

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

HQD - Demande relative à
l'établissement des tarifs d'électricité
pour l'année tarifaire 2014-2015

DOSSIER R-3854-2013

MÉMOIRE DU GRAME-II

Gestion de la demande et PGEÉ

Préparé par

Nicole Moreau
Analyste environnement et énergie
EnviroConstats

Et

Valentina Poch
Analyste pour le GRAME
Pour le Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME)

DÉPOSÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 11 Novembre 2013

MANDAT

Pour le présent dossier, 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. Elle a participé à la rédaction de mémoires du GRAME aux dossiers précédents d'Hydro-Québec et de Gaz Métro.

Madame Valentina Poch du GRAME a également 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 aux dossiers précédents du Distributeur.

Table des matières

| | |
|---|----|
| Mandat | 2 |
| I. Gestion de la demande en puissance | 4 |
| 1.1 Mise en contexte | 4 |
| 1.2 Gestion de la demande en puissance réseau intégré et réseaux autonomes | 5 |
| 1.2.1 Tarif DT et gestion de la demande | 8 |
| 1.2.2 Appel au public : un outil efficient pour la gestion de la demande | 9 |
| 1.2.3 Gestion de la demande en réseau autonome selon les profils de puissance..... | 10 |
| 1.2.1 Analyse des profils l’historique de puissance à la journée de pointe par RA.. | 11 |
| 2. Réseaux autonomes..... | 13 |
| 2.1 Analyse des résultats des programmes du PGEÉ en RA et des coûts évités | 13 |
| 2.1.1 Mise en contexte | 13 |
| 2.1.2 Coûts évités en RA et tests des programmes | 14 |
| 2.1.4 Conclusions et recommandations | 18 |
| 2.2 Les PUEERA | 19 |
| 2.3 PTÉ : Potentiel technico économique en réseaux autonomes..... | 21 |
| 2.3.1 Étude de cas sur le PTÉ des réfrigérateurs pour une mesure existante..... | 22 |
| 2.4 Conclusions et recommandations | 23 |
| 3. PGEÉ et résultats des TNT- Budget 2014 | 25 |
| Conclusions et recommandations | 28 |
| Références..... | 32 |

I. GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE

1.1 Mise en contexte

Dans son rapport sur le Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance réseau intégré du plan d’approvisionnement 2011-2020, le Distributeur propose d’utiliser le terme gestion de la demande en puissance au lieu de *gestion de la consommation*¹ et précise au GRAME que ***toute intervention auprès des clients visant à réduire les besoins de puissance du Distributeur constitue un moyen de gestion de la demande en puissance.***²

2.1 Définition

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

Le GRAME est favorable à cette appellation, reflétant avec plus de précision l’objectif recherché.

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

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

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

¹ État d’avancement 2012 du plan d’approvisionnement 2011-2020 : Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance –réseau intégré : page 3

² R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d’Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 3.1

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

De l'avis du GRAME, il est possible de réduire les coûts relatifs aux réseaux autonomes par des moyens de gestion de la demande en puissance, par lesquels les clients réduiraient leur consommation en transférant leurs charges vers d'autres sources d'alimentation que l'électricité, évitant ainsi le *phénomène, appelé « reprise de charge », (qui) limite le PTÉ de la gestion de la demande en puissance.*³

Le GRAME est d'avis que les moyens visant le transfert des charges vers d'autres sources d'énergie impliquent une réduction de la consommation d'électricité produite au mazout et non une réduction de la consommation d'énergie dans le cas des réseaux autonomes. En ce sens, le Distributeur doit considérer les économies de charge sur la base des coûts évités correspondants, mais pas les économies d'énergie, puisque d'autres sources d'énergies fournissent alors le client. En retenant cette logique, le Distributeur ne pourrait pas se créditer des économies d'énergie au PGEÉ et devrait créer un champ d'expertise connexe au PGEÉ, visant spécifiquement les mesures d'effacement de la demande en puissance.

Cette manière de faire permettrait un suivi spécifique des mesures d'effacement de la demande en puissance, auxquelles devraient s'appliquer des cibles à rencontrer en fonction de chacune des problématiques identifiées.

Pour le cas du réseau intégré, la pointe de l'hiver devrait être attachée à une cible de réduction à laquelle seraient liés des moyens à mettre en place. Pour les réseaux autonomes, des cibles de réduction de la demande en puissance à la pointe devraient être mises en place par réseau, avec l'identification des moyens pour les atteindre.

A ces moyens seraient attachés des budgets, qui devraient être évalués selon les tests de rentabilité en vigueur, comme un programme du PGEÉ, bien que l'objectif soit la réduction des coûts liés aux problématiques identifiées et non la réalisation de gains d'efficacité énergétique. Bien que de tels budgets spécifiques permettraient, dans les cas en réseaux autonomes où la source d'énergie compensatoire est renouvelable (solaire ou l'éolien), de générer des réductions des émissions atmosphériques de GES, les résultats ne pourraient être additionnés pour atteindre la cible de la Stratégie énergétique du Québec, puisqu'il s'agit d'un transfert de consommation d'une source à une autre.

1.2 Gestion de la demande en puissance réseau intégré et réseaux autonomes

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

³ État d'avancement 2012 du plan d'approvisionnement 2011-2020 : Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance –réseau intégré : p. 4

«Le Distributeur prévoit mettre l'accent en 2014 sur le maintien des moyens existants et le développement de nouveaux moyens de gestion de la demande en puissance. Pour ce faire, le budget demandé en 2014 s'élève à environ 2 M \$.» (Notre souligné) (R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, section 3.4, Gestion de la demande en puissance, page 20)

Il s'agit premièrement des activités de promotion pour le maintien du parc de biénergie pour l'option tarifaire DT, dont l'objectif principal demeure une saine gestion de la demande, et deuxièmement de l'*Appel au public* visant strictement l'effacement de la consommation à la pointe.

En ce qui concerne le maintien des moyens existants⁴ de gestion de la demande en puissance, le Distributeur nous indique qu'il dispose d'autres moyens que ceux présentés à la section 3.4 de la pièce HQD-9, doc.1, tel que l'option d'électricité interruptible.⁵

Concernant les résultats du tronc commun pour le programme gestion de la consommation en (MW), identifiés au Tableau B-1, Hypothèses de calcul 2014⁶, le GRAME demandait au Distributeur d'indiquer pourquoi seuls sont identifiés des impacts énergétiques pour le programme Chauffe-eau à trois éléments, et aucun résultat pour Sensibilisation (Appel au public) et pour les activités de promotion de la biénergie.

Concernant le tarif biénergie, le Distributeur indique que *les activités de promotion de la biénergie visent le maintien du parc actuel*,⁷ alors que les activités de sensibilisation visent à *conscientiser la population à la notion de pointe et à les inciter à consommer judicieusement durant l'hiver*. Ainsi, bien que ce sont des activités en gestion de la demande en puissance, et non pas des programmes d'efficacité énergétique, les budgets demandés par le Distributeur en gestion de la demande sont utiles puisqu'ils visent la réduction des coûts d'approvisionnement en puissance à la marge.

Par ailleurs, le Distributeur indique que *Ces activités sont les premiers jalons à toute nouvelle intervention en gestion de la demande en puissance*⁸, qu'il poursuivra en 2014 le développement de stratégies d'interruption de charges à distance et qu'il travaille à l'amélioration des stratégies de sensibilisation à la pointe hivernale.⁹

En lien avec le Projet LAD et le déploiement des nouveaux compteurs intelligents au Québec, le GRAME demandait au Distributeur s'il a débuté son évaluation des fonctionnalités *smart grid* afin d'intégrer des fonctionnalités pouvant agir comme moyens de gestion de la demande à la pointe grâce à un déplacement des charges sur le réseau et

⁴ R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, section 3.4, Gestion de la demande en puissance, page 20

⁵ R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 8.2

⁶ R-3854-2013, B-0036, HQD-9, document 1, Annexe B, TABLEAU B-1 HYPOTHÈSES

⁷ R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 8.

⁸ R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 8.1

⁹ R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 8.3

notamment à des stratégies d'interruption de charges à distance. Celui-ci¹⁰ nous renvoie à l'information suivante, décrivant qu'une étude de faisabilité est en cours pour le télécontrôle de charges électriques, notamment pour les chauffe-eau :

Toujours en gestion de la demande en puissance, le LTE (*Projets de recherche et développement du Laboratoire des technologies de l'énergie*) poursuit le travail amorcé en 2011 sur la faisabilité technique du télécontrôle de charges électriques, notamment des chauffe-eau. (HQD-9, document 1 (B-0036), section 3.3.1)

Le GRAME est d'avis que la recherche de solution pour la gestion de la pointe en puissance doit être accélérée, bien que le projet en cours soit un pas dans la bonne direction.

