée

Bien que le GRAME souscrive à une croissance du prix de la deuxième tranche à la marge, visant plus spécifiquement le segment des Propriétaires (TAÉ) Maisons-Plex représentant 57,2 % de la consommation annuelle, le GRAME s'inquiète de l'impact de l'augmentation du seuil de la première tranche sur les investissements en efficacité énergétique qui suivront pour les segments de la clientèle représentant présentement 42,8 % de la consommation annuelle, puisque ce pourcentage augmenterait avec une telle mesure.

Ainsi, si une telle stratégie était retenue par la Régie, elle devrait faire l'objet préalablement d'une étude plus précise du seuil à retenir, de la dispersion des impacts sur les segments de clients, du pourcentage de la consommation qui se retrouverait en première tranche, de l'évolution relative des prix de la première et de la deuxième tranche en regard avec l'évolution du prix relatif de l'énergie (inflation), tout en tenant compte du coût de l'énergie à la marge de long terme.

La prudence s'impose notamment parce que l'évolution du prix de la 1<sup>ère</sup> tranche depuis 2005 s'est accrue en dessous de l'inflation, impliquant une réduction des coûts actualisés, contrairement au prix de la deuxième tranche ayant évolué au-dessus de l'inflation, impliquant une augmentation des coûts actualisés.<sup>9</sup>

<sup>9</sup> R-3854-2013, C-GRAME-13, p Tableau 1.4, page 13

*Impact sur la compétitivité de l'électricité pour le chauffage des locaux en période de surplus énergétiques ;*

Compte tenu de l'impact à court terme sur le prix de la deuxième tranche d'une hausse du seuil de la première tranche, le GRAME soumet que le signal de prix de long terme est un objectif à atteindre à plus long terme et qu'il faut être prudent avec les hausses accentuées des tarifs pour le chauffage des locaux compte tenu de la période actuelle de surplus énergétiques et de l'importance de maintenir des tarifs concurrentiels notamment avec le gaz naturel.

À cet égard, le GRAME soumet en Annexe 1 l'article paru dans la Presse des affaires, lundi le 26 octobre 2015 : Coût de chauffage, *L'électricité plus chère que le mazout*, par Hélène Baril.

De plus, la réduction des émissions atmosphériques au Québec et les engagements pris par le gouvernement du Québec à cet égard militent en des actions prudentes envers des hausses marquées sur une période de court terme de la tarification sur le prix de l'énergie associé au chauffage des locaux. En effet, une modification du seuil de la 1<sup>ère</sup> tranche entraînerait à très court terme une hausse des tarifs de la deuxième tranche, à moins d'adopter simultanément d'autres mesures, comme un ajustement partiel de la hausse du prix de la 1<sup>ère</sup> tranche, dans le but de réduire en parallèle la hausse de la 2<sup>ème</sup> tranche.

***Conclusions et recommandations***

Le GRAME note que le seuil de 30 kWh a été introduit en 1978, sans être modifié par la suite. Bien que le Distributeur indique que ce seuil exclut le chauffage des locaux, le GRAME a fait la démonstration que ce n'était pas le cas pour certains segments de la clientèle.

Le Distributeur indique qu'une détermination de la consommation associée aux usages de base ne peut être objective, mais le problème est le même lorsqu'on affirme qu'il correspond aux usages de base. Cette affirmation ne peut pas être maintenue, elle est subjective en elle-même, comme l'indique le Distributeur.

La structure progressive du tarif D a été introduite en 1978 et le seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie au tarif D a alors été fixé à 900 kWh par mois, soit 30 kWh par jour. Bien qu'il n'ait pas été modifié depuis, ce seuil a fait l'objet d'un suivi au fil des ans afin de s'assurer qu'il demeure adéquat pour couvrir les usages autres que le chauffage des locaux. Le dernier exercice a été réalisé dans le cadre des séances de travail : le seuil de 30 kWh par jour correspond toujours à la consommation moyenne quotidienne excluant le chauffage des locaux (voir la page 13 du document de présentation du 30 avril 2015 et les pages 5 et 6 du document de présentation du 12 juin 2015).

La détermination de la consommation associée aux usages de base à partir d'une étude empirique ne peut pas être objective parce que le niveau des usages de base dépend de plusieurs facteurs, notamment la composition sociodémographique du ménage. Voir également la réponse à la question 26.2 de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-16, document 2.

Par ailleurs, la révision de la stratégie relative aux tarifs domestiques s'effectue dans un contexte réglementaire et, par conséquent, tout sujet abordé, dont le seuil de la 1re tranche, fait l'objet d'un exercice commun avec la Régie et les intervenants.

Référence : R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 1.1

Ainsi, faut-il se retourner vers les données apparentes indiquant des différenciations entre la consommation d'été et d'hiver pour illustrer la présence de chauffage à même le seuil de 30 kWh pour certains segments de la clientèle du tarif D.

Mais le plus important est de considérer les impacts d'une telle modification, notamment sur le tarif de la deuxième tranche, impliquant possiblement un choc tarifaire pour une partie de la clientèle, de même que l'impact de la réduction du prix concurrentiel de l'électricité, vis-à-vis le gaz naturel et le mazout, considérant l'importance de l'atteinte des cibles de GES pour le Québec.

De plus, la réduction du signal de prix pour la consommation entre 30 kWh et 40 kWh par jour implique une baisse de la facture pour une partie de la clientèle, alors que les hausses cumulatives de prix de l'énergie de la première tranche depuis 2005<sup>10</sup> s'avèrent inférieures à l'inflation, entraînant une réduction de l'incitatif à l'efficacité énergétique.

Cependant, le GRAME le réitère, il est favorable à l'ajustement à la hausse du prix de l'énergie de la deuxième tranche, mais recherche une stratégie de plus long terme pour y arriver, permettant de conserver le signal de prix pour les consommateurs qui consomment peu en 2<sup>ième</sup> tranche, notamment la clientèle non-TAÉ.

Aussi, pour ce qui est des objectifs de réduction de la pointe de consommation, le GRAME est d'avis qu'à court terme il faut plutôt privilégier les solutions commerciales pour réduire la consommation de pointe permettant de réduire les coûts d'approvisionnement qui y sont associés, comme les mesures de gestion de la demande, au lieu de rechercher des hausses tarifaires de court terme plus significatives en 2<sup>ième</sup> tranche.

De plus, si le seuil de la première tranche était haussé, le GRAME est d'avis qu'il faudrait s'interroger sur la méthode de calcul pour la facturation de la première tranche et favoriser une facturation mensuelle. Bien qu'une facturation mensuelle réduit l'impact d'une réduction de la facture en première tranche de consommation, puisqu'elle évite le chevauchement entre les saisons, l'un des avantages d'une facturation mensuelle pour la clientèle consiste à favoriser un suivi plus régulier de sa consommation, particulièrement lors de la saison hivernale, donc de mettre en place des moyens pour réduire cette consommation lors du constat du coût des frais encourus.

---

<sup>10</sup> R-3854-2013, C-GRAME-13, p Tableau 1.4, page 13

Concernant les réseaux autonomes, une modification du seuil aurait des conséquences sur l'attrait pour le chauffage d'appoint, ce qui aurait des conséquences significatives sur les pertes en réseaux autonomes. Pour ces réseaux, il ne faudrait alors ne pas modifier le seuil de la première tranche.

Finalement, si la Régie optait pour l'étude du rehaussement du seuil, le GRAME est d'avis qu'il ne devrait pas être envisagé sans préalablement réaliser une étude des besoins de base, puisque ces besoins ont évolué et se sont modifiés suite aux améliorations en efficacité énergétique, notamment des appareils et de l'éclairage. Le GRAME est d'avis qu'une telle analyse est nécessaire.

### **1.1.2 Structure tarifaire saisonnière**

Nous constatons que l'objectif de la stabilité des prix n'est pas rencontré par les scénarios étudiés impliquant une variation dans le seuil de la 1<sup>ère</sup> tranche en été et en hiver. Quoique la Régie ait proposé un scénario de hausse plus importante de la deuxième tranche que de la 1<sup>ère</sup>, les résultats comportent une baisse du prix de l'énergie pour les clients consommant entre 10 000 kWh et 15 000 kWh annuellement, avec un impact plus variable sur le groupe des MFR, que la stratégie actuelle du Distributeur,

Quant aux scénarios de l'ACEFQ, l'objectif de réduire l'impact sur les petits clients semble ne pas être rencontré pour notamment les groupes clients MFR et Locataires.<sup>11</sup>

Bien que l'étude de tels scénarios reste à être complétée pour s'assurer de l'atteinte des objectifs de stabilité des prix et d'équité, le GRAME est à priori en faveur d'une structure tarifaire saisonnière pour le prix de l'énergie selon les saisons, mais la modification du seuil à 40 kWh demeure problématique pour notamment la réduction des incitatifs à l'efficacité énergétique pour certains segments ciblés de la clientèle, notamment les non-TAÉ. Ainsi, le GRAME est d'avis qu'une variation des prix de l'énergie devrait être envisagée plutôt qu'une modification du seuil en été. Le GRAME propose qu'en parallèle, si la Régie optait pour cette orientation, que des variations du prix de l'énergie en été et en hiver soient étudiées, sans modification du seuil de la première tranche.

### **1.1.3 Modification de la période de calcul de facturation**

Dans l'étude de la modification du seuil de la première tranche, le GRAME a recherché une solution pour minimiser l'impact d'un tel changement sur le nombre de kWh assujettis à ce rabais structurel des tarifs. Ainsi, considérant l'ouverture du Distributeur à envisager d'augmenter le seuil de la 1<sup>ère</sup> tranche, et compte tenu du chevauchement saisonnier de la facturation actuelle sur une période comprenant deux mois de consommation, le GRAME propose que soit envisagé de modifier sa méthode de calcul de la consommation pour favoriser le respect de la consommation de base sur une base mensuelle.

---

<sup>11</sup> R-3933-2015, B-0076, Réponses à la demande de renseignements no 4 de la Régie, RDR 7.1, Tableau R-7.1-B

À cet égard, le Distributeur indique que pour les fins d'une meilleure gestion budgétaire, une facturation mensuelle pourrait être analysée, conjointement aux autres modifications envisagées à la structure du tarif D, dont la hausse du seuil de la 1<sup>ère</sup> tranche, pour en apprécier les impacts nets sur la clientèle<sup>12</sup>.

Le Distributeur n'envisage pas une facturation de la consommation sur une base journalière, notamment parce que la consommation d'électricité, dont celle associée aux usages autres que le chauffage des locaux, n'est pas distribuée uniformément d'un jour à l'autre. En effet, une facturation journalière pénaliserait indûment les clients qui, pour diverses raisons, font une utilisation plus intensive de l'électricité sur peu de jours de la semaine.

Puisqu'elle pourrait notamment répondre aux préoccupations de certains clients en permettant une meilleure gestion budgétaire, une facturation mensuelle pourrait être analysée conjointement aux autres modifications envisagées à la structure du tarif D, dont la hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche, pour en apprécier les impacts nets sur la clientèle. (Notre souligné)

Référence : R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 1.10

Avec la venue des CNG, permettant la comptabilisation des kWh consommés, le GRAME est d'avis qu'il serait opportun qu'une modification de la méthode de calcul de la facture soit mise en place pour les fins de gestion budgétaire de la clientèle, mais également dans le but d'améliorer le respect de la notion de consommation de base journalière. La facturation mensuelle constitue une amélioration et un rapprochement avec ce concept, tout en permettant un meilleur suivi de la consommation.

Pour le cas des réseaux autonomes au nord du 53<sup>ième</sup> parallèle, ce rapprochement est particulièrement important pour les périodes chevauchant les saisons, considérant la présence de chauffage d'appoint, elle pourrait favoriser la prise de conscience de la clientèle que le chauffage à l'électricité, même d'appoint, est associé à un prix de l'énergie différent de la consommation de base.

### **1.1.3 Hausse différenciée des tranches d'énergie**

Concernant l'orientation proposée par le Distributeur à l'égard de la hausse différenciée des deux tranches d'énergie, puisque la stabilité des tarifs est importante, le GRAME souhaite recommander d'établir un différentiel ciblé à atteindre entre la première tranche et la deuxième tranche des tarifs, lequel serait maintenu subséquemment pour une période visée.

Le GRAME est d'avis que la proposition d'augmenter systématiquement le prix de la deuxième tranche deux fois plus exclut le signal de prix pour la première tranche. De fait,

---

<sup>12</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 1.10

le résultat de cette stratégie implique une hausse supérieure à l'inflation pour toute consommation de deuxième tranche associée à une hausse inférieure à l'inflation pour la première tranche, alors qu'il est important de conserver ce signal pour un plus grand nombre de clients et notamment pour les clients se chauffant au gaz naturel, ou au mazout

Bien que le GRAME soit favorable à une croissance de la différenciation entre le prix de la 1<sup>ière</sup> tranche et de la 2<sup>ième</sup>, il nous semble impératif de définir et d'identifier un objectif à atteindre, qui serait maintenu par la suite au niveau recherché.

La question à se poser est d'identifier cet objectif, qui par le passé voulait refléter le prix à la marge des nouveaux approvisionnements de long terme, en considérant le coût en puissance associé au chauffage des locaux et de l'eau. Devons-nous viser le prix de long terme pour la consommation de deuxième tranche ? Certes nous devons différencier le prix de l'énergie selon son usage et s'assurer que le coût pour le chauffage y est reflété, puisqu'il s'agit du juste prix de l'énergie.

Devons-nous également considérer la capacité de la clientèle à réduire sa consommation selon la flexibilité qu'elle a de le faire, puisque d'un côté le chauffage est une composante qui fait l'objet d'affirmations contradictoires, en ce qu'elle est moins flexible ou plus flexible que celle associée à la consommation de base et le chauffage de l'eau, selon le segment des clients concernés, comme l'indique le Distributeur.

La structure à deux tranches de consommation à prix croissants est probablement l'aspect le plus distinctif des tarifs D et DM. Le Distributeur rappelle que la 1re tranche vise à couvrir les usages sur lesquels les clients peuvent moins agir, comme les usages de base et le chauffage de l'eau, alors que la 2e tranche vise à donner aux clients un signal de prix plus accentué pour les usages sur lesquels ils peuvent intervenir davantage.

(...)

