

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC

DISTRICT DE MONTRÉAL

HQD - Demande d'approbation du plan
d'approvisionnement 2017-2026

DOSSIER

R-3986-2016

PREUVE DU GRAME-I

RÉSEAU INTÉGRÉ

Préparé par

Nicole Moreau
Analyste environnement et énergie
EnviroConstats

Et

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 avril 2017

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 et des plans d'approvisionnement.

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 matières

Mandat.....	2
I. Coûts et risques associés aux approvisionnements et surplus	4
1.1 Préambule	4
1.2 Coûts et risques associés aux approvisionnements et surplus (B-0006 et B-0011)..	4
1.3 Le Plan d'action en électrification des transports 2015-2020.....	5
1.4 Conclusions et recommandations	8
II. Amélioration des approches de sensibilisation à la notion de pointe et des mesures comportementales de baisse de la température de consigne	9
III. Programmes d'interruption de charges	13
3.1 Chauffage distribué (plinthes électriques) et Chauffage central.....	13

I. COÛTS ET RISQUES ASSOCIÉS AUX APPROVISIONNEMENTS ET SURPLUS

1.1 Préambule

Dans la décision D-2013-183 rendue au dossier R-3864-2013, la Régie indiquait que «la question des options à la disposition du Distributeur pour faire face aux surplus d'énergie est pertinente dans le cadre de l'examen d'un plan d'approvisionnement, puisqu'elle a trait aux choix des stratégies pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande »¹.

1.2 Coûts et risques associés aux approvisionnements et surplus (B-0006 et B-0011)

À l'égard des options à la disposition du Distributeur pour faire face aux surplus d'énergie et aux choix des stratégies pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande, le GRAME indiquait dans sa demande d'intervention (par. 15) aborder les options de raccordement pour les réseaux de La Romaine et des Îles-de-la-Madeleine.

Concernant le réseau de la Romaine, soit l'équivalent 150 GWh² et le réseau des IDLM de l'ordre de 2 TWh³ sur la durée du plan, le Distributeur précise au GRAME qu'il tiendra compte lors de l'analyse économique des coûts de conversion, de l'apport de ces réseaux à la réduction des surplus, par le biais des coûts évités de fourniture du réseau intégré :

Réponse : Les analyses économiques de projets de raccordement incorporent les coûts évités de fourniture du réseau intégré.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 1.1 et 1.2

Concernant le réseau des IDLM, la preuve du Distributeur indique qu'une étude d'avant-projet visant le raccordement du réseau des Îles-de-la-Madeleine est en cours et qu'en parallèle, il prévoit lancer un appel de propositions afin d'évaluer si une solution alternative au projet de raccordement serait plus avantageuse.

En octobre 2015, le Distributeur a procédé au lancement d'un appel de propositions visant un bloc d'énergie éolienne d'une puissance installée de 6 MW au réseau des Îles-de-la-Madeleine. La mise en service des éoliennes est prévue à l'horizon 2020. De plus, dans l'optique de poursuivre la conversion des Îles-de-la-Madeleine, le Distributeur a entamé deux processus en parallèle. D'une part, le Distributeur a lancé en 2016 une étude d'avant-projet visant le raccordement du réseau des Îles-de-la-Madeleine (Cap-aux-Meules) au réseau intégré d'Hydro-Québec.

Cet avant-projet a pour but de préciser le niveau des investissements qui serait requis pour réaliser un tel projet, lequel consisterait à relier deux circuits de câbles sous-marins à des postes convertisseurs qui seraient situés à Percé et à Cap-aux-Meules. D'autre part, le Distributeur prévoit lancer un appel de propositions afin d'évaluer si une solution alternative au projet de raccordement serait plus avantageuse. À cet effet, une table

¹ R-3864-2013, D-2013-183, par. 19

² R-3986-2016, B-0011, TABLEAU 2C-3.2, page 44

³ R-3986-2016, B-0011, Tableau 2C-1, page 37

d'échange, regroupant le Distributeur et des acteurs de la municipalité, a été mise en place dans le but de comparer d'autres solutions au raccordement ou au statu quo. Ces échanges débuteront en novembre 2016 et s'échelonnent jusqu'à la fin de 2017.