Concernant la question des marchés-niches pour les technologies solaires du PTÉ en RA, la preuve du Distributeur indique que des mesures visant les énergies renouvelables pouvant être implantées chez les clients en RA ont été intégrées dans l'évaluation du PTÉ des mesures et que la planification des activités pour les RA sera présentée lors du Plan d'approvisionnement 2014-2025¹¹.

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

Référence : R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, Annexe D, Suivi des demandes de la Régie

A cet égard, le GRAME y fera des représentations, avec l'objectif que soit identifiée une procédure d'appel d'offres visant à lancer un signal aux promoteurs pour les marchés niches de production d'énergies renouvelables comme moyen d'effacement de la demande, donc visant notamment d'autres technologies, au lieu de strictement utiliser le mazout pour l'effacement de la clientèle du réseau.

¹⁰ R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 8.4

¹¹ R-3854-2013, B-0036, HQD-9, document 1, Annexe D, Suivi des demandes de la Régie, p. 47

1.2.1 Tarif DT et gestion de la demande

Le tarif DT ne vise pas de cible d'efficacité énergétique, le Distributeur en fait plutôt la promotion afin de maintenir le parc actuel¹², alors que le budget afférant à la promotion du tarif DT fait partie du budget de 2 M \$¹³ demandé en gestion de la demande en puissance à même le budget du PGEÉ¹⁴.

Bien que le tarif Biénergie DT soit utile pour réduire la charge du réseau à la pointe en hiver, le GRAME est d'avis que le programme Biénergie DT est un programme favorisant l'utilisation de deux formes d'énergie sans comporter de résultats nets en efficacité énergétique, outre l'effacement de charge électrique au profit d'une autre charge, notamment au mazout, ce que confirme le Distributeur :

L'option tarifaire biénergie DT est un moyen de gestion de la demande en puissance visant à réduire les besoins à la pointe du Distributeur. Par ailleurs, l'article 2.26 des *Tarifs et conditions du Distributeur* définit clairement un système biénergie comme « un système [...] conçu de telle sorte que, pour le chauffage, l'électricité puisse être utilisée comme source principale et un combustible comme source d'appoint. » (R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 8.7)

Le GRAME est d'avis que le Distributeur doit maintenir ses efforts de promotion, tel qu'il propose de le faire¹⁵, mais soumet que les budgets requis pour la promotion du tarif DT ne devraient pas faire partie de la demande de budget du PGEÉ, puisqu'il s'agit d'une mesure visant la gestion de la demande en puissance et non l'efficacité énergétique.

Le GRAME note également les efforts déjà réalisés par le Distributeur et qui sont énoncés dans son rapport annuel 2012.¹⁶

Ce programme Biénergie DT est utile pour les fins de la gestion de la puissance à la pointe. Le GRAME est d'avis que ce tarif pourrait être ouvert à d'autres formes d'énergie, comme l'énergie solaire passive, bien que l'énergie solaire passive ne soit pas disponible sur demande, comme c'est le cas pour le chauffage au mazout.

À cette fin, le GRAME recommande la mise en place d'un projet pilote pour déterminer les valeurs cibles d'un tel tarif biénergie pour le chauffage des habitations par des énergies renouvelables.

¹² R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 8.1

¹³ R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, section 3.4, Gestion de la demande en puissance, page 20

¹⁴ R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, section 3.4, Gestion de la demande en puissance, page 20

¹⁵ R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, section 3.4, Gestion de la demande en puissance, page 20

¹⁶ Rapport annuel 2012, HQD-7, doc. 3, section 4, BILAN 2012 DE LA CAMPAGNE DE PROMOTION DE LA BIÉNERGIE

1.2.2 Appel au public : un outil efficace pour la gestion de la demande

Le GRAME se réjouit de constater que le Distributeur développe des stratégies d'appels au public afin d'encourager sa clientèle à mieux gérer sa consommation énergétique lors des pointes hivernales :

*Le Distributeur a entrepris, en janvier 2013, de nouvelles activités de sensibilisation des clients à leur consommation durant les heures de pointe hivernale. Ces activités ont comme objectif d'augmenter la participation de la population aux appels au public. Le Distributeur poursuit le développement de ces stratégies de sensibilisation à la pointe hivernale. Ces stratégies s'inscrivent dans une démarche plus large de sensibilisation afin d'aider les clients à mieux gérer leur consommation d'électricité. Le Distributeur prévoit également suivre, au cours des prochaines années, l'évolution des appels au public afin d'en mesurer la performance et d'en améliorer la portée.*¹⁷ (Notre souligné)

L'appel au public dit "structuré" est de plus en plus répandu. Les résultats de telles démarches sur d'autres territoires ont démontré l'efficacité de cette approche comme un moyen efficace de gestion de la consommation. En Bretagne, par exemple, les appels au public durant les jours les plus froids (envoi d'alertes aux abonnés), *se sont en effet traduits par une réduction de la consommation qui a pu atteindre de 2 % à 3 % aux heures les plus chargées* (annexe 1).¹⁸ Dans l'État du Maryland, la clientèle de *Pepco Maryland* est encouragée à gérer efficacement sa consommation énergétique lors des appels au public en obtenant un crédit de 1,25 \$ sur sa facture pour chaque kWh économisé grâce au programme *Peak Energy Savings Credit*.¹⁹ Pour cette clientèle, cet outil de gestion de la consommation est possible grâce aux compteurs de nouvelle génération.²⁰

Dans le présent dossier, le GRAME comprend que le Distributeur prévoit analyser prochainement l'évolution de la performance de cet outil de sensibilisation. Néanmoins, le GRAME s'interroge à savoir si la sensibilisation ciblant l'appel au public doit faire partie des programmes du PGEÉ ou s'il devrait plutôt être considéré comme un outil de gestion de la demande.

Au Québec, le Ministère des Ressources naturelles (MRN) est chargé de l'application de la *Loi sur l'efficacité et l'innovation énergétiques* qui inclut notamment les projets d'efficacité énergétique et d'innovation. Rappelons que la décision de la Régie D-2013-107 statuait pour les programmes et les mesures d'efficacité énergétique *que sa*

¹⁷ R-3854-2013, HQD-9, doc. 1, p. 20-21

¹⁸ Site Web consulté en novembre 2013 : Réseau de transport d'électricité – Écowatt Bretagne, Dossier de presse - Bilan Écowatt Bretagne 2011-2012, p.5, 15 mars 2012 : http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/presse/dp-2012/2012_03_15_DP_RTE_Ouest_Bilan_EcoWatt_bzh.pdf

¹⁹ Site Web consulté en novembre 2013 : Pepco Announces First Peak Energy Savings Day of 2013 <http://www.pepco.com/welcome/news/releases/archives/2013/article.aspx?cid=2351>

²⁰ Site Web consulté en novembre 2013 dans l'onglet Smart Meter : Peak Energy savings credit - Reduce energy use on Peak Savings Days this summer and earn a credit off your bill.: <http://www.delmarva.com/energy/blueprint/indpl/peakenergy/>

*juridiction ne vise que l'approbation des budgets liés aux programmes et non celle de leur contenu, sans quoi le ministre des Ressources naturelles aurait une compétence concurrente à celle de la Régie, ce qui pourrait entraîner certains problèmes fonctionnels.*²¹

Par ailleurs, les pouvoirs d'approbation des moyens de gestion de la demande (tels que l'appel au public, les fonctionnalités de type smart grid, etc.) n'incombent pas au MRN, par conséquent le GRAME vous soumet qu'elles sont plutôt du ressort de la Régie de l'énergie.

Le GRAME est d'avis que l'appel au public est un outil efficace pour encourager une meilleure gestion de la consommation lors des pointes hivernales. Par ailleurs, ce moyen ne devrait pas faire partie des programmes du PGEÉ car il s'agit d'un moyen de gestion de la demande en puissance qui relève de la juridiction de la Régie de l'énergie, et non du MRN.

À l'instar des activités de promotion de la biénergie (tarif DT), l'appel au public est une mesure qui devrait faire l'objet d'un traitement distinct des programmes du PGEÉ. Ainsi, le GRAME recommande que l'activité de sensibilisation pour l'*Appel au public* fasse partie d'un programme d'utilisation efficace de l'énergie en réseau intégré au prochain dossier, bien qu'il recommande d'approuver le budget requis de 2M\$ au présent dossier.

1.2.3 Gestion de la demande en réseau autonome selon les profils de puissance

Compte tenu du fait que les besoins en équipements sont gérés individuellement par réseau autonome, l'impact des moyens de gestion de la demande en puissance aura des impacts spécifiques **sur chaque réseau isolé** selon le niveau de la puissance de garantie requise²².