C'est dans ce contexte spécifique et avec la volonté d'alléger la facture des MFR que le Distributeur est sensible aux arguments de certains intervenants et se dit disposé à explorer la possibilité d'augmenter le seuil de la 1re tranche pour y capter la partie de la consommation associée au chauffage sur laquelle les consommateurs peuvent moins agir.

Référence : R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 2 de la Régie, RDR no 6.1

La stratégie tarifaire établie en 2006 fait état de l'objectif d'appliquer les ajustements tarifaires sur les composantes sur lesquelles les clients peuvent agir davantage, il serait donc approprié d'apporter des précisions sur celles-ci.

De l'avis du GRAME, l'application de mesures commerciales permet d'agir sur certaines composantes directement, comme celle du chauffage de l'eau (projet en cours en gestion de la demande pour interruption de charge et composante des chauffe-eaux). Le changement par des appareils plus performants le permet aussi, de manière plus rapide que les changements nécessaires associés à l'enveloppe des bâtiments, qui requiert des investissements plus substantiels de la part des clients, donc pouvant être considérés



comme moins flexibles. Bien que d'autres mesures à moindre frais (calfeutrage, habitude comportementale, thermostat électronique, etc.) permettent également de réduire la part de la consommation associée au chauffage des locaux, représentant donc la partie plus flexible de la consommation pour le chauffage des locaux.

« La stratégie tarifaire établie en 2006 avait pour objectif de donner un signal de prix favorisant une utilisation efficace de l'électricité. Plus spécifiquement, elle visait à :

- appliquer les ajustements tarifaires sur les composantes sur lesquelles les clients peuvent agir davantage;
- geler le prix des composantes sur lesquelles les clients peuvent moins agir;
- inciter les clients de plus de 50 kW à faire une gestion efficace de leurs appels de puissance;
- éviter les chocs tarifaires, tout en atténuant l'impact pour les plus petits clients, notamment les ménages à faible revenu. »

Référence : R-3933-2015, B-0051, p. 14 et 15

En conclusion, pour s'assurer de viser juste et d'associer une stratégie tarifaire associée aux composantes plus ou moins flexibles, il faudrait se pencher sérieusement sur celles-ci et s'assurer que l'on comprend bien l'implication de choisir une stratégie qui ne viserait que le chauffage des locaux à terme.

À cet égard, le Distributeur vise juste en indiquant que *sans support commercial, le tarif à paliers pourrait générer moins d'économie d'énergie.*

*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.*  
(Notre souligné)

Référence : Rencontre technique, PGEÉ et tarif à paliers, impacts sur l'efficacité énergétique, 25 mai 2009, page 11

Ainsi, le GRAME est d'avis que le prix de l'énergie ne doit pas être la seule composante visant l'amélioration des résultats en efficacité énergétique, particulièrement si l'objectif est la réduction de la consommation à la marge, permettant notamment de réduire les coûts d'approvisionnements à la marge, particulièrement à la pointe du réseau.

L'idée est de ne pas de faire payer nécessairement plus cher les clients pour leurs tarifs à la pointe, mais qu'en parallèle soient trouvées des solutions pour réduire les coûts à la marge, via la mise en place de moyens ciblés pour le faire. La gestion de la demande est l'un de ces moyens qu'il faut privilégier.

**TABLEAU R-3.3 :**  
**ÉCART ENTRE LE COÛT ÉVITÉ DE LONG TERME (CHAUFFAGE DES LOCAUX)**  
**ET LE PRIX DE LA 2<sup>E</sup> TRANCHE DU TARIF D**

	R-3579-2005	R-3933-2015
<b>Coût évité de long terme - Chauffage des locaux</b>		
Année	2014	2024
Énergie	7,75 ¢/kWh	10,22 ¢/kWh
Total (énergie et puissance)	8,28 ¢/kWh	16,06 ¢/kWh
<b>2<sup>e</sup> tranche du tarif D</b>		
Tarif au 1 <sup>er</sup> avril	2005	2015
Prix	6,33 ¢/kWh	8,60 ¢/kWh
<b>Écart</b>		
Énergie	1,42 ¢/kWh	1,62 ¢/kWh
Total (énergie et puissance)	1,95 ¢/kWh	7,46 ¢/kWh

Référence : R-3933-2015, B-0071, Réponse à la question 3.3 de la demande de renseignement no 2 de la Régie.

Bien qu'enligner le prix de la deuxième tranche sur le coût évité de l'énergie de long terme pour l'énergie de l'ordre de 10,22 cents/kWh<sup>13</sup>, pourrait être envisagé à moyen terme, avant d'envisager d'y inclure le coût en puissance pour un prix de 16,06 cents/kWh<sup>14</sup> reflétant le prix de long terme pour le chauffage des locaux, le Distributeur doit mettre en place des actions directes pour réduire les coûts d'approvisionnement de long terme, particulièrement en ce qui concerne l'impact des coûts à la marge à la pointe du réseau. Donc, la comparaison actuelle avec le prix de l'énergie (incluant la puissance) de long terme doit être faite avec prudence pour définir la cible à atteindre pour la deuxième tranche du tarif D.

**TABLEAU R-6.1 :**  
**ÉVOLUTION DES COÛTS MARGINAUX DE LONG TERME**  
**POUR LE CHAUFFAGE DES LOCAUX ET POUR TOUS LES USAGES**

Coûts évités de long terme (Année)	R-3644-2007 (2017)	R-3933-2015 (2024)
Chauffage des locaux	12,74 ¢/kWh	16,06 ¢/kWh
Tous les usages	12,19 ¢/kWh	14,44 ¢/kWh
Ratio Chauffage des locaux / Tous les usages	1,05	1,11

Référence : R-3933-2015, B-071, Réponses à la demande de renseignement no 4 de la Régie, RDDR no 6.1

En conclusion, le GRAME recommande la poursuite de la différenciation de la hausse entre les deux tranches d'énergie, mais que cette différenciation s'assure de ne pas créer de réduction significative de la première tranche par rapport à l'inflation. Ainsi, le GRAME recommande que la proportion entre les hausses différenciées soit étudiée en y intégrant un objectif plus précis à atteindre sur une période de temps prédéterminée. Il pourrait s'agir par exemple de l'objectif d'atteindre le prix de l'énergie de long terme d'ici 5 ans. Cette étude devrait aussi considérer le rôle de la flexibilité des composantes

<sup>13</sup> R-3933-2015, B-0071, Réponse à la question 3.3 de la demande de renseignement no 2 de la Régie

<sup>14</sup> R-3933-2015, B-071, Réponses à la demande de renseignement no 4 de la Régie, RDDR no 6.1

dans la capacité de la clientèle à agir sur celles-ci lors de la détermination des cibles respectives pour chacune des tranches d'énergie et cela dans but de maintenir les incitatifs en efficacité énergétique pour les deux tranches du tarif. Une telle approche favoriserait la stabilité des prix et l'équité entre les coûts et les usages.

En parallèle, puisqu'une cible de prix pour la deuxième tranche du tarif devrait être fixée, la poursuite des actions et moyens pour réduire les coûts à la marge doit être maintenue, quitte à faire varier la cible de prix à atteindre en fonction des résultats obtenus et cela au fur et à mesure que la stratégie tarifaire est mise en place.

#### **1.1.4. La facture minimale et le tarif D2**

Le GRAME est en faveur de deux orientations proposées par le Distributeur, soit la création d'un tarif distinct à l'intention de la clientèle de plus de 50 kw, le tarif D2 et la proposition de l'introduction d'une facture minimale. Le GRAME privilégie la création du tarif D2, au lieu de la création d'une troisième tranche d'énergie, permettant ainsi non seulement l'amélioration du signal de prix en puissance pour cette clientèle, mais également une baisse du prix de l'énergie applicable à l'ensemble des clients domestiques.<sup>15</sup>

Le Distributeur est d'avis que la création d'un tarif D2 pourrait permettre d'adapter la stratégie tarifaire pour tous les clients des tarifs D et DM facturés en puissance, tout en évitant les impacts tarifaires indus associés au fait qu'actuellement, l'amélioration du signal de prix en puissance est compensée par une baisse du prix de l'énergie applicable à l'ensemble des clients domestiques. (Notre souligné)

Référence : R-3933-2015, B-071, Réponses à la demande de renseignement no 4 de la Régie, RDDR no 5.2

Le GRAME souligne que dans le contexte de l'incertitude liée à la mise en place du référentiel GAAPs, la hausse des tarifs pourrait s'avérer plus significative à court terme, que celle identifiée selon ce référentiel. La création d'un tarif D2 permettrait d'équilibrer une telle hausse, sans compter qu'elle permettrait une plus juste équité entre ces clients et un rapprochement des coûts de puissance associés à la clientèle visée par le tarif D2.

Le GRAME a pris connaissance des réponses fournies par le Distributeur sur cet enjeu, notamment celles faites à la Régie (B-0071, réponse 5.1). Dans cette réponse le Distributeur indique que *dans le contexte de la révision de la stratégie relative aux tarifs domestiques, l'adoption de différentes modifications à la structure des tarifs doit être analysée globalement afin de tenir compte de l'impact net des mesures adoptées. De plus, toute modification à la structure d'un tarif doit s'implanter progressivement en considérant toutes les autres modifications souhaitables afin d'éviter les chocs tarifaires pour certains clients.*

---

<sup>15</sup> R-3933-2015, B-071, Réponses à la demande de renseignement no 4 de la Régie, RDDR no 5.2

**Le GRAME note que ces propos concordent avec ses préoccupations à l'égard des modifications à la stratégie proposée, en ce qu'elles doivent s'implanter progressivement, en considérant l'ensemble des modifications envisagée. De plus, l'atteinte d'une relative équité entre les segments de la clientèle, entre les clients TAÉ et non TAÉ et entre les clients qui n'assument pas leur coût d'abonnement doit être recherchée, c'est pourquoi le GRAME est en faveur de ces deux propositions.**

Le GRAME recommande que les modifications envisagées pour la stratégie tarifaire soient instaurées progressivement pour l'atteinte d'objectifs sur une période de 5 ans ou plus. Une telle approche favorise la stabilité des prix, la mise en place de modification de comportements de la clientèle, de même que l'amélioration des mesures en gestion de la demande présentement en cours par le Distributeur.

Hausse du seuil de la 1<sup>ière</sup> tranche :

Le GRAME note que le seuil de 30 kWh a été introduit en 1978, sans être modifié par la suite. Bien que le Distributeur indique que ce seuil exclut le chauffage des locaux, le GRAME a fait la démonstration que ce n'était pas le cas pour certains segments de la clientèle.

Pour ce qui est de la détermination de la consommation associée aux usages de base, bien qu'elle semble subjective, le GRAME est d'avis qu'on peut se tourner vers les données apparentes indiquant des différenciations entre la consommation d'été et d'hiver pour illustrer la présence de chauffage à même le seuil de 30 kWh pour certains segments de la clientèle du tarif D.

Le GRAME est d'avis qu'il est important de considérer lors des choix entre les stratégies retenues, l'impact sur le tarif de la deuxième tranche, impliquant la réduction du prix concurrentiel de l'électricité, vis-à-vis le gaz naturel et le mazout pour le chauffage des locaux, considérant l'importance de l'atteinte des cibles de GES pour le Québec.

Cependant, le GRAME le réitère, il est favorable à l'ajustement à la hausse du prix de l'énergie de la deuxième tranche, mais recherche une stratégie de plus long terme pour y arriver permettant de conserver le signal de prix pour les consommateurs qui consomment peu en 2<sup>ième</sup> tranche, notamment la clientèle non-TAÉ. Ces ajustements devraient être accompagnés de solutions commerciales pour réduire la consommation de pointe, comme les mesures de gestion de la demande.

Cependant, si le seuil de la première tranche était haussé, le GRAME est d'avis qu'il faudrait s'interroger sur la méthode de calcul pour la facturation de la première tranche et favoriser une facturation mensuelle. Concernant les réseaux autonomes, une modification du seuil aurait des conséquences sur l'attrait pour le chauffage d'appoint, ce qui aurait des conséquences significatives sur les pertes en réseaux autonomes. Pour ces réseaux, il ne faudrait alors ne pas modifier le seuil de la première tranche.

Finalement, si la Régie optait pour l'étude du rehaussement du seuil, le GRAME est d'avis qu'il ne devrait pas être envisagé sans préalablement réaliser une étude des besoins

de base, puisque ces besoins ont évolué et se sont modifiés suite aux améliorations en efficacité énergétique, notamment des appareils et de l'éclairage. Le GRAME est d'avis qu'une telle analyse est nécessaire.

#### Structure tarifaire saisonnière :

Bien que l'étude de tels scénarios reste à être complétée pour s'assurer de l'atteinte des objectifs de stabilité des prix, d'équité, le GRAME est a priori en faveur d'une structure tarifaire saisonnière pour le prix de l'énergie selon les saisons, mais la modification du seuil à 40 kWh demeure problématique pour notamment la réduction des incitatifs à l'efficacité énergétique pour certains segments ciblés de la clientèle, notamment les non-TAÉ. Ainsi, le GRAME est d'avis qu'une variation des prix de l'énergie devrait être plutôt envisagée, plutôt qu'une modification du seuil de la 1<sup>ière</sup> tranche en été. Le GRAME propose qu'en parallèle, si la Régie optait pour cette orientation, que des variations du prix de l'énergie en été et en hiver soient étudiées, sans modification du seuil de la 1<sup>ière</sup> tranche en été.

#### Modification de la période de calcul de facturation sur une base mensuelle :

Compte tenu du chevauchement saisonnier de la facturation sur une période comprenant deux mois de consommation, le GRAME propose que soit envisagé de modifier la méthode de calcul de la facturation de la consommation pour favoriser le respect de la consommation sur une base mensuelle, via une facturation mensuelle. Pour le cas des réseaux autonomes au nord du 53<sup>ième</sup> parallèle, ce rapprochement est particulièrement important pour les périodes chevauchant les saisons, considérant la présence de chauffage d'appoint, elle pourrait favoriser la prise de conscience de la clientèle que le chauffage à l'électricité, même d'appoint, est associé à un prix de l'énergie différent de la consommation de base.