Référence : B-0010, page 10, section 4.1. Îles-de-la-Madeleine

Concernant l'appel de propositions prévu afin d'évaluer si une solution alternative au projet de raccordement serait plus avantageuse, le GRAME est d'avis qu'il est impératif que les solutions alternatives au projet de raccordement mise sur des énergies renouvelables. Le GRAME recommande à cet égard que l'appel de propositions tienne compte des critères de développement durable pour les approvisionnements de long terme.

Cependant, le GRAME est d'avis que l'option de raccordement a moins d'impact environnemental, surtout dans un contexte de surplus énergétiques de source hydro-électrique, qu'une combinaison autre de production comme le jumelage éolien-diesel, l'utilisation de la biomasse en complément, ou encore la réfection des centrales au diesel.

1.3 Le Plan d'action en électrification des transports 2015-2020

Le GRAME est préoccupé par les impact sur la demande la puissance du *Plan d'action en électrification des transports 2015-2020*, visant à atteindre un nombre de 100 000 véhicules électriques et hybrides rechargeables immatriculés au Québec d'ici 2020⁴, sur l'horizon du Plan d'approvisionnement 2017-2026. Le GRAME est d'avis qu'une évaluation de la demande en lien avec l'électrification des transports devrait être faite selon des scénarios (faible, moyen et fort) de la demande en puissance et en énergie ;

Nombre de rabais et de remboursements accordés aux particuliers (au 28/02/2017)

Date	Type						Total général
	VEE	VHR	VH	ME	VBV	Borne à domicile	
2012	217	591	3851			202	4861
2013	521	701	1149		2	519	2892
2014	1010	1388	3005			1094	6497
2015	1606	1303	3073			1320	7302
2016	1978	2792	3336	9		2289	10404
2017	332	403	362	2		619	1718
Total généré	5664	7179	14776	11	2	6043	33675

Légende

VEE : véhicule entièrement électrique VHR : véhicule hybride rechargeable

VH : véhicule hybride

ME : moto électrique

VBV : véhicule basse vitesse

⁴ Plan d'action en électrification des transports 2015-2020 : http://medias.mtq.fabrique3.net.s3.amazonaws.com/wp-content/uploads/2016/04/CIAO-050-LG2-MTQ-Rapport2016FRv2.1_.pdf, page 15

Ces chiffres sont légèrement inférieurs au nombre de véhicules électriques qui circulent sur les routes du Québec puisqu'ils n'incluent pas les véhicules d'occasion importés et les véhicules déjà immatriculés avant le lancement du programme Roulez électrique ou qui ont été acquis sans l'aide financière du gouvernement. (<http://vehiculeselectriques.gouv.qc.ca/actualite-roulez-electrique-en-chiffres-2016-10-26.asp>)

Référence : Tableau de données -Évolution du programme Roulez électrique : <http://vehiculeselectriques.gouv.qc.ca/infographie-roulez-electrique.asp>

Le GRAME note que le nombre d'achats de véhicules électriques ou hybrides chez les particuliers est en nette augmentation. À cet égard, le Distributeur réfère le GRAME à l'information fournie à la FCEI sur le nombre de véhicules prévu jusqu'en 2026⁵ :

1.4.1 Si oui, veuillez indiquer également comment est répartie la demande en énergie et en puissance en 2016 et sur l'horizon du plan.

Le tableau R-1.4.1 présente la contribution des véhicules électriques (VÉ) et hybrides rechargeables (VÉHR) à la demande annuelle en énergie.

TABLEAU R-1.4.1 :
CONTRIBUTION DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES (VÉ) ET HYBRIDES RECHARGEABLES (VÉHR) À LA DEMANDE ANNUELLE EN ÉNERGIE (GWH)

2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
32	51	82	131	207	325	469	612	757	898	1 041

Pour la contribution aux besoins en puissance à la pointe d'hiver, voir la réponse à la question 3.6 de la demande de renseignements de la FCEI à la pièce HQD-3, document 3.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 1.4.1

Le GRAME demandait des précisions au Distributeur sur les impacts sur la demande en énergie et en puissance sur l'horizon du Plan d'approvisionnement, de même que l'impact sur la demande en puissance et en énergie à la pointe du réseau. Concernant les besoins en puissance à la pointe, le Distributeur nous réfère à la réponse fournie à la FCEI :