[94] Ainsi, les coûts de la capacité de réserve, qu'il faut ajouter dans un réseau isolé pour assurer la puissance garantie requise, ne sont actuellement pas intégrés dans les coûts évités de puissance. Il en résulte que les coûts évités par une mesure de réduction de la demande de puissance à la pointe sont sous-estimés. (Notre souligné) (Décision D-2012-024, par. 94)

Considérant que la Régie indique au Distributeur qu'il doit calculer l'impact financier des différents scénarios de mesures qui peuvent être déployées dans chacun des réseaux autonomes en considérant aussi la valeur du report dans le temps du besoin d'un ajout de capacité, à la suite notamment de la mise en place de mesures de gestion de la demande²³.

²¹ D-2013-107, R-3838-2013, p.23, par. 77

²² Décision D-2012-024, par. 94

²³ Décision D-2012-024, par. 99

[99] La Régie demande que l'impact financier des mesures du PGEÉ, y compris de celles qui pourraient découler du PTE à l'étude, proposé pour chacun des réseaux autonomes, soit désormais évalué en tenant compte de l'impact de ce portefeuille de mesures sur le plan d'équipement de chacun de ces réseaux. (Décision D-2012-024, par. 99)

Le GRAME demandait au Distributeur de fournir par réseau le profil de puissance lors de la journée de la pointe annuelle pour chacun des réseaux autonomes. À titre de précision, le Distributeur nous indique que *Les valeurs horaires correspondent à la puissance moyenne pour chaque heure de la journée de pointe d'hiver 2011-2012 (à l'exception d'Ivujivik avec la journée de pointe d'hiver 2010-2011).*²⁴

1.2.1 Analyse des profils l'historique de puissance à la journée de pointe par RA

Ci-dessous, le GRAME présente une analyse sommaire des données fournies par le Distributeur au GRAME en réponse à sa demande de renseignement, Figures R-3.13. (R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, réponse 3.13)

On constate que les réseaux ont généralement un profil de journée de pointe avec deux pointes de puissance, l'une vers 11 h 00 et l'autre vers 18 h 00, et que la pointe de 18 h 00 est plus élevée que celle de 11 h 00. On remarque aussi que la consommation se maintient en soirée, pour redescendre après 12 h 00 (minuit).

On remarque que certains réseaux ont une pointe en puissance de l'ordre de 400 kW, comme Inukjuak, représentant un écart entre la pointe et l'hors pointe de l'ordre de 40 %, alors que d'autres réseaux ont un écart à la pointe de l'ordre de 100 kW comme les réseaux d'Ivujivik et de Aupaluk, soit un écart de l'ordre de 30 %.

Pour d'autres réseaux, comme celui de Kuujuaq, le profil de l'écart de la pointe est de l'ordre de 500 kW, soit uniquement de l'ordre de 15 %, indiquant que le profil de consommation se maintient la nuit. Ce genre de profil pourrait indiquer la présence de chauffage d'appoint, réduisant ainsi proportionnellement l'impact de la consommation pour l'usage d'électroménagers ou des appareils électriques à la pointe journalière.

D'autres réseaux ont, à l'inverse, des pointes de réseaux plus significatives, de l'ordre de 60 %, comme c'est le cas d'Opitciwan en Haute-Mauricie, et de l'ordre de 47 % pour le Quaqtak au Nunavik.

On constate pour la Romaine que le profil de pointe de puissance, de l'ordre de 15 %, indique l'utilisation de chauffage à l'électricité. Le même phénomène est observé pour le réseau d'Anticosti, mais de moindre ampleur, alors que l'Île-d'Entrée et Cap-aux-Meules indiquent un écart entre la pointe et l'hors pointe de l'ordre de 40 %.

²⁴ R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 3.13

Bien qu'il puisse y avoir d'autres facteurs, ces constats peuvent nous aider à identifier, par réseau, la présence de chauffage électrique dans les habitations, puisque l'impact sur la puissance du chauffage est plus significatif que l'éclairage.

Le GRAME est d'avis que cette analyse amène un constat, les réseaux autonomes ont des besoins différenciés selon les réseaux. Il serait donc opportun de connaître plus précisément la nature de cette consommation afin de pouvoir mettre en place des moyens ciblés et réduire la consommation à la pointe. C'est d'autant plus important dans les réseaux autonomes, que ces derniers ont l'obligation de garantir une puissance cible additionnelle aux besoins et que la hauteur de cette obligation dépend directement de la pointe de ces réseaux.

À cet égard, pour chacun des réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle, le Distributeur met à jour les informations relatives à la pointe de ces réseaux, de même que la puissance garantie. On voit clairement que la pointe de certains réseaux se rapproche de la puissance garantie, indiquant que des moyens doivent être mis en place rapidement pour éviter des investissements additionnels. Considérant que ces investissements additionnels impliquent l'ajout d'équipement de production peu efficace au Mazout, le GRAME est préoccupé par le temps que prend le Distributeur pour mettre en place des moyens de gestion de la demande en puissance.

TABLEAU R-3.14
POINTE ET PUISSANCE GARANTIE DES RÉSEAUX
AU NORD DU 53^E PARALLÈLE
PAR RÉSEAU AUTONOME

| En MW | Hiver 2012-2013 | |
|----------------|-----------------|--------------------|
| | Pointe | Puissance garantie |
| Akulivik | 0,65 | 0,54 |
| Aupaluk | 0,33 | 0,41 |
| Inukjuak | 1,60 | 2,33 |
| Ivujuvik | 0,39 | 0,55 |
| Kangiqualujuaq | 0,90 | 1,01 |
| Kangiqsujuaq | 0,74 | 0,86 |
| Kangirsuk | 0,68 | 0,81 |
| Kuujuaq | 3,45 | 4,50 |
| Kuujuarapik | 2,01 | 2,04 |
| Puvirnituaq | 1,85 | 2,04 |
| Quaqtaq | 0,51 | 0,62 |
| Salluit | 1,36 | 1,54 |
| Tasiujaq | 0,48 | 0,48 |
| Umiujaq | 0,53 | 0,59 |

Référence : B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 3.14

Par conséquent, le GRAME recommande qu'un sondage soit réalisé par le Distributeur pour cibler les usages de sa clientèle pour chacun de ces réseaux et que les compteurs intelligents soient installés sans délais dans les réseaux autonomes. Par la suite, des moyens de gestion de la pointe devront être développés sans plus tarder.

2. RESEAUX AUTONOMES

2.1 Analyse des résultats des programmes du PGEÉ en RA et des coûts évités

2.1.1 Mise en contexte

Considérant l'ampleur du déficit en RA, dont les prévisions pour l'année projetée sont de 202,3 M \$²⁵, le GRAME constate que plus d'efforts en efficacité énergétique et en moyens de gestion de la demande doivent être fait, alors que le Distributeur annonce un investissement d'aussi peu que 1,3 M \$²⁶.

3.5. Réseaux autonomes

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

De façon générale, le Distributeur poursuivra en 2014 la sensibilisation de l'ensemble des clients des marchés résidentiel et commercial sur la consommation énergétique et l'efficacité énergétique. Il privilégiera d'abord une intervention dans les écoles. Le Distributeur effectuera également des campagnes de sensibilisation à la notion de pointe hivernale et encouragera la clientèle à adopter des comportements ayant un impact sur les besoins de puissance à la pointe hivernale. Il visera aussi l'éclairage efficace par l'installation de LFC ou de DEL auprès des clientèles résidentielle et affaires. Le Distributeur étudie également la possibilité de déployer l'éclairage public à DEL. (R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, page 21)

Afin d'illustrer les possibilités qui s'offrent au Distributeur, le GRAME présente dans cette section les résultats d'une simulation pour un équipement offert dans le cadre du programme *Produit Mieux consommer*, démontrant ainsi que le Distributeur peut réduire les déficits en RA par ses programmes existants, en autant qu'ils soient livrés et adaptés dans les réseaux autonomes et démontrant ainsi que tout moyen qui efface la demande en RA est rentable, lorsqu'il est ajusté avec les coûts évités de ces réseaux.

Quant à la demande du Distributeur de remplacer les ampoules incandescentes par des ampoules fluocompactes dans deux villages du Nunavik²⁷, le GRAME est d'avis qu'un tel projet pilote en réseau autonome s'inscrit dans la démonstration de la viabilité financière des activités visant à réduire les déficits. Le GRAME préconise toutefois les ampoules DEL advenant le déploiement de ce projet-pilote en programme.