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

Le GRAME recommande la poursuite de la différenciation de la hausse entre les deux tranches d'énergie, mais que cette différenciation s'assure de ne pas créer de réduction trop significative de la première tranche par rapport à l'inflation. Ainsi, le GRAME recommande que la proportion entre les hausses différenciées soit étudiée en y intégrant un objectif plus précis à atteindre sur une période de temps prédéterminée, en considérant le rôle de la flexibilité des composantes dans la capacité de la clientèle à agir sur celles-ci lors de la détermination des cibles respectives pour chacune des tranches d'énergie. L'objectif étant de maintenir les incitatifs en efficacité énergétique pour les deux tranches du tarif et de rechercher dans l'intervalle des moyens pour réduire les coûts à la marge, notamment via des mesures de gestion de la demande. Une telle approche favoriserait la stabilité des prix et l'équité entre les coûts et les usages.

### La facture minimale et le tarif distinct pour la clientèle de plus de 50 kw :

Le GRAME est en faveur de deux orientations proposées par le Distributeur, soit la création d'un tarif distinct à l'intention de la clientèle de plus de 50 kw, le tarif D2 et la proposition de l'introduction d'une facture minimale. Le GRAME privilégie la création du tarif D2, au lieu de la création d'une troisième tranche d'énergie, permettant ainsi, non seulement l'amélioration du signal de prix en puissance pour cette clientèle, mais également une baisse du prix de l'énergie applicable à l'ensemble des clients domestiques.

## **1.2 HAUSSE TARIFAIRE UNIFORME DES COMPOSANTES DES TARIFS DOMESTIQUES - 2016**

### Hausse tarifaire uniforme des composantes des tarifs domestiques

Bien que le GRAME soit concerné par le juste prix de l'énergie, il se positionne en faveur de la demande de hausse tarifaire uniforme des composantes des tarifs domestiques pour l'année 2016, considérant que depuis 2005 la stratégie tarifaire du Distributeur a consisté à améliorer le signal de prix pour la consommation de la deuxième tranche. Cependant, selon notre analyse produite au dossier 3854-2013<sup>16</sup>, cette stratégie a eu comme conséquence une baisse du prix de l'énergie par rapport à l'inflation pour le tarif de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie et en une hausse du tarif de la 2<sup>ème</sup> tranche d'énergie par rapport à l'inflation relativement significative.

Par conséquent, le GRAME est d'avis qu'il est opportun de transmettre également un signal de prix pour la clientèle qui consomme principalement en première tranche, afin de l'inciter à intégrer des mesures d'efficacité énergétique et fait valoir cette position compte tenu de l'écart à l'inflation négatif pour la 1<sup>ère</sup> tranche entre 2005 et 2015, qu'il a démontré au dossier R-3854-2013.<sup>17</sup>

Le GRAME est favorable à la position du Distributeur, soit son intention<sup>18</sup> de suspendre la stratégie des dernières années dans le but d'évaluer les impacts cumulés et de déterminer, si nécessaire, les modifications à y apporter.

Aussi la question du passage aux GAAPs doit être prise en considération, puisque la hausse des tarifs serait plutôt de l'ordre de 5,4 % si le référentiel comptable demeure les IFRS, sans compter l'impact d'une l'application de la hausse en fonction de la répartition des coûts, puisqu'elle affecte de manière plus prononcée les fonctions Transport et Distribution, impliquant une attribution de 65 % de ces coûts à la catégorie Domestique<sup>19</sup>.

---

<sup>16</sup> R-3854-2013, C-GRAME-13, p Tableau 1.4, page 13

<sup>17</sup> R-3854-2013, C-GRAME-13, p Tableau 1.4, page 13

<sup>18</sup> R-3905-2014, B-0071, Réponse à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 4.2

<sup>19</sup> R-3905-2014, B-0076, Réponse à la demande de renseignements no 4 du GRAME, RDDR no 1.2

**TABLEAU 4 :  
REVENUS REQUIS EN 2016, AVANT ET APRÈS LA HAUSSE TARIFAIRE, ET PROVISION RÉGLEMENTAIRE (M\$)**

Année 2016	Abonnements (nombre)	Ventes (GWh)	Revenus avant la hausse			Revenus après la hausse au 1 <sup>er</sup> janvier 2016									Revenus après la hausse au 1 <sup>er</sup> avril 2016		
			janvier à mars (M\$)	avril à décembre (M\$)	Total (M\$)	Revenus			Variations			Total (M\$)	Variations				
						janvier à mars (M\$)	avril à décembre (M\$)	Total (M\$)	janvier à mars (%)	avril à décembre (%)	Total (%)		(M\$)	(%)			
			(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	
Domestique	3 668 505	67 068	2 004	3 275	5 279	2 112	3 451	5 563	107	176	283	5,4%	5,4%	5,4%	4 585	176	3,3%
Tarifs D et DM	3 548 633	64 196	1 939	3 166	5 106	2 044	3 336	5 380	104	170	274				5 275	170	
Tarif DT	119 872	2 872	65	109	174	68	115	183	3	6	9				180	6	
Général	323 126	50 951	1 182	2 967	4 149	1 245	3 126	4 371	63	159	223	5,4%	5,4%	5,4%	4 308	159	3,8%
Tarifs G et T1, T2, T3	288 150	9 625	310	669	979	327	705	1 032	17	36	53				1 015	36	
Éclairage public et Sentinelle	4 217	615	16	48	64	17	51	68	1	3	3				67	3	
Tarif G-9	3 656	967	36	93	129	38	98	135	2	5	7				133	5	
Tarif M	27 003	30 846	668	1 795	2 463	703	1 891	2 594	35	96	132				2 559	96	
Tarif LG	99	8 896	151	362	513	160	381	541	8	20	28				533	20	
Tarif H	1	6	0	1	1	0	1	1	0	0	0				1	0	
Grands industriels	143	53 221	570	1 713	2 283	586	1 761	2 348	16	48	65	s.o.	s.o.	s.o.	2 331	48	s.o.
Tarif L	135	28 388	349	1 035	1 384	366	1 083	1 449	16	48	65	4,7%	4,7%	4,7%	1 432	48	3,5%
Contrats spéciaux	8	24 833	221	678	899	221	678	899	0	0	0	s.o.	s.o.	s.o.	899	0	s.o.
<b>Total</b>	<b>3 991 774</b>	<b>171 241</b>	<b>3 756</b>	<b>7 955</b>	<b>11 711</b>	<b>3 943</b>	<b>8 339</b>	<b>12 282</b>	<b>187,3<sup>1</sup></b>	<b>383,7</b>	<b>570,9</b>	<b>s.o.</b>	<b>s.o.</b>	<b>s.o.</b>	<b>12 095</b>	<b>384</b>	<b>s.o.</b>

Référence : R-3933-2015, B-0064, TABLEAU 4 : Revenus requis en 2016, avant et après la hausse tarifaire, et provision réglementaire (M\$)

Une telle augmentation, en substance, causerait un impact tarifaire significatif sur la deuxième tranche si la stratégie tarifaire précédente était appliquée en 2016 et que la répartition des coûts était envisagée par la Régie, et ce contrairement à l'effet de la répartition sur ces tarifs au référentiel GAAP. Le choix d'une répartition de la hausse des coûts doit être considéré avec prudence dans ce contexte.

### 1.3 HAUSSE TARIFAIRE UNIFORME ET ÉTUDE DES COÛTS PAR CATÉGORIES TARIFAIRES

Comme indiqué à la section précédente, le fait que le référentiel comptable soit toujours inconnu pour l'année 2016, et que la répartition de la hausse des coûts serait différente sous le référentiel IFRS, que celui de GAAPs, implique que la comparaison entre l'inter-financement avant la hausse et après la hausse ne peut être réalisée sans la perspective d'une comparaison de son l'évolution dans le temps de ce dernier. Un équilibre pourrait peut-être être atteint entre les hausses selon la variation des coûts, si les coûts associés aux clients domestiques étaient en hausse comme c'est le cas avec le référentiel IFRS.

**TABLEAU R-1.4 :**  
**HISTORIQUE DES HAUSSES TARIFAIRES APPLIQUÉES**  
**ET DES HAUSSES SELON LA VARIATION DES COÛTS**  
**ANNÉES PRÉVISIONNELLES 2011 À 2016**

Catégories de consommateurs	Hausse appliquées			Hausse selon la variation des coûts		
	2011	2012	2013	2011	2012	2013
Domestique	-0,4%	-0,5%	2,4%	-1,0%	-1,2%	4,3%
Petite puissance	-0,4%	-0,5%	2,4%	2,4%	-0,8%	1,3%
Moyenne puissance	-0,4%	-0,5%	2,4%	-1,8%	1,3%	-0,2%
Grande puissance	-0,4%	-0,5%	2,4%	0,8%	-0,3%	1,1%

Catégories de consommateurs	Hausse appliquées			Hausse selon la variation des coûts		
	2014	2015	2016*	2014	2015	2016
Domestiques	4,3%	2,9%	1,9%	4,0%	2,0%	0,0%
Général	4,3%	2,9%	1,9%	4,6%	3,0%	2,5%
Tarif G	4,8%	2,9%	1,9%	5,8%	3,6%	-0,4%
Tarif M	3,8%	2,7%	1,9%	4,0%	2,0%	3,7%
Tarif LG	5,3%	3,5%	1,9%	5,0%	6,7%	2,8%
Grands industriels	3,5%	2,5%	1,2%	3,5%	5,3%	6,3%

## II. TARIFICATION APPLICABLE AU NORD DU 53E PARALLELE

### 2.1 DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS AVANCÉS

Premièrement le GRAME note avec satisfaction l'état l'avancement de déploiement des CNG en RA à 40 % d'ici la fin de 2015<sup>20</sup>. Le GRAME note également que le Distributeur prévoit déployer les CNG prioritairement dans certains réseaux autonomes, dont les Iles-de-la-Madeleine<sup>21</sup>, alors que la Régie spécifiait qu'une ébauche de la stratégie d'exploitation des données du projet LAD devait être présentée lors du dossier tarifaire 2015-2016 «*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*»<sup>22</sup>.

À cet égard, le GRAME constate que le Distributeur prévoit procéder à une analyse plus fine de la stratégie de déploiement, afin de tenir compte des particularités de ces régions pour l'installation et la maintenance des équipements de télécommunication.<sup>23</sup> L'état d'avancement dans ces réseaux est donc à l'étape de planification et non de déploiement des CNG. Par ailleurs le Distributeur ne peut produire à ce stade un calendrier de réalisation précis<sup>24</sup>. Il est donc trop tôt pour que la stratégie d'exploitation des données du projet LAD soit mise en place pour aider les organismes gérant les factures de 95 % de la

<sup>20</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 2.1

<sup>21</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 2.1

<sup>22</sup> R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, par. 762

<sup>23</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 2.1

<sup>24</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 2.1



clientèle résidentielle à orienter leurs interventions et, entre autres, à décourager l'usage du chauffage électrique d'appoint<sup>25</sup>, telle que demandée par la Régie.

*« [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, par. 762) (Notre souligné)*

Bien qu'elles ne soient pas encore pleinement déployées, le GRAME comprend que d'autres mesures seront mises en place<sup>26</sup>, mais que le support technique relatif aux CNG n'est pas disponible, pour notamment l'exploitation des données de consommation. Le GRAME rappelle que certaines de ces mesures étaient déjà disponibles (programme Mieux consommer et tarification dissuasive) depuis quelques années dans ces réseaux, mais que peu de résultats ont été constatés puisque le chauffage d'appoint est toujours présent.

Bien que le Distributeur indique à la Régie que *Les données de consommation sont déjà utilisées pour identifier les abonnements présentant une forte consommation en 2<sup>e</sup> tranche*<sup>27</sup>, le GRAME constate que selon les réponses du Distributeur au GRAME, il n'est pas en mesure d'identifier formellement les clients qui utilisent un chauffage d'appoint<sup>28</sup>, ni d'identifier de manière différenciée, pour chaque village du réseau du Nunavik, les demandes de remboursement de 2013 et 2014 relatifs à la compensation mazout.<sup>29</sup> Selon les réponses faites au GRAME, sa connaissance des données relatives à la consommation liée au chauffage semble limitée, bien que nous notons que dans le rapport d'Optimum Inc., des données plus détaillées sur la consommation de la clientèle au Nunavut ont été fournies pour les besoins de l'enquête sur le chauffage d'appoint.<sup>30</sup>

Pour ce qui est de la relation entre le chauffage d'appoint et le remboursement de 30 % du programme commercial, le Distributeur indique qu'il n'est pas en mesure d'identifier les clients qui utilisent un chauffage d'appoint<sup>31</sup>, ni d'établir une relation entre la hauteur du remboursement de 30 % du programme commercial visant l'utilisation efficace de l'énergie.

Bien que l'étude réalisée pour le Distributeur est un pas important en avant pour comprendre les actions et moyens à mettre en œuvre pour réduire le chauffage d'appoint,

---

<sup>25</sup> R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, par. 762

<sup>26</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 2.2

<sup>27</sup> R-3933-2015, B-0075, Réponse à la question 51.1 de la demande de renseignements no 3 de la Régie.

<sup>28</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 2.11

<sup>29</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 2.11.1

<sup>30</sup> R-3933-2015, B-0083, Annexe B, RDDR du RNCREQ, Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik, d'Option impact Inc., R no. 24.1, page 7 : *Hydro-Québec a fourni une banque de données par village, subdivisée par segment d'utilisation d'électricité des ménages et par type d'habitation*

<sup>31</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, no 2.11 et 2.11.1

de l'avis du GRAME il est nécessaire de mettre en place des moyens d'analyses plus précis, via les données qui seront accessibles suite à la mise en place de la technologie des CNG. Suite à l'accès à ces données plus précises sur les variations de consommation de la clientèle, le Distributeur aura à sa disposition des informations pouvant lui permettre de mettre en place des solutions plus ciblées, via une stratégie d'exploitation des données du projet LAD, et cela, *afin 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*,<sup>32</sup> tel que demandé par la Régie.

**Pour terminer, le GRAME rappelle la demande de la Régie au dossier R-3854-2013 Phase 1, à savoir que les réseaux où des 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 pour l'ébauche de la stratégie d'exploitation des données du projet LAD, donc pour le déploiement de ce projet dans ces réseaux et recommande que le Distributeur mette en place des CNG prioritairement dans 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. 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) D-2014-037, par. 762

## **2.2 RAPPORT D'ENQUÊTE SUR LE CHAUFFAGE D'APPOINT**

Le GRAME note que l'étude réalisée pour le Distributeur est un pas en avant pour comprendre les actions et moyens à mettre en œuvre pour réduire le chauffage d'appoint, bien que les résultats de l'étude de l'utilisation du chauffage d'appoint sont basés sur une enquête indiquant que l'échantillon utilisé n'est pas représentatif de la clientèle du Nunavik dans son ensemble ou par village<sup>33</sup>. De plus, il est à noter que la note de bas de page<sup>34</sup> de la preuve du Distributeur concernant cette même étude indique que les résultats sont basés sur un modèles de prévision de la demande des réseaux autonomes utilisant les données de facturation et les données des besoins en énergie.