TABLEAU R-3.6 :
CONTRIBUTION DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES ET HYBRIDES RECHARGEABLES AUX BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER (MW)

2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
5	8	13	20	32	51	78	106	134	161	189

⁵ R-3986-2016, B-0032, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la FCEI, RDDR 3.1

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la FCEI, RDDR 3.6

Le GRAME prend note que le Distributeur indique avoir tenu compte de l'augmentation des véhicules électriques sur la demande énergétique, notamment l'augmentation de la puissance requise à la pointe du réseau⁶, bien que cet impact ne soit pas intégré au plan directement lorsque l'on consulte la preuve du Distributeur.⁷

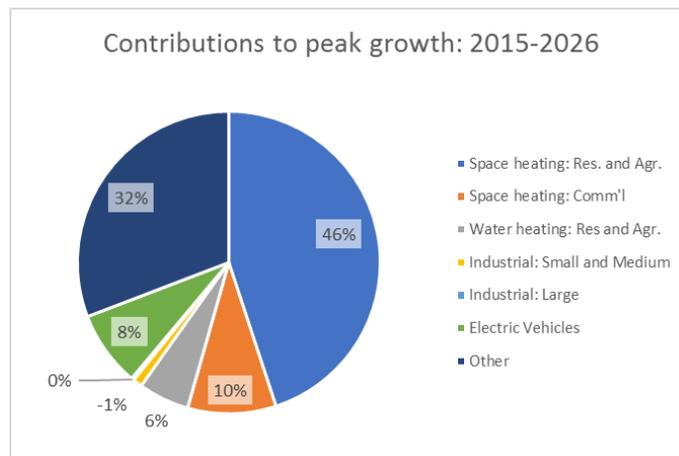
Le Distributeur explique les raisons pour lesquelles il ajoute à la marge la prévision de la demande excluant les véhicules électriques :

Puisque l'usage des véhicules électriques n'est pas présent en quantité suffisante dans la demande historique retenue pour calibrer le modèle de prévision, le Distributeur ne peut modéliser cet usage à partir d'intrants technico-économiques. Pour cette raison, l'impact des véhicules électriques sur la demande en énergie et en puissance est ajouté à la marge de la prévision de la demande excluant les véhicules électriques.

Référence : R-3986-2016, B-0032, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la FCEI, RDDR 3.5

Par ailleurs, au dossier R-3980-2016, Hydro-Québec estimait que « la contribution coïncidente à la pointe serait de l'ordre de 0,5 kW à 1 kW par véhicule, ce qui se traduirait par un impact en puissance de 50 MW à 100 MW pour 100 000 véhicules électriques. »⁸

Cette demande à la pointe est appelée à croître entre 2017-2026 :



Sources: R-3986-2016 HQD-1, document 2.2 and Réponses à la demande de renseignements no 1 de la FCEI, Response 3.6

Référence: Rapport RNCREQ, Synapse Energy Economics inc, page 9

⁶ R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 1.4

⁷ R-3986-2016, B-008, Tableau 2C-4 : PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES page 46

⁸ R-3980-2016, B-0072, Réponses à la demande de renseignements no 2 de la Régie, RDDR 51.5

L'autre point important soulevé par le rapport de Synapse Energy Economics inc, est le manque de signal de prix pour la clientèle résidentielle, qui pourra devenir critique avec la hausse de la présence de véhicules électriques. Il semble donc que non seulement la pointe de l'hiver pourra être affectée, mais également le profil de la consommation. De plus, Synapse Energy Economics inc.⁹ met en doute l'estimation de 0,6 kW de contribution moyenne d'un véhicule électrique ou hybride rechargeable aux besoins en puissance à la pointe d'hiver¹⁰, en indiquant que les modifications aux habitudes de consommation pourraient exacerber la demande de pointe du réseau de distribution.