Nunavik

Le Distributeur remplacera au cours de l'année 2013 les ampoules incandescentes par des ampoules fluocompactes dans deux villages. Selon les résultats obtenus

²⁵ R-3854-2013, Pièce B-0012, HQD-1, document 4, Tableau 2, Comparaison des revenus requis et des revenus des ventes découlant des tarifs en vigueur (M\$), page 7

²⁶ R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, page 21

²⁷ R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, pages 21 et 22

pour ces villages, il poursuivra en 2014 le déploiement de ce programme dans tous les autres villages. (R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, page 21 et 22)

Pour conclure, le GRAME soumet que la participation des communautés visées par les moyens de gestion de la demande, ou par les programmes d'efficacité énergétique est essentielle, particulièrement en réseaux autonomes.

2.1.2 Coûts évités en RA et tests des programmes

Puisque les coûts évités en réseaux autonomes varient significativement entre réseaux²⁸, les résultats des tests concernant les programmes doivent être présentés séparément. À titre d'exemple, les réseaux au Nunavik ont des coûts évités totaux variant entre 52,57 ¢/kWh et 67,13 ¢/kWh, alors que les réseaux de la Haute-Mauricie et de la Basse-Côte-Nord ont des coûts évités totaux variant entre 40,92 ¢/kWh et 47,49 ¢/kWh, et que celui du réseau des Îles-de-la-Madeleine est de 19,22 ¢/kWh et celui de Schefferville de 5,10 ¢/kWh.

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

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

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

Une analyse de la situation des programmes du PGEÉ doit être faite en fonction des coûts évités en énergie et en puissance²⁹ et en utilisant les hypothèses fournies par le Distributeur lors de son rapport annuel 2012 sur les économies en kWh/an pour les mesures des programmes du PGEÉ.

Puisque les résultats des tests concernant les réseaux autonomes ont été soumis globalement³⁰ au Tableau C-2, alors que les coûts évités sont significativement différents

²⁸ R-3854-2013, B-0017, HQD-3, doc. 4, Tableau 2, Coûts évités par réseaux autonomes en annuité croissante exprimée en ¢/kWh de 2013, page 8

²⁹ B-0017, HQD-3, doc. 4

³⁰ R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, Annexe C, Tableau C-2 / Analyses économiques en ¢/KWH (ANNUITÉ CROISSANTE EN \$ 2014), p. 42.

selon les réseaux, le GRAME demandait au Distributeur de fournir les résultats des tests séparément pour chacun des programmes, de même que séparément par réseau.

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

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

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

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

Plus précisément, le GRAME demandait d'identifier les résultats aux tests pour les réseaux de la Haute-Mauricie et de la Basse-Côte-Nord, de même que de présenter ensemble les réseaux du Nunavik, en indiquant le coût évité ou les coûts évités retenus pour identifier les résultats de ces tests.

Réponse : Le tableau R-9.1 présente le résultat des tests économiques par territoire. Les coûts évités retenus sont ceux présentés en référence (i).

**TABLEAU R-9.1
RÉSULTAT DES TESTS ÉCONOMIQUES EN ¢/KWH**

| en ¢/kWh actualisés de 2014 | TCTR | TP | TNT |
|-----------------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Îles-de-la-Madeleine | 4,73 | 8,89 | -2,52 |
| Basse Côte-Nord et Haute Mauricie | 53,18 | 16,24 | 38,20 |
| Nunavik | 58,51 | 9,07 | 50,63 |
| Schefferville | 3,49 | 8,93 | -4,27 |
| Total Réseaux Autonomes | 33,91 | 11,20 | 23,95 |

Référence : B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 9.1

Ces résultats démontrent que les réseaux du Nunavik et de la Basse-Côte-Nord et Haute-Mauricie doivent devenir des priorités pour le Distributeur pour la livraison des programmes du PGEÉ en efficacité énergétique, de même que pour le développement de moyens de gestion de la demande énergétique et de la demande à la pointe en puissance, si on tient compte uniquement de la valeur économique des tests. Rappelons que le réseau des Îles-de-la-Madeleine compte une centrale thermique (Cap-aux-Meules) considérée à titre de grand émetteur³¹ et que pour cette raison, aucun réseau n'est à négliger.

Concernant le détail de la demande de 1,3 M \$³², c'est-à-dire le budget prévu pour les projets pilotes, la promotion des programmes du PGEÉ, ceux prévus pour le réseau des Îles-de-la-Madeleine, celui de Schefferville et ceux de la Basse-Côte-Nord et de la Haute-Mauricie, le GRAME soumet qu'il serait utile d'identifier les efforts faits pour chacun des réseaux autonomes, alors que le Distributeur nous indique qu'il considère que ce niveau de détail dépasse les besoins du dossier.³³

Bien que le GRAME constate une amélioration des moyens mis en œuvre dans le cadre du PGEÉ, et cela, particulièrement pour le réseau des Îles-de-la-Madeleine, peu d'améliorations ont été proposées pour le réseau du Nunavik ou de la Basse-Côte-Nord ou de la Haute-Mauricie. Le GRAME soumet que le détail des investissements (budget) par réseau est important pour être en mesure de constater si certains réseaux sont *les enfants pauvres* des programmes du PGEÉ.

Le GRAME recommande que soit ajusté le niveau de détail des budgets pour chacun des réseaux autonomes.

³¹ R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 9.6

³² R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, page 21

³³ R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 9.2

Concernant l'offre visant *l'éclairage efficace par l'installation de LFC ou de DEL auprès des clientèles résidentielle et affaires*³⁴, le GRAME demandait d'indiquer le budget réservé à cette activité afin de pouvoir notamment évaluer les économies liées aux coûts évités de cette mesure et la réduction des déficits de ces réseaux. Encore une fois, le Distributeur considère que cette information dépasse les besoins du présent dossier³⁵.

Compte tenu du fait que les résultats ne sont pas encore disponibles³⁶ et puisque l'analyse des coûts et bénéfices de cette option, donc de l'impact net sur les déficits de ces réseaux, sera fournie subséquemment aux résultats du projet pilote au Nunavik³⁷, comme le précise le Distributeur³⁸ au GRAME, ces informations pourront alors être fournies avec les résultats du projet pilote.

Néanmoins, le GRAME recommande de prioriser les réseaux ayant des coûts évités plus significatifs, comme celui de la Basse-Côte-Nord ou de la Haute-Mauricie qui ont aussi des coûts évités variant entre 40,92 kWh et 47,49 kWh.³⁹

Concernant la question des coûts évités, le GRAME souhaitait vérifier auprès du Distributeur les conséquences du *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* sur les coûts évités des réseaux autonomes. À cet égard, le Distributeur confirme son obligation d'acquiescer des droits d'émission pour la centrale thermique de Cap-aux-Meules :

Le Distributeur confirme qu'il devra acquiescer des droits d'émission pour la centrale thermique de Cap-aux-Meules, puisque le niveau d'émission dépasse la limite annuelle de 25 000 tonnes fixée par le *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*.
(R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 9.6)

Le Distributeur confirme également, comme mentionné dans le rapport GRAME-I, que les coûts évités par réseaux autonomes⁴⁰ tiennent compte du *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* pour le cas de la centrale de Cap-aux-Meules.⁴¹

³⁴ R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, page 21

³⁵ R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 9.2

³⁶ R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 9.4

³⁷ R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, page 21 et 22

³⁸ R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 9.3

³⁹ R-3854-2013, B-0017, HQD-3, doc. 4, Tableau 2, Coûts évités par réseaux autonomes en annuité croissante exprimée en ¢/kWh de 2013, page 8

⁴⁰ R-3854-2013, B-0017, HQD-3, doc. 4, Tableau 2, Coûts évités par réseaux autonomes en annuité croissante exprimée en ¢/kWh de 2013, page 8

⁴¹ R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 9.6.1

2.1.4 Conclusions et recommandations

Le GRAME constate que les résultats des tests de rentabilité des programmes démontrent clairement que les réseaux du Nunavik et de la Basse-Côte-Nord et Haute-Mauricie doivent devenir des priorités pour le Distributeur pour la livraison des programmes du PGEÉ en efficacité énergétique, de même que pour le développement de moyens de gestion de la demande énergétique et de la demande à la pointe en puissance, même si aucun réseau ne doit être négligé afin de réduire les émissions de GES des centrales thermique qui les alimente.

Bien que le GRAME constate une amélioration des moyens mis en œuvre dans le cadre du PGEÉ, et cela, particulièrement pour le réseau des Îles-de-la-Madeleine, peu d'améliorations ont été proposées pour le réseau du Nunavik ou de la Basse-Côte-Nord ou de la Haute-Mauricie, le GRAME soumet que le détail des investissements par réseau est important pour être en mesure de constater si certains réseaux sont *les enfants pauvres* des programmes du PGEÉ.