**Il est important de noter que l'échantillon qui a servi à cette étude ne représente pas la clientèle du Nunavik dans son ensemble ou par village** puisqu'aucune pondération

---

<sup>32</sup> R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, par. 762

<sup>33</sup> R-3933-2015, B-0083, Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik, Rapport final, présenté à la Direction Approvisionnement en électricité Hydro-Québec, par Option impact inc., page 8, daté de mai 2015,

<sup>34</sup> R-3933-2015, B-0051, page 23 : 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.)

permettant d'estimer un portrait total n'a été réalisée. Conséquemment, les données ne doivent **en aucun cas** être extrapolées à l'ensemble de la population et aucune comparaison n'est possible avec d'autres études.

Référence : R-3933-2015, B-0083, Annexe B, RDDR du RNCREQ, Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik, Rapport final, d'Option impact Inc., R no. 24.1, page 8

Le GRAME note que selon le rapport d'Optimum Inc., le tiers des clients (33,5%) au tarif D au Nunavik consomme de l'électricité en deuxième tranche soit occasionnellement ou durant toute l'année, alors que 95% des abonnements sont détenus par des organismes responsables de payer la facture.<sup>35</sup> Le GRAME note que l'étude date de mai 2015, donc que les mesures d'améliorations ne peuvent avoir déjà été mises en place par le Distributeur.

Dans ce rapport, on note un taux de présence des chaufferettes plus important chez la clientèle comportant une consommation en deuxième tranche<sup>36</sup>. Compte tenu du constat par Optimum Inc. de la présente d'infiltration d'air/fuite autour des fenêtres et de la problématique des portes d'entrées qui ferment mal et laissent passer l'air, pour les clientèles qui consomment en deuxième tranche, des mesures ciblées devraient être mises en place pour contrer cette problématique.<sup>37</sup> De plus, le GRAME note également dans ce rapport que la présence de chaufferettes ou plinthes séparés près de la porte d'entrée et dans le portique.<sup>38</sup>

Condition générale des maisons

N = 346	Rouge (n=71) %	Bleu (n=49) %	Vert (n=138) %	Mauve (n=88) %
Infiltrations d'air/fuites autour des fenêtres	42	49	46	35
Fenêtres brisées	18	22	23	15
Portes d'entrée ferment mal/laissent passer l'air	51	59	41	39
Murs froids	28	29	28	31
Planchers froids	65	67	62	60

Source : Q14.2 à 14.6 Est-ce qu'il y a...?

Note : les résultats présentés correspondent à la réponse «oui». Les nsp étant en petits nombres ils ont été considérés comme des «non»

Portes d'entrée qui ferment mal/laissent passer l'air : On remarque une proportion significativement plus élevée dans les maisons du segment Bleu (59%).

<sup>35</sup> R-3933-2015, B-0083, Annexe B, RDDR du RNCREQ, Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik, d'Option impact Inc., R no. 24.1, page 4

<sup>36</sup> R-3933-2015, B-0083, Annexe B, RDDR du RNCREQ, Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik, d'Option impact Inc., R no. 24.1, page 17

<sup>37</sup> R-3933-2015, B-0083, Annexe B, RDDR du RNCREQ, Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik, d'Option impact Inc., R no. 24.1, page 28

<sup>38</sup> R-3933-2015, B-0083, Annexe B, RDDR du RNCREQ, Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik, d'Option impact Inc., R no. 24.1, page 36

À titre informatif, le GRAME note que certaines mesures ont déjà été explorées par le Distributeur et qu'elles pourraient être reprises dans le but ciblé de résoudre les problèmes liés au calfeutrage des fenêtres et des portes pouvant favoriser la réduction de l'utilisation des chaufferettes dans les maisons. Parmi les mesures ayant été déjà envisagées par le Distributeur figure l'ancien programme de visites d'interventions personnalisées en efficacité énergétique (dossier R-3584-2005), qui pourrait être combiné avec le concept de l'Approche régionale et communautaire du Diagnostic – résidentiel (R-3740–2010).

Objectifs de participation

Le nombre de participants estimé pour chacun des territoires est :

**TABLEAU 3.5**  
NOMBRE ANNUEL DE VISITES D'INTERVENTIONS PERSONNALISÉES EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE, SELON LE TERRITOIRE

Territoire	2006	2007	2008	TOTAL	Clients résidentiels
Îles-de-la-Madeleine	1800	1800	1400	5 000	5 984
Anticosti	-	110	-	110	135
La Romaine	-	250	-	250	290
Haute-Mauricie	-	275	275	550	712
Nunavik	-	300	300	600	3 434
<b>TOTAL</b>	<b>1 800</b>	<b>2 735</b>	<b>1 975</b>	<b>6 510</b>	<b>10 555</b>

Référence : Dossier R-3584-2005, HQD-1, document 2, Tableau 3.5, page 18

Par ailleurs, les résultats de l'enquête d'Optimum Inc. démontrent qu'on compte *significativement moins de chaufferettes (2%) chez ceux qui ne consomment jamais en 2<sup>e</sup> tranche (segment Mauve) alors que ce sont les ménages des segments Rouge et Vert qui en ont le plus souvent.*<sup>39</sup> D'où l'importance que l'on doit accorder à la promotion et l'amélioration de la compréhension par cette clientèle des avantages du programme d'avantage économique de 30 % que nous abordons dans la prochaine section.

<sup>39</sup> R-3933-2015, B-0083, Annexe B, RDDR du RNCREQ, Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik, d'Option impact Inc., R no. 24.1, page 35

## 2. REMISES

### Incidence des remises

N = 346	Rouge (n= 71) %	Bleu (n= 49) %	Vert (n= 138) %	Mauve (n= 88) %
Aucune	4	0	1	1
Une	49	69	70	78
Deux	39	25	21	18
Trois	6	6	7	1
Quatre	1	0	1	1
Sous-total 2 ou +	46	31	29	20
Nombre moyen de remises	1,5	1,4	1,4	1,2

Source : Q.13.1 Avez-vous une ou plusieurs remises/cabanons sur votre terrain?

Presque tous les répondants de chacun des segments ont au moins une remise.

Les résidences du segment Rouge se caractérisent par un plus grand nombre de remises : 46% ont deux remises ou plus. On compte significativement moins de ces maisons qui n'ont qu'une seule remise (49%).

À l'opposé, le segment Mauve compte la plus grande proportion de résidents qui possèdent une seule remise (78%). Cette donnée est statistiquement significative.

Référence : R-3933-2015, B-0083, Annexe B, RDDR du RNCREQ, Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik, d'Option impact Inc., R no. 24.1, page 29

L'importance de promouvoir d'autres types de chauffage d'appoint est démontrée par la présence d'activités accrues à la fois dans les remises et de leur incidence accrue<sup>40</sup>, sans compter la présence d'accès au chauffage d'appoint dans les garages<sup>41</sup> chez la clientèle comportant une consommation en deuxième tranche<sup>42</sup>, via des câbles ou des rallonges dans ces remises.<sup>43</sup> Ce constat milite en faveur de mettre en place un programme ciblé permettant d'offrir des solutions de rechange concrètes à la clientèle, donc d'offrir d'autres sources énergétiques de chauffage d'appoint sous forme de programme intégré et accessible, particulièrement dans le contexte où 95% des abonnements sont détenus par des organismes responsables de payer la facture,<sup>44</sup> donc que ces clients ne sont pas conscients du coût occasionné par l'alimentation électrique.

### 2.3 MESURES EN EFFICACITÉ ET EN GESTION DE LA DEMANDE

Le GRAME rappelle que la clientèle au nord du 53° parallèle n'a pas encore accès à des mesures en gestion de la consommation, via les données du projet LAD, pour réduire l'impact de la hausse des tarifs en deuxième tranche, ni à l'exploitation des données du Projet LAD.

<sup>40</sup> R-3933-2015, B-0083, Annexe B, RDDR du RNCREQ, Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik, d'Option impact Inc., R no. 24.1, page 29

<sup>41</sup> R-3933-2015, B-0083, Annexe B, RDDR du RNCREQ, Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik, d'Option impact Inc., R no. 24.1, page 33

<sup>42</sup> R-3933-2015, B-0083, Annexe B, RDDR du RNCREQ, Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik, d'Option impact Inc., R no. 24.1, page 20

<sup>43</sup> R-3933-2015, B-0083, Annexe B, RDDR du RNCREQ, Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik, d'Option impact Inc., R no. 24.1, page 30

<sup>44</sup> R-3933-2015, B-0083, Annexe B, RDDR du RNCREQ, Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik, d'Option impact Inc., R no. 24.1, page 4

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

Bien qu'un plan d'action soit en cours d'élaboration<sup>45</sup>, les mesures prévues ne débiteront leur déploiement qu'à l'automne 2015. La Régie a d'ailleurs exprimé une demande claire visant à développer des outils d'aide à la gestion de la consommation pour les organismes gérant la majorité des factures du marché résidentiel en réseaux autonomes<sup>46</sup>.

«[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 : (...)» ( R-3863-2013, D-2014-101, par. 151 )

Pour ce qui est des mesures déployées, le GRAME note qu'*au marché résidentiel, la conversion de l'éclairage incandescent intérieur pour des ampoules fluocompactes est déjà réalisée et celle de l'éclairage extérieur pour de l'éclairage à DEL est présentement offerte*<sup>47</sup>, mais que seule la promotion de l'utilisation d'une autre source d'énergie que l'électricité pour le chauffage d'appoint est offerte comme piste de solution pour la problématique du chauffage d'appoint à l'électricité, sans être présentement concrètement accessible.<sup>48</sup> Le GRAME est d'avis qu'il faudra réfléchir à offrir le remboursement de 30 % accessible pour le mazout via les programmes commerciaux d'utilisation efface de l'énergie.

À la lecture du rapport d'Optimum Inc., nous constatons une présence plus significative de chauffe-moteurs chez la clientèle comportant une consommation en deuxième tranche.

#### Chauffe-moteur

L'incidence des chauffe-moteur est moins élevée dans le segment Mauve que dans les autres segments. Le nombre moyen de chauffe-moteur chez ceux qui en ont un est similaire d'un segment à l'autre. Dans tous les segments, plus de 90% des répondants n'utilisent pas de minuterie pour contrôler l'utilisation du chauffe-moteur.

Base = 344	Rouge N=71	Bleu N=49	Vert N=137	Mauve N=87
Taux de diffusion des chauffe-moteurs	55%	45%	55%	28%

R-3933-2015, B-0083, Annexe B, RDDR du RNCREQ, Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik, d'Option impact Inc., R no. 24.1, page 19

<sup>45</sup> R-3933-2015, B-0051, page 23

<sup>46</sup> R-3863-2013, D-2014-101, par. 151

<sup>47</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 2.8

<sup>48</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 2.7

## Minuteries pour chauffe-moteur

Dans tous les segments, plus de 90% des répondants n'utilisent pas de minuterie pour contrôler l'utilisation du chauffe-moteur. Selon les interviewers, cet appareil est totalement inconnu de la majorité des répondants auxquels ils ont dû expliquer ce que c'était malgré la présentation d'une photo. (notre souligné)

Référence : R-3933-2015, B-0083, Annexe B, RDDR du RNCREQ, Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik, d'Option impact Inc., R no. 24.1, page 75

Ainsi, bien qu'elle ne soit pas encore déployée, l'approche concernant le déploiement d'un programme de minuteries pour les chauffe-moteurs<sup>49</sup> est importante dans le choix des mesures de court terme entreprises par le Distributeur, notamment parce que plus de 90% des répondants n'utilisent pas de minuterie pour contrôler l'utilisation du chauffe-moteur et que cet appareil semble inconnu des répondants à l'enquête d'Optimum Inc.<sup>50</sup> **On comprend de l'enquête d'Optimum que beaucoup reste à faire en ce domaine, mais que des pistes de solutions peuvent être envisagées.**

## Nouveaux appareils

Pour lancer avec succès un programme de minuterie pour chauffe-moteurs, il faudrait faire la démonstration que le produit est adapté au climat, fiable et peu complexe à utiliser. Un projet-pilote serait sans doute approprié. Quand nous avons décrit la minuterie et sa fonction, la première réaction a été négative, par crainte que cela ne fonctionne pas par grand froid et que les gens arrivent en retard au travail ou à l'école. Plusieurs insistent aussi sur l'importance de ne pas avoir à sortir dehors pour contrôler leur minuterie. (Nos soulignés)

Référence : R-3933-2015, B-0083, Annexe B, RDDR du RNCREQ, Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik, d'Option impact Inc., R no. 24.1, page 86

Pour terminer, les mesures de sensibilisation auraient avantage à être étendues à l'ensemble de la clientèle de ce réseau, puisque *la plupart ne comprennent pas qu'il y a des coûts associés à la production et à la consommation d'électricité ni que la capacité de fourniture est limitée*.<sup>51</sup> Le GRAME note que certaines mesures liées à l'efficacité énergétique ne sont pas connues des participants à l'enquête : *Le dépliant relatif à l'implantation du programme de remplacement des ampoules incandescentes, utilisé par les interviewers pour l'expliquer, n'était pas connu*.<sup>52</sup> Ce qui constitue une grande lacune dans la mise en œuvre du PGEÉ des dernières années. Même le fonctionnement du

---

<sup>49</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 2.7

<sup>50</sup> R-3933-2015, B-0083, Annexe B, RDDR du RNCREQ, Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik, d'Option impact Inc., R no. 24.1, page 75

<sup>51</sup> R-3933-2015, B-0083, Annexe B, RDDR du RNCREQ, Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik, d'Option impact Inc., R no. 24.1, page 84

<sup>52</sup> R-3933-2015, B-0083, Annexe B, RDDR du RNCREQ, Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik, d'Option impact Inc., R no. 24.1, page 84

thermostat semble encore mal compris dans certaines maisons.<sup>53</sup> **Le constat général revient à dire que beaucoup reste à faire en termes de sensibilisation.**

En matière d'utilisation de l'énergie, les connaissances ne semblent pas avoir beaucoup évolué. Comme en 2008, la notion que l'électricité est un produit fabriqué dans la centrale du village, à partir du pétrole, n'est pas comprise. En conséquence, l'idée d'économiser l'électricité ne veut rien dire de concret pour la majorité des gens. Il semble que la plupart ne comprennent pas qu'il y a des coûts associés à la production et à la consommation d'électricité ni que la capacité de fourniture est limitée. Il faudrait donc diffuser cette information de base par différents moyens, pas seulement à l'école.