Le GRAME recommande que soit ajusté le niveau de détail des budgets pour chacun des réseaux autonomes.

2.2 Les PUEERA

Concernant les programmes commerciaux, le GRAME souhaite faire le point sur les ajustements apportés afin qu'ils soient équitables entre les clientèles des réseaux autonomes.

Concernant le réseau du Nunavik, le Tableau I indique que pour le réseau Makivik / affaires, l'avantage économique de 30 % est aussi offert pour le propane⁴².

| | | | | |
|---------|--|--------------------|--|---|
| NUNAVIK | Résidentiel : TARIF DISSUASIF de 31.50 ¢/kWh à partir de 30 kWh/jour Affaires : Interdiction de chauffer à l'électricité les locaux et l'eau sinon facturation à 69,46 ¢/kWh de toute la consommation TARIF MA au-delà de 900 kW et 390 MWh par mois | Makivik | Résidentiel | <ul style="list-style-type: none"> • Compensation mazout avec avantage économique de 30 % • Entretien annuel / Réparation / Dépannage |
| | Affaires | | <ul style="list-style-type: none"> • Compensation mazout et propane avec avantage économique de 30 % • Entretien annuel / Réparation / Dépannage | |
| | 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 | Whapmagostui (Crt) | Résidentiel | <ul style="list-style-type: none"> • Compensation mazout avec avantage économique de 30 % |
| | | | Affaires | <ul style="list-style-type: none"> • Aucun |

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

Ainsi, le GRAME demandait au Distributeur d'indiquer les raisons pour lesquelles il offre un avantage économique de 30 % pour le propane pour ce réseau, alors que le propane n'est pas offert aux autres réseaux. **Le GRAME est satisfait de la réponse fournie par le Distributeur :**

Depuis le 1er janvier 2013, au Nunavik, la compensation financière ne s'applique plus au gaz propane.

En 1994, Hydro-Québec concluait l'entente Makivik avec les communautés du Nunavik. Cette entente comportait une clause qui permettait à sa clientèle Affaires d'utiliser le gaz propane à des fins de cuisson. Selon les termes de l'entente Makivik, Hydro-Québec offrait un appui financier dégressif au gaz propane qui se terminait le 31 décembre 2012. Le Distributeur n'a enregistré aucune demande d'appui financier pour le gaz propane depuis 2005.

Par ailleurs, au cours des années '90, Hydro-Québec offrait à sa clientèle Affaires des Îles-de-la-Madeleine une compensation financière pour l'utilisation du gaz propane à des fins de cuisson, dont peu de clients se sont prévalus. Le Distributeur a mis fin à cette modalité du programme à la fin des années '90.

À la suite des expériences au Nunavik et aux Îles-de-la-Madeleine, le Distributeur n'a pas jugé pertinent d'offrir un appui financier pour le gaz propane dans d'autres réseaux, non plus que de poursuivre l'appui financier pour le gaz propane au Nunavik et aux Îles-de-la-Madeleine.

Référence : R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 10.3

⁴² Rapport annuel 2012, HQD-7, doc. 2, Tableau 1, Tarification en réseaux autonomes et programmes d'utilisation efficace de l'énergie (PUÉE), p. 7

Le GRAME a déjà proposé l'ouverture des PUEÉRA à d'autres formes d'énergie pour le cas de la compensation économique de 30 %. À cet égard, le Distributeur indique qu'il est ouvert à toute forme d'énergie qui présenterait un avantage économique par rapport à la production thermique,⁴³ bien que la décision sera prise après que le potentiel exploitable commercialement soit démontré.

Le Distributeur est ouvert à toute forme d'énergie qui présenterait un avantage économique par rapport à la production thermique.

Dans le cadre de l'analyse du potentiel technico-économique (PTÉ), le Distributeur a procédé à l'analyse de technologies d'énergies renouvelables qui pourraient s'appliquer dans les réseaux autonomes. Toutefois, les coûts et la performance de ces technologies restent à valider dans le contexte et les conditions climatiques des réseaux autonomes. Le Distributeur statuera sur la contribution potentielle des énergies renouvelables lorsque le potentiel exploitable commercialement aura été démontré.

Référence : R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 10.4

Depuis 2005 le GRAME demande au Distributeur d'avancer dans cette direction, sans que les PUEÉRA soient ouverts à d'autres formes d'énergie. Peut-être serait-il temps de modifier le paradigme derrière les actions à poser pour les réseaux autonomes. À cet égard, le GRAME soumet qu'il n'est pas nécessaire d'attendre que soit démontré un potentiel précis, puisque le marché de l'énergie évolue grâce aux principaux acteurs présents.

Le GRAME constate qu'un réseau comme celui des Îles-de-la-Madeleine accapare plus de 50 % du PTÉ, en raison d'une combinaison de coûts évités et en raison de la prédominance des bâtiments chauffés tout à l'électricité (TAE)⁴⁴, ainsi que de l'importance de la consommation.

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

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

Référence : R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.2, page 8

⁴³ R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 10.4

⁴⁴ R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.2, page 8

Compte tenu du fait qu'il est difficile de convaincre cette clientèle de se convertir au mazout, le GRAME est d'avis qu'un tel réseau pourrait profiter d'un élargissement des PUEÉRA à d'autres formes et sources d'énergie considérées comme propres.

Le GRAME est d'avis qu'Hydro-Québec Distribution a un impact significatif sur la modification de ces marchés par les signaux qu'il transmet aux fournisseurs de service, aux agents livreurs de programme, de même qu'aux investisseurs dans le domaine des énergies renouvelables.

Le GRAME soumet que le Distributeur a identifié un potentiel exploitable dans sa mise à jour du PTÉ en RA et qu'il est maintenant temps d'agir.

2.3 PTÉ : Potentiel technico économique en réseaux autonomes

En ce qui concerne la recherche de solutions à la demande en énergie ou en puissance en RA, via des énergies renouvelables, des mesures en gestion de la demande, d'effacement de la demande ou de nivellement de la demande, en suivi de la demande de la Régie dans sa décision D-2012-037 (par.543) concernant l'identification d'éventuels marchés-niches pour les technologies solaires, le Distributeur indique avoir intégré ces mesures d'énergie renouvelable, mais que la planification des activités pour les réseaux autonomes sera présentée dans le Plan d'approvisionnement 2014-2025.

Bien que le GRAME fera ses représentations dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2025, nous constatons que le PTÉ identifie au Nunavik des économies d'électricité par usage, dont des économies de 9 399 MWh pour l'éclairage⁴⁵, et un potentiel total par usage de 70 347 MWh d'économie d'énergie sur 5 ans.

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

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

Référence : R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.2, page 8

En faisant un simple calcul du potentiel financier de ces mesures on obtient le tableau suivant, indiquant que le potentiel économique est important au réseau du Nunavik, bien que le potentiel d'économie d'électricité (MWh) soit inférieur à celui des IDLM.

⁴⁵ R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.2, page 8

| Réseau | PTÉ économie d'électricité (MWh) ** | Coût évité c/KWh*** | Potentiel économique |
|----------------|-------------------------------------|---------------------|----------------------|
| IDLM | 37950 | 19,22 | 7,29 M \$ |
| Nunavik | 15214 | 59* | 8,97 M \$ |
| BCN | 8183 | 43,37* | 3,55 M \$ |
| Haute-Mauricie | 3315 | 44,20* | 1,46 \$ M |
| | | | 21,28 \$ M |

* Moyenne des coûts évités

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

*** R-3854-2013, B-0017, HQD-3, doc. 4, Tableau 2, page 8

Concernant le potentiel technico-économique des mesures des programmes existants du PGEÉ, le GRAME demandait au Distributeur s'il a fait une étude de sensibilité auprès des clients des réseaux autonomes concernant le niveau de l'aide financière nécessaire pour améliorer ou accélérer l'adhésion des clients à ses programmes. Sans nous préciser s'il a fait une étude de sensibilité à cet égard, le Distributeur nous indique qu'il tient compte des barrières commerciales pour définir l'aide financière optimale :

Au moment de la conception des programmes, le Distributeur a pris en compte les différentes barrières commerciales et défini un niveau d'aide financière optimal en fonction d'un ensemble de paramètres, dont l'avis des intervenants du milieu proches de la population visée.

Référence : R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 11.3

2.3.1 Étude de cas sur le PTÉ des réfrigérateurs pour une mesure existante

L'élément clé pour la réduction des déficits en réseau autonome au nord du 53° parallèle est la réduction de la consommation de la clientèle en dessous de 30 kWh/j, soit la consommation qui ne fait pas l'objet d'une tarification dissuasive. Plusieurs moyens peuvent être envisagés, soit l'efficacité ou l'effacement du client.

En lien avec le choix des scénarios et leur viabilité financière, tel qu'énoncé dans la décision D-2013-037 (par. 116 et 117), dans cette section le GRAME présente une étude de cas d'un scénario de viabilité financière d'une offre de réfrigérateur efficace en réseaux autonomes.

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

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

Référence : R-3824-2012, D-2013-037 (par. 116 et 117)

Ainsi, à titre illustratif, nous présentons le calcul de l'impact financier d'un scénario d'une mesure d'efficacité énergétique du programme Produit Mieux consommer. (Voir Annexe I : Étude de cas de viabilité financière d'une offre de remplacement de réfrigérateur non efficace.).

Dans cette optique, nous avons analysé le potentiel de réduction des déficits d'une initiative visant le remplacement des réfrigérateurs des usagers du service de distribution par des réfrigérateurs « Energy Star » à faible consommation d'énergie.

L'étude de sensibilité du potentiel du remplacement des réfrigérateurs des usagers du service de distribution par des réfrigérateurs « Energy Star » à faible consommation d'énergie démontre que le Distributeur pourrait réaliser des économies sur 15 ans jusqu'à un maximum de 2 à 3 M\$⁴⁶ avec un scénario où les nouveaux réfrigérateurs seraient offerts gratuitement. Tout autre scénario pourrait être étudié par le Distributeur, mais selon l'étude de sensibilité des scénarios, le minimum d'économie à réaliser se situe entre 2 à 3 \$M, en retenant le scénario de subvention maximale.

2.4 Conclusions et recommandations

Puisque le Distributeur indique que la planification des activités pour les réseaux autonomes sera présentée dans le Plan d'approvisionnement 2014-2025⁴⁷, le GRAME complétera l'identification d'analyses de viabilité financière pour les mesures liées au PTÉ, à la fois pour les mesures du PGEÉ et pour cibler les moyens de gestion de la demande en puissance, ou des moyens d'effacement de la demande.

Pour ce qui est des opportunités et des moyens qu'offre le PGEÉ pour réduire les déficits des réseaux autonomes, on constate à la lumière de l'étude de cas sur les réfrigérateurs que le Distributeur a tardé dans la mise en œuvre du PGEÉ en réseaux autonomes.

Compte tenu des coûts évités significatifs et des déficits récurrents en RA, il est surprenant qu'en 2013, avec toutes les connaissances portant sur la viabilité des moyens pour réduire la consommation, le Distributeur n'ait toujours pas agi pour réduire significativement la consommation d'énergie dans ces réseaux et réduire les émissions de GES qui en résultent.

⁴⁶ À ces calculs, il faudrait retrancher les coûts de frais d'administration du programme et de livraison des équipements, dans le cas où le Distributeur assumerait la livraison.

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

Le GRAME demande à la Régie d'indiquer au Distributeur qu'il doit déposer des analyses de viabilité financière pour l'ensemble de ses mesures et moyens déjà ciblés par son PGEÉ, incluant le potentiel de réduction des déficits en réseaux autonomes.

Pour ce qui est de la compensation pour le mazout de 30 %, pour les cas de la géothermie, du solaire ou de l'énergie éolienne, puisqu'aucune de ces formes d'énergie ne peut présenter de factures pour l'achat de combustible pour que le client reçoive la compensation de 30 %, le GRAME demande au Distributeur de soumettre d'autres méthodes de calculs pour déterminer une compensation pour les clients qui souhaiteraient s'effacer en partie d'un réseau autonome.

Par conséquent, concernant la clientèle résidentielle, le GRAME recommande que soient identifiées des propositions de remboursement pour la clientèle utilisant d'autres formes d'énergie, selon les économies d'énergie générées annuellement. Ainsi, au lieu de créer un incitatif sous forme d'une aide pour l'achat de panneaux solaire, la clientèle pourrait recevoir une compensation annuelle pour s'effacer du réseau.

Pour terminer, concernant les opportunités de développer des sources d'approvisionnement en énergie qui soient alternatives aux centrales thermiques, le GRAME recommande que soit mise en place une procédure d'application pour le développement des ressources alternatives pour l'alimentation des réseaux autonomes.

L'important est de lancer le signal aux fournisseurs afin d'encourager le déploiement de stratégies commerciales. À cet effet, la Régie a statué que *chacun des RA peut offrir l'occasion de tester des technologies ou des mesures à l'échelle de projets-pilotes de petite envergure.*

[551] Par ailleurs, chacun des RA peut offrir l'occasion de tester des technologies ou des mesures à l'échelle de projets-pilotes de petite envergure. Les risques financiers liés à l'essai et à l'évaluation de telles mesures sont donc limités. En outre, l'impact économique des mesures d'efficacité énergétique, à l'échelle de ces réseaux, peut être considérablement plus important qu'en réseau intégré où les coûts évités sont beaucoup plus bas. La Régie encourage le Distributeur à tester et à évaluer en conditions réelles les mesures les plus prometteuses identifiées dans le rapport d'analyse du PTÉ en efficacité énergétique dans les RA. (R-3814-2012, D-2013-037 (par.551))

Pour favoriser l'émergence de ces nouvelles technologies, le GRAME demande au Distributeur d'établir sans plus attendre des règles de bases pour ouvrir la porte à la participation de fournisseurs de services, comme par exemple :

- **prix du kWh, par réseau;**
- **choix des ressources considérées renouvelables;**
- **délais de production;**
- **besoins par réseau.**

3. PGEÉ ET RESULTATS DES TNT- BUDGET 2014

Tel qu'indiqué dans sa demande d'intervention, le GRAME aborde la question des tests de ces programmes, puisque la preuve du Distributeur sur les résultats des tests économiques démontre que les TNT sont négatifs pour tous les programmes, sauf ceux des réseaux autonomes et ceux de la gestion de la demande en puissance. À cet égard, on constate que le TNT est positif uniquement pour le cas des réseaux autonomes, alors qu'il est négatif pour le marché résidentiel et affaires du réseau intégré. Il est clair que des efforts additionnels doivent être faits pour la livraison des programmes du PGEÉ dans les réseaux autonomes.

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

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

Référence : R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, section 4.1, Analyses économiques, Tableau 7, page 25

Au tableau 7⁴⁸ on constate que le test du participant (ci-après, le TP) est très élevé pour le marché résidentiel, de même que celui pour le marché affaires–commercial et institutionnel, soit respectivement de 145 M\$ et de 203 M\$, avec des tests de neutralité tarifaire (TNT) respectivement de -45 M\$ et de -27 M\$, comparativement au TP pour le marché affaires–industriel. On note aussi que le TP est supérieur au TCTR dans les trois cas, alors que les trois TNT sont négatifs, indiquant comme le précise le Distributeur au GRAME que *les coûts évités du Distributeur sont inférieurs à la somme des coûts de déploiement du programme et de la perte de revenus provenant de la diminution de la consommation du client.*⁴⁹

⁴⁸ R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, section 4.1, Analyses économiques, page 25 Tableau 7

⁴⁹ R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 7.2.

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

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

Référence : R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, section 4.1, Analyses économiques, Tableau 7, page 25

Concernant le tableau 8⁵⁰, *Résultats des analyses de sensibilité pour l'ensemble du PGEÉ*, on constate qu'il serait possible d'améliorer la rentabilité du PGEÉ, bien que de nombreux facteurs soient à considérer, comme la capacité de la clientèle d'entreprendre des investissements en efficacité énergétique et l'impact de la hausse du prix de l'électricité. Parmi ces efforts d'améliorations figurent les activités de promotion des programmes du PGEÉ, combinées à la recherche par le Distributeur de moyens ayant plus de résultats d'économies d'énergie, à moindre coût, comme les mesures de réhabilitation des composantes des immeubles, ou les rétrofits, par rapport au financement d'un luminaire complet.

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

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

Référence : R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, section 4.1.1, Analyses de sensibilité Tableau 8, page 26

À cet égard, le GRAME demandait au Distributeur quelles sont les actions pouvant être mises en place par le PGEÉ pour améliorer les résultats de l'analyse économique et ainsi réduire l'impact sur les tarifs. Bien que le Distributeur explique ses méthodes, il ne propose pas d'amélioration ou d'actions pour améliorer les résultats de l'analyse économique :

⁵⁰ R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, section 4.1.1, Analyses de sensibilité Tableau 8, page 26

Le Distributeur établit les modalités de ses programmes en fonction de différents paramètres, notamment le coût du programme, les économies d'énergie obtenues, le niveau d'aide financière et le résultat des analyses économiques. Ces modalités sont également fonctions du potentiel technico-économique et des informations de marché, notamment les barrières commerciales, les acteurs du marché, de même que le coût et le surcoût des mesures considérées.