Référence : R-3933-2015, B-0083, Annexe B, RDDR du RNCREQ, Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik, d'Option impact Inc., R no. 24.1, page 84

**La mise en place de solutions concrètes de chauffage d'appoint par d'autres formes de chauffage devrait être préliminaire à une hausse progressive des tarifs. Une fois disponible, la clientèle pourra se tourner vers une telle solution, ce qui n'est pas le cas présentement. À ce moment, il sera alors nécessaire en parallèle d'augmenter progressivement la hausse des tarifs comme signal de prix.**

#### **2.4 CHAUFFAGE D'APPOINT ET PUEERA 30 %**

Finalement, le GRAME note dans la preuve du Distributeur 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<sup>54</sup>.

À ce propos, le GRAME recherche l'amélioration de l'offre des programmes commerciaux (entretien annuel, réparation et dépannage), afin d'éviter l'usage du chauffage en cas de panne du système de chauffage central, et d'autre part, que le Distributeur s'assure que la clientèle de ces réseaux comprenne bien les avantages de la compensation mazout avec avantage économique de 30 %.

Le GRAME note que le Distributeur n'est pas en mesure d'identifier les raisons pour lesquelles le taux de diffusion des équipements de chauffage électrique d'appoint varie d'un réseau à l'autre,<sup>55</sup> ni d'identifier les clients qui utilisent un chauffage d'appoint. Il n'est pas encore en mesure de procéder à une analyse comparative entre les montants remboursés dans le cadre du programme *Utilisation efficace de l'énergie* (PUEÉ) et les

---

<sup>53</sup> R-3933-2015, B-0083, Annexe B, RDDR du RNCREQ, Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik, d'Option impact Inc., R no. 24.1, page 85

<sup>54</sup> B-0051, page 23

<sup>55</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 2.10



données de chauffage d'appoint<sup>56</sup>, donc d'identifier les réseaux pour lesquels le remboursement de 30 % n'est pas réclamé à la même hauteur que les autres.

À cet égard, une analyse de la relation entre la consommation d'électricité et le remboursement de 30 % pourrait être faite, pour vérifier si certains villages ont des difficultés à se faire rembourser, ou ne connaissent pas bien les avantages de ce programme commercial. D'autres problèmes peuvent exister, comme l'accès à du mazout ou la capacité de payer pour le remplissage d'un réservoir complet de mazout pour le cas de la clientèle qui paie sa facture.

Comme point de départ, le GRAME recommande une analyse par réseaux autonomes, de la relation entre le remboursement de 30 % du programme commercial et la consommation totale d'électricité en prenant en compte le nombre d'habitants et le nombre d'habitations, puisqu'une telle étude n'a pas été réalisée.<sup>57</sup>

Bien que le Distributeur indique qu'un dépliant publicitaire est offert à la clientèle résidentielle pour expliquer les avantages du PUEÉ<sup>58</sup>, nous ne savons pas la fréquence à laquelle cette information est fournie. De plus, le Distributeur indique que lorsqu'il y a une modification dans les modalités du programme telle, par exemple, la bonification de l'aide financière, une campagne publicitaire est alors déployée<sup>59</sup>. À la connaissance du GRAME, aucune modification n'a été réalisée dans les réseaux au nord du 53<sup>ième</sup> parallèle depuis plusieurs années.

**Le GRAME recommande au Distributeur de mener une campagne publicitaire, incluant une conférence de presse pour discuter avec chacun des villages directement et expliquer les avantages économiques de le faire, à la fois pour la clientèle payant sa facture et celle qui ne la paie pas directement.**

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 ?

Réponse : Le Distributeur offre déjà le volet d'entretien, réparation et dépannage. Par conséquent, il ne prévoit pas bonifier son offre actuelle en cas de panne du système de chauffage au mazout. La prévention des pannes des systèmes repose sur l'entretien effectué annuellement par un entrepreneur autorisé par le Distributeur. (Nos soulignés)

Référence : R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 2.13

---

<sup>56</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 2.11

<sup>57</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 2.11.1

<sup>58</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 2.12

<sup>59</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 2.12

Bien que le Distributeur nous indique qu'il offre déjà le volet d'entretien, réparation et dépannage<sup>60</sup>, le GRAME constate que ce n'est pas le cas pour au moins un des réseaux du Nunavik, soit celui de Whapmagoostui (Cri)<sup>61</sup>, alors que selon l'étude réalisée par le Distributeur portant sur la part du chauffage d'appoint par réseau, le village de Kuujjuarapik comporte 14 %<sup>62</sup> de chauffage électrique d'appoint, soit la part la plus significative de chauffage d'appoint électrique de ces réseaux.

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 53e parallèle, notamment celle facturée en 2e tranche aux tarifs domestiques<sup>63</sup>. Les résultats ont démontré que les clients qui consomment davantage en 2e 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.) (Nos soulignés) (R-3933-2015, B-0051, page 23)

Le GRAME note que la prévention des pannes des systèmes repose sur l'entretien effectué annuellement par un entrepreneur autorisé par le Distributeur<sup>64</sup>, mais le Distributeur pourrait autoriser le remboursement de ces frais à cette clientèle.

**Le GRAME recommande que soit envisagé l'ajout (1) du volet d'entretien, réparation et dépannage pour toutes les communautés du Nunavik, (2) de l'aide au remplacement des systèmes de chauffage principal mazout et (3) l'avantage économique de 30 %, et cela, pour l'ensemble du réseau du Nunavik.**

**De telles mesures pourraient favoriser l'amélioration des systèmes de chauffage au mazout, améliorer l'efficacité des appareils et réduire le coût de la compensation pour le mazout. Le GRAME note que cette offre est offerte dans le réseau des IDLM. Compte tenu des pertes significatives dans ces réseaux, le GRAME recommande que soit envisagé l'ajout de ces offres dans les réseaux du Nunavik.**

---

<sup>60</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 2.13

<sup>61</sup> Rapport annuel 2014, HQD-07-02 - Liste des programmes commerciaux, Tableau 1 : Tarification en réseaux autonomes et PUEÉ en vigueur au 31 décembre 2014, page 7

<sup>62</sup> R-3933-2015, B-0051, page 23

<sup>63</sup> Note bas de page no 15 : Voir également la pièce HQD-10, document 1, section 3.4 relative au Nunavik

<sup>64</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 2.13

TABLEAU 1 : TARIFICATION EN RÉSEAUX AUTONOMES ET PUEÉ EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 2014

TERRITOIRE	TARIFICATION	PROGRAMME D'UTILISATION EFFICACE DE L'ÉNERGIE	
IDLDM	TARIF NORMALISÉ Sauf TARIF MA au-delà de 900 kW et 390 MWh par mois	IDLDM	Résidentiel <ul style="list-style-type: none"> <li>• Compensation mazout avec avantage économique de 30 %</li> <li>• Entretien annuel / Réparation / Dépannage</li> <li>• Remplacement des systèmes de chauffage principal mazout</li> <li>• Aide financière à la nouvelle construction, agrandissement et conversion</li> </ul>
			Affaires <ul style="list-style-type: none"> <li>• Compensation mazout avec avantage économique de 10%</li> <li>• Entretien annuel / Réparation / Dépannage</li> <li>• Aide financière pour le remplacement des systèmes de chauffage principal mazout</li> <li>• Aide financière à la nouvelle construction, agrandissement et conversion</li> </ul>
ANTICOSTI	TARIF NORMALISÉ Sauf TARIF MA au-delà de 900 kW et 390 MWh par mois	Anticosti	Résidentiel & affaires <ul style="list-style-type: none"> <li>• Compensation mazout avec avantage économique de 30 %</li> <li>• Entretien annuel / Réparation / Dépannage</li> <li>• Aide financière pour le remplacement des systèmes de chauffage principal mazout</li> <li>• Aide financière à la nouvelle construction, agrandissement et conversion</li> </ul>
BASSE-CÔTE-NORD	TARIF NORMALISÉ Sauf TARIF MA au-delà de 900 kW et 390 MWh par mois	Lac Robertson	Résidentiel & affaires <ul style="list-style-type: none"> <li>• Aucun</li> </ul>
		La Romaine	Résidentiel <ul style="list-style-type: none"> <li>• Compensation mazout avec avantage économique de 30 %</li> <li>• Aide financière à la nouvelle construction, agrandissement et conversion</li> </ul>
HAUTE-AURICIE	TARIF NORMALISÉ Sauf TARIF MA au-delà de 900 kW et 390 MWh par mois	Opitciwan	Résidentiel <ul style="list-style-type: none"> <li>• Compensation mazout avec avantage économique de 30 %</li> <li>• Entretien annuel et ramonage / Réparation / Dépannage</li> <li>• Aide financière à la nouvelle construction</li> </ul>
			Affaires <ul style="list-style-type: none"> <li>• Compensation mazout avec avantage économique de 30 %</li> <li>• Entretien annuel / Réparation / Dépannage</li> </ul>
		Clova	Résidentiel <ul style="list-style-type: none"> <li>• Aide financière à la nouvelle construction, agrandissement et conversion</li> </ul>
			Affaires <ul style="list-style-type: none"> <li>• Aucun</li> </ul>
NUNAVIK	Résidentiel : TARIF DISSUASIF de 33,64 ¢/kWh à partir de 30 kWh/jour Affaires : Intention de chauffer à l'électricité les locaux et l'eau sinon facturation à 74,17 ¢/kWh de toute la consommation TARIF MA au-delà de 900 kW et 390 MWh par mois  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	Makivik	Résidentiel <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>
		Whapmagoostui (Ct)	Résidentiel <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>

Référence : Rapport annuel 2014, HQD-07-02 - Liste des programmes commerciaux, Tableau 1 : Tarification en réseaux autonomes et PUEÉ en vigueur au 31 déc. 2014, p. 7

## 2.5 CONCLUSION

Ainsi, pour les raisons exposées précédemment, le GRAME est peu favorable à la hausse proposée par le Distributeur, puisqu'il est clair à la lecture de l'étude d'Optimum Inc. que la livraison des programmes en efficacité énergétique n'est pas encore satisfaisante dans ces réseaux et que d'autres sources d'énergie que l'électricité pour le chauffage d'appoint ne sont pas encore disponibles, donc que ces clients ont peu de moyens concrets pour réduire le consommation en deuxième tranche.

Ainsi, le GRAME recommande plutôt à la Régie (1) d'attendre le déploiement des compteurs avancés dans ces réseaux avant de lever la suspension de la stratégie de hausse graduelle ayant été autorisée au dossier R-3854-2013, (2) d'attendre que des solutions concrètes soient disponibles pour le chauffage d'appoint et que (3) l'offre commerciale des programmes d'utilisation efficace de l'énergie soit améliorée pour ces réseaux.

Bien qu'une facturation mensuelle réduit l'impact de la réduction de la facture, puisqu'elle évite le chevauchement entre les saisons, l'un des avantages d'une facturation mensuelle pour la clientèle consiste à favoriser un suivi plus régulier de la consommation, particulièrement lors de la saison hivernale, donc de mettre en place des moyens pour réduire leur consommation lors du constat du coût des frais encourus.

À cet égard, le Distributeur indique que pour les fins d'une meilleure gestion budgétaire, une facturation mensuelle pourrait être analysée, conjointement aux autres modifications envisagées à la structure du tarif D, dont la hausse du seuil de la 1<sup>ère</sup> tranche, pour en apprécier les impacts nets sur la clientèle<sup>65</sup>.

**Ainsi, le GRAME recommande dans l'intervalle d'une hausse progressive du prix de la deuxième tranche, que soit instaurée la facturation mensuelle dans les réseaux autonomes.**

---

<sup>65</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 1.10

### III. TARIF DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE

#### 3.1 Impact sur les besoins en puissance et coûts en puissance

Le GRAME note la clarification par le Distributeur de l'impact potentiel des trois demandes d'adhésion qui lui ont été soumises<sup>66</sup>, tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2015-018, par. 1045, qui précisait que le 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.

[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) **D-2015-018, par. 1045**

À cet égard le Distributeur indique de manière préliminaire, que le volume annuel d'énergie associé aux trois demandes soumises serait de l'ordre de 1 TWh à terme<sup>67</sup> et que les besoins en puissance sont de l'ordre de 100 MW<sup>68</sup>, alors que l'impact sur les coûts d'approvisionnement en puissance serait *de l'ordre de 10 M \$ pour un coût évité de 106 \$/kW-an (\$ 2015)*.<sup>69</sup>

Puisque les modalités d'adhésion (article 6.42)<sup>70</sup> 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, il est assuré que le Distributeur dispose de l'information au moment des demandes qui lui sont soumises, par conséquent le GRAME recommande que soit inclus un suivi annuel, sous forme de tableau, représentant le potentiel (demandes soumises) de la demande en énergie et en puissance, accompagné des coûts potentiels en puissance.

#### 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

---

<sup>66</sup> R-3933-2015, B-0051, section 6.3

<sup>67</sup> R-3933-2015, B-0071, Réponse à la question 12.1 de la demande de renseignements no 2 de la Régie

<sup>68</sup> R-3933-2015, B-0071, Réponse à la question 12.2 de la demande de renseignements no 2 de la Régie

<sup>69</sup> R-3933-2015, B-0071, Réponse à la question 12.2 de la demande de renseignements no 2 de la Régie

<sup>70</sup> R-3905-2014, B-0078, page 12

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)

(...)

Référence : R-3905-2014, B-0078, page 12

Dans ce même tableau, considérant la demande de suivi de la Régie (Décision D-2015-018, paragraphes 1044 et 1045.), le GRAME recommande que le potentiel réalisé soit identifié dans le but de couvrir la période prévue de l'application du tarif de développement économique, accompagné des coûts en puissance.