Une fois un programme déployé, le Distributeur peut procéder à des ajustements au programme à chaque demande budgétaire en fonction des résultats observés ou des rapports d'évaluation réalisés.

Référence : R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 7.5

Avec la tendance démontrée par le TNT, il serait opportun de changer la manière de faire de l'efficacité énergétique au Québec et d'introduire des notions liées au cycle de vie des produits, incluant la revalorisation et la réhabilitation des composantes. Le Distributeur doit considérer le PGEÉ à titre d'investissements.

Le GRAME est d'avis que le Distributeur doit rechercher des moyens d'améliorer ses résultats pour l'ensemble du PGEÉ, non seulement par la recherche d'économie d'énergie, mais aussi par des mesures permettant d'améliorer les tests de neutralité tarifaire.

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

I. GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE

Dans son rapport sur le Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance réseau intégré du plan d’approvisionnement 2011-2020, le Distributeur propose d’utiliser le terme *gestion de la demande en puissance* au lieu de *gestion de la consommation*⁵¹ et précise au GRAME que *toute intervention auprès des clients visant à réduire les besoins de puissance du Distributeur constitue un moyen de gestion de la demande en puissance*.⁵²

De l’avis du GRAME, il est possible de réduire les coûts relatifs aux réseaux autonomes par des moyens de gestion de la demande en puissance, par lesquels les clients réduiraient leur consommation en transférant leurs charges vers d’autres sources d’alimentation que l’électricité, évitant ainsi le phénomène, appelé « reprise de charge », (qui) limite le PTÉ de la gestion de la demande en puissance.⁵³

Le GRAME est d’avis que les moyens visant le transfert des charges vers d’autres sources d’énergie impliquent une réduction de la consommation d’électricité produite au mazout et non une réduction de la consommation d’énergie dans le cas des réseaux autonomes. En ce sens, le Distributeur doit considérer les économies de charge sur la base des coûts évités correspondants, en ce sens ces économies de charges devraient être considérées comme un champ d’expertise connexe au PGEÉ, visant spécifiquement les mesures d’effacement de la demande en puissance.

Pour le cas des réseaux autonomes, ces mesures devraient être intégrées au PUEÉ.

Pour ce qui est du réseau intégré, ces mesures, comme l’appel au public et la promotion du tarif DT et celles qui seront proposées éventuellement par le Distributeur, devraient être intégrées à un champ d’expertise connexe au PGEÉ, comme pour le PUEÉ, avec des budgets spécifiques, puisque les cibles visent le déplacement des charges et la réduction de coûts.

1.2.1 Tarif DT et gestion de la demande

Bien que le tarif Biénergie DT soit utile pour réduire la charge du réseau à la pointe en hiver, le GRAME est d’avis que le programme Biénergie DT est un programme favorisant l’utilisation de deux formes d’énergie sans comporter de résultats nets en efficacité énergétique, outre l’effacement de charge électrique au profit d’une autre charge, notamment au mazout, ce que confirme le Distributeur.

⁵¹ État d’avancement 2012 du plan d’approvisionnement 2011-2020 : Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance –réseau intégré : page 3

⁵² R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d’Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 3.1

⁵³ État d’avancement 2012 du plan d’approvisionnement 2011-2020 : Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance –réseau intégré : p. 4

Par conséquent, bien que le GRAME est d'avis que le Distributeur doit maintenir ses efforts de promotion, le GRAME est d'avis que la promotion du tarif DT ne devrait pas faire partie de la demande de budget du PGEÉ, mais plutôt d'un programme d'utilisation efficace de l'énergie en réseau intégré.

Puisque ce programme Biénergie DT est utile pour les fins de la gestion de la puissance à la pointe, le GRAME est d'avis qu'il pourrait être ouvert à d'autres formes d'énergie, comme l'énergie solaire passive, bien que l'énergie solaire passive ne soit pas disponible sur demande, comme c'est le cas pour le chauffage au mazout. À cette fin, le GRAME recommande la mise en place d'un projet pilote pour déterminer les valeurs cibles d'un tel tarif biénergie pour le chauffage des habitations par des énergies renouvelables.

1.2.2 L'appel au public : un outil efficace pour la gestion de la demande

Le GRAME se réjouit de constater que le Distributeur développe des stratégies d'appels au public afin d'encourager sa clientèle à mieux gérer sa consommation énergétique lors des pointes hivernales.

Par ailleurs, les pouvoirs d'approbation des moyens de gestion de la demande (tels que l'appel au public, les fonctionnalités de type smart grid, etc.) n'incombent pas au MRN, par conséquent le GRAME vous soumet qu'elles sont plutôt du ressort de la Régie de l'énergie.

À l'instar des activités de promotion de la biénergie (tarif DT), l'appel au public est une mesure qui devrait faire l'objet d'un traitement distinct des programmes du PGEÉ. Ainsi, le GRAME recommande que l'activité de sensibilisation pour l'*Appel au public* fasse partie d'un programme d'utilisation efficace de l'énergie en réseau intégré au prochain dossier, bien qu'il recommande d'approuver le budget requis de 2M\$ au présent dossier.

1.2.3 Gestion de la demande en réseau autonome selon les profils de puissance

Compte tenu du fait que les besoins en équipements sont gérés individuellement, par réseau autonome, l'impact des moyens de gestion de la demande en puissance aura des impacts spécifiques **sur chaque réseau isolé** selon le niveau de la puissance de garantie requise⁵⁴.

Le GRAME est d'avis que cette analyse amène un constat, les réseaux autonomes ont des besoins différenciés selon les réseaux. Considérant que ces investissements additionnels impliquent l'ajout d'équipement de production peu efficace au Mazout, le GRAME est préoccupé par le temps que prend le Distributeur pour mettre en place des moyens de gestion de la demande en puissance.

Par conséquent, le GRAME recommande qu'un sondage soit réalisé par le Distributeur pour cibler les usages de sa clientèle pour chacun de ces réseaux et que les compteurs intelligents soient installés sans délais dans les réseaux autonomes. Par la suite, des moyens de gestion de la pointe devront être développés sans plus tarder.

⁵⁴ Décision D-2012-024, par. 94

2. RESEAUX AUTONOMES ET POTENTIEL TECHNICO-ECONOMIQUE EN RESEAUX AUTONOMES

Puisque le Distributeur indique que la planification des activités pour les réseaux autonomes sera présentée dans le Plan d'approvisionnement 2014-2025⁵⁵, le GRAME complétera l'identification d'analyses de viabilité financière pour les mesures liées au PTÉ, à la fois pour les mesures du PGEÉ et pour cibler les moyens de gestion de la demande en puissance, ou des moyens d'effacement de la demande.

Pour ce qui est des opportunités et des moyens qu'offre le PGEÉ pour réduire les déficits des réseaux autonomes, on constate à la lumière des résultats de l'étude de cas sur les réfrigérateurs, que le Distributeur a tardé dans la mise en œuvre du PGEÉ en réseaux autonomes.

Compte tenu des coûts évités significatifs et des déficits récurrent en RA, il est surprenant qu'en 2013, avec toutes les connaissances portant sur la viabilité des moyens pour réduire la consommation, que le Distributeur n'ait toujours pas agit pour réduire significativement la consommation d'énergie dans ces réseaux et réduire les émissions de GES qui en résultent.

Le GRAME recommande donc à la Régie d'indiquer au Distributeur qu'il doit déposer des analyses de viabilité financière pour l'ensemble de ses mesures et moyens déjà ciblés par son PGEÉ, incluant le potentiel de réduction des déficits en réseaux autonomes.

Pour ce qui est des programmes commerciaux d'utilisation efficace de l'énergie (le PUEÉ en RA) et de la compensation pour le mazout de 30 %, le GRAME constate que pour les cas de la géothermie, du solaire ou de l'énergie éolienne, puisqu'aucune de ces formes d'énergie ne peut présenter de factures pour l'achat de combustible pour que le client reçoive la compensation de 30 %, le GRAME demande au Distributeur de soumettre d'autres méthodes de calculs pour déterminer une compensation pour les clients qui souhaiterait s'effacer en partie d'un réseau autonome.

Pour terminer, concernant les opportunités de développer des sources d'approvisionnement en énergie qui soient alternatives aux centrales thermiques, le GRAME recommande que soit mise en place une procédure d'application pour le développement des ressources alternatives pour l'alimentation des réseaux autonomes afin de lancer le signal aux fournisseurs pour encourager le déploiement de stratégies commerciales. À cet effet, la Régie a statué que *chacun des RA peut offrir l'occasion de tester des technologies ou des mesures à l'échelle de projets pilotes de petite envergure*. (R-3814-2012, D-2013-037 (par.551))

Pour favoriser l'émergence de ces nouvelles technologies, le GRAME demande au Distributeur d'établir sans plus attendre des règles de bases pour ouvrir la porte à la participation de fournisseurs de services comme par exemple :

⁵⁵ R-3854-2013, B-0036, HQD-9, document 1, Annexe D, Suivi des demandes de la Régie, p. 47

- prix du kWh, par réseau;
- choix des ressources considérées renouvelables;
- délais de production;
- besoins par réseau.

3. PGEÉ ET RESULTATS DES TNT- BUDGET 2014

Tel qu'indiqué dans sa demande d'intervention, le GRAME aborde la question des tests de ces programmes, puisque la preuve du Distributeur sur les résultats des tests économiques démontre que les TNT sont négatifs pour tous les programmes, sauf ceux des réseaux autonomes et ceux de la gestion de la demande en puissance. À cet égard, on constate que le TNT est positif uniquement pour le cas des réseaux autonomes, alors qu'il est négatif pour le marché résidentiel et affaires du réseau intégré. Il est clair que des efforts additionnels doivent être faits pour la livraison des programmes du PGEÉ dans les réseaux autonomes.

Avec la tendance démontrée par le TNT, il serait opportun de changer la manière de faire de l'efficacité énergétique au Québec et d'introduire des notions liées au cycle de vie des produits, incluant la revalorisation et la réhabilitation des composantes. Le Distributeur doit considérer le PGEÉ à titre d'investissement.

Le GRAME est d'avis que le Distributeur doit rechercher des moyens d'améliorer ses résultats pour l'ensemble du PGEÉ, non seulement par la recherche d'économie d'énergie, mais aussi par des mesures permettant d'améliorer les tests de neutralité tarifaire.

RÉFÉRENCES

Site Web consulté en novembre 2013 : Pepco Announces First Peak Energy Savings Day of 2013
<http://www.pepco.com/welcome/news/releases/archives/2013/article.aspx?cid=2351>

Pepco Announces First Peak Energy Savings Day of 2013

Tuesday, August 20, 2013

Maryland Customers and District Customers can Save Money by Saving Energy

WASHINGTON, D.C. – Pepco asks all of its customers to conserve energy on Wednesday, Aug. 21, as an increased demand for electricity throughout the mid-Atlantic region is anticipated. The power supply in the region is expected to be sufficient to meet anticipated high demand.

For **Pepco Maryland customers**, the Maryland Public Service Commission has approved **Peak Energy Savings**. It rewards **Pepco Maryland customers** by offering bill credits when Maryland customers reduce energy use at home during Peak Savings Days. **Pepco Maryland customers** will automatically receive a phone call giving the hours for reducing energy use. Customers can also choose to be notified by email or text.

Pepco Maryland customers who reduce energy use below their specified baseline during the specific hours of the **Peak Savings Day** can receive a credit of \$1.25 off their bill for every kilowatt hour (kWh) of reduced usage, through the Peak Energy Savings Credit program.

For **Maryland and District of Columbia customers** participating in **Pepco's voluntary Energy Wise Rewards** program a conservation period will be called from 1 p.m. – 5 p.m., on Wednesday. This means that Pepco will cycle the participants' air conditioner compressors off and on for short intervals during these hours. Because the air conditioner fans will continue to run, however, most customers will not notice a temperature change in their home, and those who do should experience only a 1- to 3-degree change. It may take up to a half-hour after the event ends at 5 p.m. for air conditioners to resume normal operations.

Peak Energy Savings Credit and Energy Wise Rewards are voluntary programs. Customers can learn more about Peak Energy Savings Credits by calling -855-730-PEAK or visit takecontrolmaryland.com/pesc. To learn more about Energy Wise Rewards call 1-866-353-5798 or visit pepco.com/rewards.

Pepco, a subsidiary of Pepco Holdings, Inc. (NYSE: POM), delivers safe, reliable and affordable electric service to more than 793,000 customers in Maryland and the District of Columbia.

Site Web consulté en novembre 2013 dans l'onglet Smart Meter : Peak Energy savings credit - Reduce energy use on Peak Savings Days this summer and earn a credit off your bill. : <http://www.delmarva.com/energy/blueprint/indpl/peakenergy/>



Reduce energy use on Peak Savings Days this summer and earn a credit off your bill.

When the temperature goes up in summer so does the demand for electricity. The **Peak Energy Savings Credit** lets you earn a credit off your bill when you reduce your electricity use on specially designated Peak Savings Days.

Here's what you need to do:

NO ENROLLMENT NECESSARY.

When a Peak Savings Day is announced you'll automatically receive

- 1** a phone call giving you the hours for reducing your energy use. You can also choose to be notified by email or text.

TAKE ACTION. Reduce your energy use below your baseline during the specific hours of the Peak Savings Day to earn a credit off your bill.

- 2**

VIEW YOUR CREDIT. You'll see your credit on your next bill or online through *My Account* at delmarva.com/myaccount.

- 3**

Peak Savings Days take place between June and September, typically occur between noon and 8:00 p.m., and usually last a few hours. During these periods, you will receive a credit of \$1.25 off your bill for every kilowatt hour (kWh) you reduce your energy below your baseline. The more energy you save below your baseline, the larger your credit will be.

Saving energy on Peak Savings Days can be as simple as turning off lights, waiting to run your clothes dryer until later or setting the temperature on your thermostat a few degrees higher. You can also save energy on Peak Savings Days by signing up for our [Energy Wise Rewards program](#). You do not need to enroll to participate in the Peak Energy Savings Credit, and you can customize your notification settings to receive updates on when Peak Savings Days will occur by visiting [My Account](#).

Site Web Écowatt Bretagne consulté en novembre 2013 : Réseau de transport d'électricité – Écowatt Bretagne, Dossier de presse - Bilan Écowatt Bretagne 2011-2012, p.5, 15 mars 2012 : http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/presse/dp-2012/2012_03_15_DP_RTE_Ouest_Bilan_EcoWatt_bzh.pdf



www.ecowatt-bretagne.fr

DOSSIER DE PRESSE

BILAN ÉCOWATT BRETAGNE 2011 – 2012

15 MARS 2012



CONTACTS PRESSE :

Gulfstream Communication
Marie Poirier/ Françoise Landais
Tél. : 02 72 64 72 21 & 06 86 06 15 62
mpoirier@gs-com.fr/flandais@gs-com.fr

CONTACTS RTE :

Sandrine Morassi
Tél. : 02 40 67 37 08 & 06 12 49 60 91
sandrine.morassi@rte-france.com
Caroline Brigant
Tél. : 02 40 67 45 70 & 06 62 26 83 67
caroline.brigant@rte-france.com



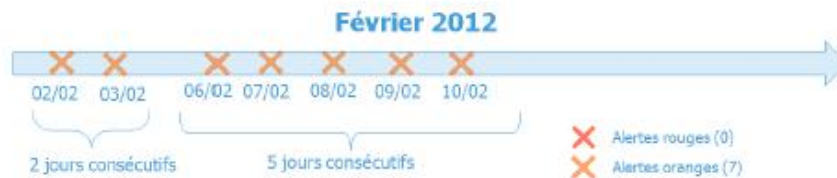


Dossier de presse

UNE DIMINUTION DE LA CONSOMMATION ÉLECTRIQUE EN BRETAGNE LORS DE LA VAGUE DE FROID

Après un automne et un début d'hiver marqués par des températures exceptionnellement douces, une vague de froid s'est abattue sur la France, début février 2012.

Sur cette période, une série d'alertes ÉcoWatt a été déclenchée en Bretagne : au total, 7 alertes orange ont été lancées entre le jeudi 2 et le vendredi 10 février 2012.



La consommation d'électricité dans l'Ouest a ainsi atteint un pic historique à 18 000 MW, le jeudi 9 février 2012, dépassant le précédent pic de 17 150 MW, enregistrée le 7 janvier 2009.

Au regard de la bonne disponibilité du réseau et des moyens de production, ces niveaux de consommation ont pu être franchis sans coupure d'électricité, durant ces journées particulièrement froides. La mobilisation des ÉcoW'acteurs - particuliers, mais aussi entreprises et collectivités - le matin (entre 8h00 et 12h00) et le soir (entre 18h00 et 20h00), a également contribué à passer ces pointes de consommation.

Jusqu'à 2 à 3% de consommation économisée

Suivant les estimations effectuées par RTE, à partir des déclarations des ÉcoW'acteurs et de ses bilans de consommation, les effets des gestes des ÉcoW'acteurs durant les 7 jours de froid, se sont en effet traduits par une réduction de la consommation qui a pu atteindre jusqu'à 2 % à 3 % aux heures les plus chargées, soit l'équivalent de la consommation cumulée des villes de Quimper, Vannes et Saint Malo.