### **3.2 Tarif de développement économique et programmes en gestion de la demande**

Finalement, le GRAME est d'avis qu'en ayant une connaissance de l'impact sur la demande en puissance, il sera possible de cibler ces clients et de les diriger 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.

À cet égard, le Distributeur se déclare ouvert à un accompagnement des clients industriels au tarif TDÉ particulièrement pour les interventions en gestion de la demande en puissance.<sup>71</sup> Le GRAME note que les modalités du tarif TDÉ prévoient l'adhésion de ces clients à l'option d'électricité interruptible.<sup>72</sup>

**Le GRAME recommande qu'une approche intégrée visant les interventions proposées par le Distributeur en efficacité énergétique et en gestion de la demande en puissance soit intégrée au processus administratif visant l'adhésion de clients à ce tarif.**

**Le GRAME recommande que le Distributeur dépose au prochain dossier tarifaire la méthode d'accompagnement qui pourrait être mise en place, de même qu'un sommaire des actions faites à cet égard en 2016.**

---

<sup>71</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 3.4

<sup>72</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 3.4

## IV. COÛTS DE DISTRIBUTION ET SERVICE À LA CLIENTÈLE

### 4.1 L'ÉLECTRIFICATION DES TRANSPORTS

Le Plan d'action québécois 2011-2020 sur les véhicules électriques démontre la volonté du Québec de prendre un virage pour l'électrification des transports. Les résultats préliminaires qui y sont inscrits démontrent que le réseau de distribution pourrait répondre à la demande de recharge d'au moins un million de véhicules électriques.<sup>73</sup> De plus, ce plan d'action vise à ce que 95% des déplacements en transport collectif recourent à l'électricité d'ici 2030.<sup>74</sup>

Par ailleurs, rappelons que dans le cadre de ce plan d'action, le plan stratégique 2009-2013 d'Hydro-Québec comportait 4 grands axes<sup>75</sup> :

- un soutien financier au développement d'infrastructures électriques pour les transports collectifs;
- le développement et la commercialisation de technologie de pointe;
- des essais de véhicules électriques et rechargeables sur route et en interface avec le réseau électrique;
- la planification de l'infrastructure de soutien pour la recharge de véhicules composée de systèmes résidentiels et de bornes de recharges.

Depuis, les projets qui ont été amorcés reflètent encore aujourd'hui ces orientations. Ainsi, la liste des projets entamés depuis 2015 et qui se poursuivront en 2016, pour lesquels le Distributeur demande un budget de 0,8 M\$, sont les suivants :

Le Distributeur participe actuellement au projet Cité Mobilité de la Société de transport de Montréal, visant à tester des autobus électriques à recharge rapide, et à un projet visant l'électrification de taxis. En 2016, le Distributeur entend poursuivre ses activités dans le cadre du projet Cité Mobilité. Il réalisera de plus un projet pilote de taxis électriques à Montréal avec plusieurs types de véhicules électriques.

Référence : R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignement no 1 du GRAME, RDR no 4.1

De plus, les communiqués récemment annoncés conjointement par Hydro-Québec, la Ville de Montréal et le gouvernement provincial en octobre font état d'un ambitieux projet de déploiement de bornes pour la recharge de véhicules à Montréal. Ainsi, le

---

<sup>73</sup> Plan d'action québécois 2011-2020 sur les véhicules électriques, Québec roule à la puissance verte! p.5

<sup>74</sup> Plan d'action québécois 2011-2020 sur les véhicules électriques, Québec roule à la puissance verte! p.26

<sup>75</sup> Plan d'action québécois 2011-2020 sur les véhicules électriques, Québec roule à la puissance verte! p.12

nombre de bornes à Montréal qui est présentement inférieur à 50, passerait à 100 cet automne, puis à 1000 d'ici 2020.<sup>76</sup>

Le tableau suivant présente la croissance annuelle des investissements du Distributeur pour les projets d'électrification du transport collectif :

**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
<b>Total - Éléments spécifiques</b>	<b>18,0</b>	<b>46,0</b>	<b>50,3</b>	<b>53,0</b>	<b>7,0</b>

Référence : R3933-2015, B-0026, HQD—8, doc.1, p.20

Concernant l'utilisation des compteurs avancés dans l'électrification des transports, le GRAME rappelle que leur utilisation était initialement prévue pour la gestion de la recharge des véhicules électriques pour 2015-2017 :

---

<sup>76</sup> Annexe 5. Francis Halin, Le Devoir, *Montréal fait un pas vers un réseau de recharge*, 26 octobre 2015 <http://www.ledevoir.com/societe/actualites-en-societe/453553/vehicules-electriques-montreal-fait-un-pas-vers-un-reseau-de-recharge>



TABLEAU 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
	Efficiencé 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	

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

Cependant, en réponse aux demandes de renseignements du GRAME, le Distributeur souligne qu'il ne sera finalement pas possible de mettre en place cette fonctionnalité :

Réponse : Au moment du dépôt de la demande d'autorisation de la phase 1 du projet LAD (dossier R-3770-2011), l'industrie prévoyait utiliser la carte de communication ZIGBEE et le protocole SEP (*Smart Energy Profile*) 2.0 afin de contrôler diverses applications résidentielles telles que les bornes de recharge.

Bien que des essais aient été faits en projet pilote par diverses compagnies électriques et EPRI, cette technologie ne s'est pas avérée optimale pour des raisons de distance entre le compteur et la borne, d'enjeux de conformité entre les diverses composantes (le protocole SEP 2.0 n'a jamais été ratifié) et finalement de sécurité.

Le marché ayant migré vers d'autres solutions de contrôle, le Distributeur considère que l'utilisation du compteur pour cette application ne sera pas possible.

Référence : R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 4.3

## Conclusion

**Dans un contexte de grande disponibilité d'hydroélectricité et de surplus énergétique, le GRAME recommande d'approuver le budget demandé par le Distributeur pour l'électrification des transports. Cependant, le GRAME s'interroge si ces investissements seront suffisants pour poursuivre l'émergence exponentielle de cette filière.**

## 4.2 COÛTS RELATIFS AUX DÉVERSEMENTS EN RÉSEAUX AUTONOMES

Coûts relatifs aux déversements en réseaux autonomes Le GRAME poursuit sa vigie qu'il a réalisée en 2014 sur le cas des déversements en réseaux autonomes et note que plusieurs déversements d'envergure se sont produits en 2015, militant en la recherche d'autres solutions d'approvisionnement énergétique en réseaux autonomes.

À titre informatif, le GRAME a noté un déversement à Ivujivik<sup>77</sup> de 10,000 litres de diesel en tout début du mois d'août 2015, de même qu'un déversement à Inukjuak<sup>78</sup>, de l'ordre de 13 500 litres de diesel au début septembre 2015, quoi que restreint aux installations de production électrique, et un autre déversement en date du 7 octobre 2015, cette fois d'environ 3000 litres de pétrole dans le fjord de Salluit<sup>79</sup> lors du transbordement d'un bateau de carburant en prévision de la saison hivernale, bien que pour ce dernier cas, la responsabilité n'incomberait vraisemblablement pas au Distributeur.

Le GRAME note que pour deux de ces déversements des coûts ont été encourus par le Distributeur, soit pour un total de 4,3 M\$.

11.4 Veuillez indiquer quelles sont les estimations des coûts associés aux deux derniers déversements survenus dans les réseaux autonomes.

Réponse :

Jusqu'à présent, les coûts associés au déversement accidentel à Ivujivik sont évalués à 3,5 M\$ et ceux du déversement à Inukjuak sont évalués à 0,8 M\$ alors que des travaux d'expertise sont encore en cours sur le site.

Référence : R-39233-2015, B-0085, réponse à la question no 11.4

**La question se pose encore, à savoir comment le Distributeur entend récupérer ces coûts dans ses revenus requis. Le GRAME demande à la Régie de s'assurer que ces coûts figurent séparément lors d'une demande éventuelle d'inclusion dans les coûts de distribution ou de services à la clientèle.**

---

<sup>77</sup> Annexe 3 Agence QMI, Ivukivik / Une fuite de plus de 10 000 litres de diesel est survenue dimanche sur le site de la centrale d'Hydro-Québec d'Ivujivik, au Nunavik, dans le Nord du Québec, et une quantité importante pourrait avoir coulé dans un ruisseau, août 2015

<sup>78</sup> Annexe 4 : Hydro-Québec - Deuxième déversement de diesel dans une centrale du grand nord, la presse, édition du 18 septembre 2015, section actualités : site web [http://plus.lapresse.ca/screens/44080a83-6bfa-4d23-95b5-3cc46c4728a7%7c\\_0.html](http://plus.lapresse.ca/screens/44080a83-6bfa-4d23-95b5-3cc46c4728a7%7c_0.html)

<sup>79</sup> Annexe 2 : Le Devoir, libre penser, Déversement de 3000 litres de pétroles à Salluit, 10 octobre 2015

## V. INDICATEURS DE PERFORMANCE

### 5.1. L'INDICE DE SATISFACTION DE LA CLIENTÈLE ET L'INDICE DE CONTINUITÉ :

Le GRAME note que la proposition du Distributeur sur l'amélioration de la méthodologie d'établissement des indices de satisfaction de la clientèle évalue quatre dimensions, dont la continuité du service et la gestion de la consommation. À cet égard, le GRAME note avec satisfaction que l'ajout de la *Mesure en continu de la satisfaction* complète l'indicateur portant sur la fiabilité du service, soit l'indice de continuité pour la distribution et que le volet *Gestion de la consommation* permettra de mesurer la satisfaction des clients à l'égard de l'efficacité énergétique, ainsi qu'à l'égard du projet LAD, tel que demandé par la Régie dans la décision D-2015-018 (par. 137).

#### **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)

Le GRAME note que les résultats de l'indice de satisfaction de la clientèle, pour les réseaux autonomes, se retrouve dilué dans ceux du réseau intégré, ne représentant que 0,26%<sup>80</sup>, donc que ces clients ne sont représentés qu'au prorata de leur présence dans la clientèle résidentielle.<sup>81</sup>

Les clients de l'ensemble des réseaux autonomes sont représentés dans l'échantillon au prorata de leur poids dans la clientèle d'Hydro-Québec, soit 0,26 %. Leur présence en tant que répondants du sondage dépend toutefois de la présence de leurs coordonnées dans les dossiers du Distributeur et de leurs habitudes en matière de réponse à des sondages téléphoniques.

Référence : R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 5.1

Puisque, comme l'indique le Distributeur, la clientèle provenant des réseaux autonomes est en nombre insuffisant dans l'échantillon pour qu'il soit possible de produire des

<sup>80</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 5.1

<sup>81</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 5.5

résultats représentatifs permettant de comparer leur satisfaction à celle des clients du réseau intégré,<sup>82</sup> le GRAME est d'avis qu'il faudrait se tourner vers l'indice de continuité de service, plus simple à déterminer que l'indice de satisfaction de la clientèle.

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 ?

Les clients provenant des réseaux autonomes ne sont pas en nombre suffisant dans l'échantillon pour que le Distributeur produise des résultats représentatifs permettant de comparer leur satisfaction à celle des clients en réseau intégré.

Référence : R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 5.5.2

Bien que le GRAME soit favorable aux nouvelles mesures de l'indice de satisfaction de la clientèle, telles que décrite par le Distributeur en réponse à une demande du GRAME, qui permettront d'obtenir de l'information plus spécifique sur certains volets relatifs à l'efficacité énergétique et à la gestion de la demande, il déplore que ces indicateurs ne puissent mesurer séparément la qualité du service à la clientèle en réseaux autonomes.

Finalement, le GRAME note à sa satisfaction, qu'en ce qui concerne le projet LAD, la satisfaction à l'égard de l'installation des nouveaux compteurs est mesurée par un sondage spécifique.<sup>83</sup>

Le questionnaire comporte une question générale qui mesure la satisfaction à l'égard des services offerts pour aider les clients à mieux gérer la consommation et les coûts. Selon les clientèles, une série de questions approfondissent la connaissance et l'utilisation des programmes et des services.

Pour les clientèles résidentielle et commerciale, les questions posées dans le thème efficacité énergétique et gestion de la consommation portent sur :

- l'importance d'économiser l'énergie ;
- la quantité d'information disponible sur la façon d'économiser l'énergie ;
- la satisfaction à l'égard de l'aide fournie par Hydro-Québec pour comprendre la consommation d'électricité ;
- les efforts du client pour économiser l'énergie ;
- la perception que les efforts du client peuvent permettre de faire une différence visible sur la facture d'électricité.

En ce qui concerne le projet LAD, la satisfaction à l'égard de l'installation des nouveaux compteurs est mesurée par un sondage spécifique. Dans le cadre de ce sondage, les clients sont appelés peu après l'installation d'un nouveau compteur chez eux afin d'évaluer l'ensemble du processus d'installation.

---

<sup>82</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 5.5.2

<sup>83</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 5.3

Avec la nouvelle méthodologie, la satisfaction à l'égard du projet LAD n'est pas non plus mesurée directement. À quelques endroits dans le questionnaire, les clients ont l'occasion de donner leurs motifs d'insatisfaction soit sur le plan de la satisfaction globale à l'égard d'Hydro-Québec ou à l'égard de chaque dimension du service. Ces motifs d'insatisfaction sont analysés et, si les compteurs y apparaissent en nombre important, les résultats seraient analysés en profondeur.

(..)

Référence : R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 5.3

Le GRAME appuie la démarche en cours du Distributeur avec l'UPA de présenter un Indice de continuité (IC) segmenté par zones géographiques et par type de clients. Le GRAME est d'avis qu'il pourrait être complété éventuellement à même l'indice de satisfaction de la clientèle, si nécessaire. **Mais que l'instauration d'un IC pour le cas des réseaux autonomes serait un grand pas en avant.**

[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. **Décision D-2015-018, paragraphe 173.**

Bien que le Distributeur soit d'avis que concernant la possibilité de présenter un Indice de continuité (IC) segmenté par zones géographiques de manière séparée pour le cas des réseaux autonomes, selon qu'ils sont situés au nord ou au sud du 53e parallèle, l'échantillon soit insuffisant pour produire des résultats significatifs,<sup>84</sup> cela soulève la problématique qu'il est impossible actuellement de vérifier l'indice de continuité de service de ces réseaux, ni l'indice de satisfaction de la clientèle, alors que ces réseaux ont **des modes d'alimentation énergétique différents** de celui du réseau intégré.

À l'égard du mode d'alimentation énergétique, un débat entoure la question de la fiabilité des modes alternatifs d'alimentation, à l'effet qu'un des motifs du choix d'une alimentation électrique alimentée par des centrales thermiques veut qu'elle soit plus fiable, comparativement aux autres ressources énergétiques renouvelables. Pour cet aspect de l'équation, le GRAME est d'avis qu'il est important de pouvoir mesurer cette fiabilité d'alimentation et d'y attacher un indice plus précis.

Il faudrait réfléchir à l'introduction d'un indice permettant de mesurer la performance du Distributeur pour notamment la continuité du service, pour la fiabilité d'alimentation destinée à cette clientèle.

Puisque les discussions relatives à la demande de l'UPA concernant la possibilité de présenter un Indice de continuité (IC) segmenté par zones géographiques et par types de clients se poursuivent présentement,<sup>85</sup> le GRAME souhaiterait pouvoir faire des

---

<sup>84</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 5.7

<sup>85</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 5.6

représentations pour le cas des réseaux autonomes afin que ceux-ci soient considérés de manière segmentée par grande zone géographique. À l'appui de cette demande, le GRAME pourra, au besoin, faire référence aux résultats d'une étude de la qualité du service électrique en réseau autonome afin de démontrer l'importance de suivre séparément l'indice de continuité dans ces réseaux.

Le GRAME souhaite s'assurer que les réseaux autonomes soient considérés séparément du réseau intégré pour l'indice de continuité puisque pour ces derniers le Distributeur est responsable à la fois de la distribution et de la production.

## **VI. AUTRES ENJEUX**

### **6.1. L'ÉNERGIE ÉOLIENNE ET LA MISE EN VALEUR DES ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX**

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, le GRAME souhaite s'assurer que le Distributeur poursuive ses démarches de certification de ses parcs éoliens afin de mettre en valeur les attributs environnementaux dont il a la propriété.

#### **Décret 579-2015 (article 3) - Extrait**

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;

---

Le Distributeur indique en réponse au GRAME qu'il a débuté ses démarches de certification de deux petites centrales hydroélectriques et d'un parc éolien, dans le but de la valorisation de leurs attributs environnementaux, et cela, dans le cadre du programme Écologo.

À ce jour, le Distributeur a signé trois ententes visant la valorisation des attributs environnementaux dans le cadre du programme Écologo pour deux petites centrales hydroélectriques et un parc éolien. Les démarches de certification sont en cours.

Référence : R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 6.1

Le Distributeur nous indique que les coûts pour ses démarches d'obtention et de maintien de la certification Écologo sont partagés avec le promoteur par un mécanisme de partage des revenus nets tirés de la vente des certificats d'énergie renouvelable.

Les coûts associés à l'obtention et au maintien de la certification Écologo sont partagés entre le promoteur et le Distributeur par un mécanisme de partage des revenus nets tirés de la vente des certificats d'énergie renouvelable. Ainsi, dans la mesure où les revenus de la commercialisation sont inférieurs aux frais de certification, le Distributeur n'assume aucun coût. Les coûts de commercialisation sont à la charge du promoteur.

Référence : R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 6.3

Le GRAME soumet que de nouveaux développements sont intervenus favorisant la flexibilité des échanges entre les marchés, comme c'est le cas de l'intérêt manifesté par l'IESO (réseau ontarien) pour les transactions intra-horaires.

Le Transporteur note également que de la programmation aux 15 minutes est réalisée entre le NYISO et PJM et que des transactions similaires seront mises en place entre le NYISO et l'ISO-NE. L'opérateur du réseau ontarien (IESO) a indiqué son intérêt pour des transactions intra-horaires avec le NYISO.

Pour sa part, le Transporteur a amorcé des discussions avec le NYISO sur la possibilité de mettre en place une programmation aux cinq minutes au point d'interconnexion MASS mais un projet en ce sens n'a pas encore été arrêté. Aussi, le Transporteur poursuit ses discussions avec les réseaux du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Angleterre pour mettre en place une programmation intrahoraire aux points d'interconnexion NB et NE.

Référence : R-3934-2015, B-027, page 5

Le GRAME fait référence ici à la programmation intrahoraire améliorant la flexibilité des échanges, permettant notamment d'envisager l'utilisation de l'énergie éolienne lors de ces échanges, dont la fiabilité dépend du caprice des vents. Il serait donc possible d'envisager la revente d'énergie éolienne sur le réseau de l'Ontario, sur le réseau du Nouveau-Brunswick, via l'interconnexion NB et sur le réseau de la Nouvelle-Angleterre, via l'interconnexion NE. Cependant, il faut comprendre que, bien que le Transporteur collabore avec les représentants des réseaux voisins, son rôle n'est pas de négocier des programmes d'échanges ou de revente d'énergie, ce rôle incomberait au Distributeur pour le cas de ses approvisionnements éoliens.

**4.1.** (Réf. i.) À la page 5 de la pièce B-0027, il est fait mention de discussions sur la programmation intra-horaire entre différents ISO dont celui du Transporteur. Est-ce la responsabilité du Transporteur de négocier de programmes d'échanges aux 5 ou 15 minutes ou celle d'une autre unité d'Hydro-Québec ?

**R4.1 : Le Transporteur ne négocie pas de programmes d'échanges.** En collaboration avec ses homologues d'un réseau voisin, le Transporteur peut mettre en place les modalités nécessaires aux programmes d'échanges, lorsque l'intérêt est manifesté dans les deux réseaux.

Référence : R-3934-2015, B-0051, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR 4.1

Au dossier R-3864-2013, dans sa décision D-2015-13, par. 103, la Régie indiquait comprendre que les contraintes de transport ou de congestion puissent limiter la quantité d'énergie pouvant être revendue sur les marchés avoisinants, dont celui de la Nouvelle-Angleterre.

[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.** (R-3864-2013, D-2015-13, par. 103)

**Compte tenu des nouveaux développements en cours, de la présence de surplus et de la possibilité de revente, notamment d'énergie éolienne, le GRAME recommande que le Distributeur s'assure de participer aux discussions avec ses homologues des réseaux voisins dans le but d'avoir accès à ces réseaux lorsque la programmation intra-horaire sera mise en place.**



## CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

### Orientation sur la stratégie relative aux tarifs domestiques

Consulter la section 1.1.6 Conclusions et recommandations

#### **Hausse tarifaire uniforme des composantes des tarifs domestiques pour 2016**

Bien que le GRAME soit concerné par le juste prix de l'énergie, il se positionne en faveur de la demande de hausse tarifaire uniforme des composantes des tarifs domestiques pour l'année 2016, considérant que depuis 2005 la stratégie tarifaire du Distributeur a consisté à améliorer le signal de prix pour la consommation de la deuxième tranche.

Le GRAME est favorable à la position du Distributeur, soit son intention<sup>86</sup> de suspendre la stratégie des dernières années dans le but d'évaluer les impacts cumulés et de déterminer, si nécessaire, les modifications à y apporter.

Considérant la possibilité que le passage aux GAAPs soit reporté, résultant en une hausse des tarifs de l'ordre de 5,4 % si le référentiel comptable demeure les IFRS, sans compter l'impact d'une l'application de la hausse en fonction de la répartition des coûts, puisqu'elle affecte de manière plus prononcée les fonctions Transport et Distribution, impliquant une attribution de 65 % de ces coûts à la catégorie Domestique<sup>87</sup>, le GRAME maintient que pour 2016 la stratégie du Distributeur est appropriée.

#### **Hausse tarifaire uniforme et étude des coûts par catégories tarifaires**

De l'avis du GRAME, le choix d'une répartition de la hausse des coûts doit être considéré avec prudence considérant la possibilité que le passage aux GAAPs soit reporté et puisqu'il s'agit d'une modification de méthode appliquée pour une année spécifiquement. De l'avis du GRAME, il est nécessaire de considérer l'ensemble de l'évolution de ces coûts pour prendre une telle décision, de même que considérer les coûts qui seront retenus selon le référentiel GAAP ou IFRS.

### TARIFICATION APPLICABLE AU NORD DU 53E PARALLELE

#### *Déploiement des compteurs avancés*

Le GRAME rappelle la demande de la Régie au dossier R-3854-2013 Phase 1, à savoir que les réseaux où des 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 pour l'ébauche de la stratégie d'exploitation des données du projet LAD, donc pour le déploiement de ce projet dans ces réseaux et recommande que le Distributeur mette en place des CNG prioritairement dans ces réseaux.

---

<sup>86</sup> R-3905-2014, B-0071, Réponse à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 4.2

<sup>87</sup> R-3905-2014, B-0076, Réponse à la demande de renseignements no 4 du GRAME, RDDR no 1.2

## **Hausse progressive du tarif de 2<sup>ième</sup> tranche**

Le GRAME est peu favorable à la hausse proposée par le Distributeur, puisqu'il est clair à la lecture de l'étude d'Optimum Inc. que la livraison des programmes en efficacité énergétique n'est pas encore satisfaisante dans ces réseaux et que d'autres sources d'énergie que l'électricité pour le chauffage d'appoint ne sont pas encore disponibles, donc que ces clients ont peu de moyens concrets pour réduire le consommation en deuxième tranche.

Ainsi, le GRAME recommande plutôt à la Régie (1) d'attendre le déploiement des compteurs avancés dans ces réseaux avant de lever la suspension de la stratégie de hausse graduelle ayant été autorisée au dossier R-3854-2013, (2) d'attendre que des solutions concrètes soient disponibles pour le chauffage d'appoint et que (3) l'offre commerciale des programmes d'utilisation efficace de l'énergie soit améliorée pour ces réseaux.

Le GRAME recommande que soit instaurée la facturation mensuelle dans les réseaux autonomes afin d'éviter le chevauchement entre les saisons et de favoriser un suivi plus régulier par la clientèle de la consommation.

## **TARIF DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE**

### ***Impact sur les besoins en puissance et coûts en puissance***

Le GRAME recommande que soit inclus un suivi annuel, sous forme de tableau, représentant le potentiel (demandes soumises) de la demande en énergie et en puissance, accompagné des coûts potentiels en puissance.

Dans ce même tableau, considérant la demande de suivi de la Régie (Décision D-2015-018, paragraphes 1044 et 1045.), le GRAME recommande que le potentiel réalisé soit identifié dans le but de couvrir la période prévue de l'application du tarif de développement économique, accompagné des coûts en puissance.

### **Tarif de développement économique et programmes en gestion de la demande**

Le GRAME est d'avis qu'en ayant une connaissance de l'impact sur la demande en puissance, il sera possible de cibler ces clients et de les diriger 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.

Le GRAME recommande qu'une approche intégrée visant les interventions en efficacité énergétique et en gestion de la demande en puissance soit intégrée au processus administratif visant l'adhésion de clients à ce tarif.

Le GRAME recommande que le Distributeur dépose au prochain dossier tarifaire la méthode d'accompagnement qui pourrait être mise en place, de même qu'un sommaire des actions faites à cet égard en 2016.

## **COÛTS DE DISTRIBUTION ET SERVICE À LA CLIENTÈLE**

### **L'électrification des transports**

Dans un contexte de grande disponibilité d'hydroélectricité et de surplus énergétique, le GRAME recommande d'approuver le budget demandé par le Distributeur pour l'électrification des transports. Cependant, le GRAME s'interroge si ces investissements seront suffisants pour poursuivre l'émergence exponentielle de cette filière.

### **Coûts relatifs aux déversements en réseaux autonomes**

Plusieurs déversements d'envergure se sont produits en 2015, occasionnant des coûts additionnels liés à l'approvisionnement énergétique de ces réseaux.

La question qui se pose, est à savoir comment le Distributeur entend récupérer ces coûts dans ses revenus requis. Le GRAME demande à la Régie de s'assurer que ces coûts figurent séparément lors d'une demande éventuelle d'inclusion dans les coûts de distribution ou de services à la clientèle.

## **INDICATEURS DE PERFORMANCE**

### **L'Indice de satisfaction de la clientèle et l'Indice de continuité :**

Le GRAME est favorable aux nouvelles mesures de l'indice de satisfaction de la clientèle, qui permettront d'obtenir de l'information plus spécifique sur certains volets relatifs à l'efficacité énergétique et à la gestion de la demande, mais il déplore que ces indicateurs ne puissent mesurer séparément la qualité du service à la clientèle en réseaux autonomes.

Le GRAME note à sa satisfaction, qu'en ce qui concerne le projet LAD, la satisfaction à l'égard de l'installation des nouveaux compteurs est mesurée par un sondage spécifique.<sup>88</sup>

De l'avis du GRAME, il faudrait réfléchir à l'introduction d'un indice permettant de mesurer la performance du Distributeur pour notamment la continuité du service, pour la fiabilité d'alimentation destinée à cette clientèle.

Puisque les discussions relatives à la demande de l'UPA concernant la possibilité de présenter un Indice de continuité (IC) segmenté par zones géographiques et par types de clients se poursuivent présentement,<sup>89</sup> le GRAME souhaiterait être autorisé à faire des représentations pour le cas des réseaux autonomes afin que ceux-ci soient considérés de manière segmentée par grande zone géographique.

---

<sup>88</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 5.3

<sup>89</sup> R-3933-2015, B-0080, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR no 5.6

## **L'ÉNERGIE ÉOLIENNE ET LA MISE EN VALEUR DES ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX**

Le GRAME soumet que de nouveaux développements sont intervenus favorisant la flexibilité des échanges entre les marchés, comme c'est le cas de l'intérêt manifesté par l'IESO (réseau ontarien) pour les transactions intra-horaires.

Compte tenu de ces nouveaux développements, de la présence de surplus et de la possibilité de revente, notamment d'énergie éolienne, le GRAME recommande que le Distributeur s'assure de participer aux discussions avec ses homologues des réseaux voisins dans le but d'avoir accès à ces réseaux lorsque la programmation intra-horaire sera mise en place.

**Annexe 1 : La Presse des affaires, 26 octobre 2015, Coût de chauffage, L'électricité plus chère que le mazout, par Hélène Baril**

COÛTS DE CHAUFFAGE

# L'électricité plus chère que le mazout

HÉLÈNE BARIL

La part du mazout dans le marché de la chauffe continue à se réduire, mais les ménages fidèles à cette source d'énergie peuvent espérer encore cette année une baisse de leur facture.

Alors que la saison de chauffage s'amorce, le mazout se vend en moyenne 77,5 cents le litre au Québec. À pareille date l'an dernier, le litre de mazout valait autour de 95 cents. Pour toute la saison de chauffage, soit de novembre à mars, le mazout a coûté 93,3 cents le litre l'an dernier, un prix moyen qui devrait être inférieur cette année parce que le prix du pétrole brut a baissé.

La part des logements chauffés au mazout n'a cessé de diminuer au cours des dernières années et elle est tombée sous les 10 %.

**Le gaz naturel en abondance**

Les maisons chauffées au gaz naturel restent encore cette année celles qui coûtent le moins cher à chauffer. L'abondance de gaz naturel en Amérique du Nord maintient le prix de la ressource encore très bas.

Cette année, les clients de Gaz Métro paient moins cher pour le gaz naturel, et leur facture sera inférieure à celle de l'an dernier parce que Gaz Métro a demandé à la Régie de l'énergie une réduction de 2,5 % de ses tarifs de distribution.

Quelque 10 % des foyers québécois utilisent le gaz naturel pour la chauffe.

Les deux derniers hivers ont été durs pour les clients



Le litre de mazout se vend en moyenne 77,5 cents au Québec comparativement à environ 95 cents à pareille date l'an dernier. Le gaz naturel coûtera également moins cher, mais le prix de l'électricité poursuit sa hausse.

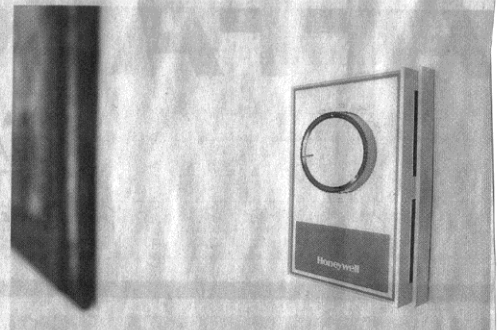


PHOTO ARCHIVES REUTERS ET LA PRESSE

d'Hydro-Québec, qui ont dû encaisser deux hausses de tarifs et deux saisons de froid intense. Les factures qui en ont résulté ont fait mal au budget des familles.

La facture d'électricité pour une maison unifamiliale de 160 mètres carrés est passée de 1397 \$ en 2013 à 1535 \$ en 2015, une augmentation de près de 10 % en deux ans, selon les chiffres compilés par Hydro-Québec.

Cet hiver, l'électricité coûte 2,9 % plus cher que l'hiver dernier, mais à moins que la température descende encore plus bas que lors des deux dernières années, la facture de chauffage advenant un hiver moins rigoureux risque d'être moins douloureuse pour les Québécois, dont près de 75 % utilisent l'électricité pour chauffer leur logement.

Il s'agit d'une anomalie dans le nord-est du continent,

où seulement 7 % des foyers se chauffent à l'électricité.

Parmi les trois principales sources d'énergie utilisées par les Québécois pour se chauffer, l'électricité est devenue la plus coûteuse (voir tableau).

Selon Hydro-Québec, il faut aussi tenir compte des coûts d'acquisition et d'entretien des systèmes de chauffage au gaz naturel et

au mazout, qui font grimper la facture totale.

« Par exemple, une fournaise au gaz naturel peut coûter autour de 10 000 \$ et les frais d'entretien pour un système au gaz, de l'ordre de 215 \$ annuellement, combient essentiellement la différence entre le gaz et l'électricité », fait valoir Marc-Antoine Pouliot, porte-parole de la société d'État.

**VARIATIONS DE TARIF D'HYDRO-QUÉBEC ACCORDÉES PAR LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE**  
(en vigueur au 1<sup>er</sup> avril)

2005	1,2%
2006	5,3%
2007	1,9%
2008	2,9%
2009	1,20%
2010	0,40%
2011	-0,40%
2012	-0,45%
2013	2,4%
2014	4,3%
2015	2,9%

Source : Régie de l'énergie

**COMPARAISON DES COÛTS DES SOURCES D'ÉNERGIE**

(maison unifamiliale de 160 mètres carrés)

Année	gaz naturel	mazout	électricité
2013	1154 \$	1602 \$	1397 \$
2014	1246 \$	1710 \$	1477 \$
2015	1249 \$	1350 \$	1534 \$
2016*	768 \$	1334 \$	N.D.

\*estimation à température normale

Sources : Gaz Métro, Hydro-Québec, Régie de l'énergie

**Annexe 2 : Le Devoir, libre penser, Déversement de 3000 litres de pétroles à Salluit,**  
**10 octobre 2015**

# LE DEVOIR

LIBRE DE PENSER

NORD-DU-QUÉBEC

## Déversement de 3000 litres de pétrole à Salluit

10 octobre 2015 | La Presse canadienne | Actualités sur l'environnement



Photo: Ian Schofield / CC  
Salluit compte environ 1500 habitants.

Salluit — Un déversement d'environ 3000 litres de pétrole s'est produit mercredi à Salluit, dans le Nord-du-Québec, lors d'une livraison de carburant en prévision de la saison hivernale.

Des membres du personnel d'Environnement Canada sont arrivés sur les lieux afin d'évaluer les dommages pour la santé humaine et pour la faune du secteur.

Selon la Garde côtière canadienne, le tuyau reliant le navire de livraison de pétrole au bassin s'est rompu lorsqu'il a été frappé par une hélice du bateau. La livraison venait d'être interrompue en raison des forts vents qui soufflaient et de la neige qui tombait à Salluit.

Les premières observations d'Environnement Canada font croire que les risques d'importants dégâts sont faibles. Néanmoins, les autorités de Salluit, un village du Nunavik, ont décrété une interdiction de pêche aux palourdes et aux moules jusqu'à nouvel ordre. Pour sa part, la Garde côtière s'attend à ce que le pétrole répandu se dissipe assez rapidement.

**Annexe 3 : Agence QMI, Ivukivik / Une fuite de plus de 10 000 litres de diesel est survenue dimanche sur le site de la centrale d'Hydro-Québec d'Ivujivik, au Nunavik, dans le Nord du Québec, et une quantité importante pourrait avoir coulé dans un ruisseau, août 2015**

# Importante fuite de diesel sur un site d'Hydro-Québec au Nunavik

**MARIE-CLAUDE SIMARD/AGENCE QMI**

Lundi, 3 août 2015 15:15  
MISE à JOUR Lundi, 3 août 2015 15:18

**IVUJIVIK | Une fuite de plus de 10 000 litres de diesel est survenue dimanche sur le site de la centrale d'Hydro-Québec d'Ivujivik, au Nunavik, dans le Nord-du-Québec, et une quantité importante pourrait avoir coulé dans un ruisseau.**

La quantité maximum qui pourrait s'être déversée dans l'environnement est de 16 000 litres, selon le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la lutte contre les changements climatiques.

«Pour le moment, nous ne connaissons ni la cause, ni la quantité exacte de diesel qui s'est déversé à l'extérieur de la centrale», a indiqué la porte-parole du ministère, Stéphanie Lemieux, lundi.

Hydro-Québec a pris connaissance de la fuite à 2 h pendant la nuit de samedi à dimanche et a immédiatement mobilisé son personnel pour confiner le diesel. Le déversement a été stoppé, mais une quantité inconnue du carburant a coulé dans un ruisseau qui se jette dans la baie d'Hudson.

«Les mesures nécessaires afin de récupérer les hydrocarbures, procéder au nettoyage et réhabiliter le site sont débutées et se poursuivront dans les prochains jours», a indiqué Hydro-Québec, lundi.

Le diesel sert au fonctionnement de la centrale thermique qui alimente en électricité le village inuit de près de 400 habitants. La fuite n'a pas causé d'arrêt de service et les résidents de ce village situé près de la baie d'Hudson n'ont pas manqué d'électricité.

Les autorités provinciales et fédérales ont été informées de l'événement dimanche matin. Québec a envoyé un spécialiste d'Urgence-Environnement pour superviser l'opération de nettoyage mise en oeuvre par Hydro-Québec.

«On veut s'assurer que tout est mis en place correctement par l'entreprise, que tout est fait dans les règles de l'art», a expliqué Mme Lemieux. Ivujivik est situé à 28 kilomètres du point le plus au nord de la province de Québec.

**Annexe 4 : HYDRO-QUÉBEC - Deuxième déversement de diesel dans une centrale du grand nord, la presse, édition du 18 septembre 2015, section actualités : site web [http://plus.lapresse.ca/screens/44080a83-6bfa-4d23-95b5-3cc46c4728a7%7c\\_0.html](http://plus.lapresse.ca/screens/44080a83-6bfa-4d23-95b5-3cc46c4728a7%7c_0.html)**

Édition du 18 septembre 2015, section ACTUALITÉS, écran 10

HYDRO-QUÉBEC

**DEUXIÈME DÉVERSEMENT DE DIESEL DANS UNE CENTRALE DU GRAND NORD**

PHILIPPE TEISCEIRA-LESSARD

LA PRESSE

Pour la deuxième fois en quelques semaines, plusieurs milliers de litres de diesel se sont échappés d'une centrale de production électrique d'Hydro-Québec située dans le Grand Nord québécois.

Le dernier événement en date est survenu plus tôt cette semaine à Inukjuak, village inuit de la baie d'Hudson comptant 1600 habitants, où une fuite de quelque 13 500 litres de diesel a eu lieu. On assure que le déversement est « restreint » aux alentours des installations de production électrique.

Début août, c'est à Ivujivik – une communauté de 370 personnes située encore plus au nord – que la centrale locale d'Hydro-Québec avait perdu 14 000 litres de diesel. Le carburant avait atteint l'environnement.

Selon la société d'État, il n'y a « aucun lien » à faire entre les deux événements. « Les deux sont accidentels et sont exceptionnels », a indiqué le porte-parole Marc-Antoine Pouliot.

« Dans le cas d'Inukjuak, il y a des travaux de modernisation qui sont en cours » et qui auraient causé le déversement, a-t-il ajouté, « alors qu'à Ivujivik, on parle d'une défaillance mécanique ».

Les villages du Grand Nord ne sont pas reliés au réseau de distribution général d'Hydro-Québec : chacun d'entre eux compte sur sa propre petite centrale de production. C'est aussi le cas pour d'autres communautés isolées, dont les Îles-de-la-Madeleine, où un déversement d'environ 100 000 litres de diesel a eu lieu il y a un an, presque jour pour jour.

Shomik Inukpuk, responsable des travaux publics à Inukjuak, a indiqué à *La Presse* que les installations d'Hydro-Québec sont isolées du village.

« On nous a demandé de ne pas nous rendre sur place avant que ce soit nettoyé. C'est sur une colline et ce n'est pas près de notre source d'eau potable. »

— Shomik Inukpuk, responsable des travaux publics à Inukjuak

**IMPACT ENVIRONNEMENTAL**

Selon Hydro-Québec, le déversement de cette semaine n'aura pas d'impact substantiel sur l'environnement. « On s'affaire présentement à la récupération du diesel qui a été déversé, a indiqué Marc-Antoine Pouliot. Ça s'est déversé dans une zone très restreinte qui est confinée aux pourtours de la centrale. Ce n'est vraiment pas très étendu. »

Le déversement d'Ivujivik, pour sa part, avait fait l'objet d'un débat quant à son impact environnemental.



Le service Urgence-Environnement l'avait classé au deuxième niveau sur une échelle allant de un à trois, une occurrence rare. Des Inuits s'étaient aussi plaints qu'une zone de pêche située dans la baie d'Ivujivik empestait le diesel après le déversement, selon l'hebdomadaire local *Nunatsiaq News*. La publication rapportait que la centrale avait été construite sur une colline surplombant l'eau, malgré l'opposition de citoyens qui craignaient une catastrophe environnementale.

De son côté, Hydro-Québec jurait qu'« aucune trace de diesel n'a été retrouvée dans la baie ».

Toujours selon le *Nunatsiaq News*, l'Administration régionale Kativik – le gouvernement local – a enregistré deux autres déversements de carburant attribuables à Hydro-Québec en 2014. Il a été impossible de vérifier cette information hier après-midi.

Contacté vers midi, le ministère de l'Environnement du Québec n'avait pas répondu aux questions de *La Presse* au moment de la publication

**Annexe 5 : Le Devoir, section A5, Véhicules électrique, Montréal fait un pas vers un réseau de recharge, par Francis Halin**

# LE DEVOIR

LIBRE DE PENSER

## VÉHICULES ÉLECTRIQUES

### MONTRÉAL FAIT UN PAS VERS UN RÉSEAU DE RECHARGE

26 octobre 2015 | Francis Halin | Actualités en société



Photo: Getty Images

« *Le Québec abritera le plus important réseau électrique public de bornes sur rue au Canada* », a affirmé dimanche Louis-Olivier Batty, porte-parole d'Hydro-Québec. Une centaine de points de recharge pour véhicules électriques apparaîtront dès cet automne au centre-ville de Montréal, ont annoncé la Ville, Québec et Hydro-Québec.

Montréal, qui dispose de moins d'une cinquantaine de bornes, souhaite faire passer ce nombre à 100 cet automne, puis à 1000 d'ici 2020. La grande majorité d'entre elles auront des puissances de 240 volts. Certaines toutefois de 400 volts permettront de recharger les véhicules électriques en une demi-heure et coûteront 10 \$ de l'heure..

Près de la moitié des voitures électriques vendues au Canada sont immatriculées au Québec. Ces 7300 automobiles ne disposent que de 800 bornes de recharge publique dans tout le Québec en ce moment. La métropole québécoise veut donc en implanter davantage afin de réduire de 30 % ses émissions de gaz à effet de serre (GES).

#### À l'avant-garde

Hydro-Québec a indiqué que ce projet permettra à « *Montréal et au Circuit électrique d'être à l'avant-garde en matière de recharge publique de rue* ». Son président-directeur général, Éric Martel, a réaffirmé que la société d'État croyait fermement à l'électrification des transports.

« *Nous souhaitons que la métropole soit reconnue comme un leader mondial, en vue de l'Electric Vehicle Symposium, le plus grand rassemblement d'experts internationaux dans le domaine de l'électrification des transports* », a conclu, Elsie Lefebvre, conseillère associée responsable de la stratégie d'électrification de la Ville de Montréal.

Il y a quelques semaines, le gouvernement du Québec a dit qu'il allait investir plus de 420 millions de dollars sur cinq ans pour électrifier les transports.