Enfin, au dossier tarifaire R-3980-2016, le Distributeur mentionnait qu'il explorait des technologies pour réduire l'impact de la recharge des véhicules sans préciser les stratégies envisagées à court ou moyen terme : « Les technologies identifiées actuellement qui pourraient contribuer à la gestion de la charge sont la minuterie permettant de programmer la période de recharge du véhicule, les bornes dites intelligentes permettant un meilleur contrôle des périodes de charge en fonction des besoins du réseau et les technologies de stockage. »¹¹

1.4 Conclusions et recommandations

Dans un contexte où il y a déjà une forte pression sur la demande en pointe, le GRAME s'interroge sur les stratégies qui seront mises en place pour limiter les recharges lors des heures critiques. L'électrification du transport, encouragée par des mesures financières du gouvernement provincial, est une nouvelle réalité qui s'enracine au Québec : le nombre de véhicules augmentera annuellement tout comme dans les autres pays où l'on note une transformation du marché de l'automobile avec des mesures incitatives similaires.¹² Il faut établir dès maintenant des mesures pour diriger la consommation en dehors des heures de pointe.

Le GRAME recommande que le bilan des prévisions pour la demande en puissance et la demande en puissance à la pointe pour l'usage des véhicules électriques soit présenté systématiquement lors des prochains plans d'approvisionnement de manière à éviter que l'information soit soumise à la pièce. Cette information pourrait être présentée à la marge, jusqu'à ce que le Distributeur soit en mesure de modéliser cet usage.

Concernant les moyens pour réduire la demande en puissance à la pointe d'hiver, le rapport déposé par le RNCREQ fait part de solutions mises en place dans certaines juridictions :

⁹ Rapport RNCREQ, Synapse Energy Economics inc, page 33

¹⁰ R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la FCEI, RDDR 3.2

¹¹ R03980-2016, B-0072, Réponses à la demande de renseignements no 2 de la Régie, RDDR 51.4

¹² Overview of the Electric Vehicle market and the potential of charge points for demand response, ICF International, 10 mars 2016, pages 4 et 5

- Projet pilote d'utilisation des véhicules électriques à titre de périphériques de stockage¹³ ; et
- Tarification différenciée dans le temps (TDT) : mise en place pour les installations résidentielles ou de travail où les véhicules sont garés pendant de nombreuses heures plutôt que les installations publiques où les véhicules électriques ne sont garés que pendant quelques heures¹⁴.

Un autre exemple vaut la peine d'être cité, celui de la ville de San Diego (Californie), où afin d'éviter une surcharge de la demande, 80% des véhicules sont rechargés entre minuit et 5 heures AM.¹⁵

Le GRAME recommande que des solutions (minuterie, compteur indépendant avec TDT) soient mises en place, d'ici 2020-2021, lorsque la contribution des véhicules électriques à la demande en puissance à la pointe d'hiver aura plus d'impact¹⁶.

II. AMÉLIORATION DES APPROCHES DE SENSIBILISATION À LA NOTION DE POINTE ET DES MESURES COMPORTEMENTALES DE BAISSÉ DE LA TEMPÉRATURE DE CONSIGNE

Le GRAME aborde dans cette section la question de la contribution des interventions en efficacité énergétique et des options d'intervention en gestion de la demande sur la réduction des besoins en puissance. Le GRAME note qu'une cible à l'égard de l'impact de l'abaissement de la température de consigne des thermostats pour le chauffage des locaux a été identifiée par le Distributeur.

Le GRAME note avec satisfaction la modification de la méthode de prévision de la demande afin de prendre en compte les changements pour la clientèle résidentielle¹⁷ dans les modèles de prévision, notamment afin de tenir compte de l'impact de l'abaissement de la température de consigne des thermostats pour le chauffage des locaux, ayant été mesuré par sondage¹⁸, permettant d'éviter la mise en place de moyens d'approvisionnement en puissance permanents et coûteux, alors que la demande peut être inférieure aux prévisions établies par les modèles de prévision du Distributeur.

Concernant la pérennité de l'impact de l'abaissement de la température de consigne des thermostats, le Distributeur identifie un effritement de cette mesure sur la période du plan d'approvisionnement :

2.2 Veuillez présenter et justifier les hypothèses utilisées par le Distributeur quant à l'abaissement de la température de consigne. Veuillez présenter l'évolution de la

¹³ Rapport RNCREQ, Synapse Energy Economics inc, page 34

¹⁴ Rapport RNCREQ, Synapse Energy Economics inc, page 33

¹⁵ Overview of the Electric Vehicle market and the potential of charge points for demand response, ICF International, 10 mars 2016, page 4

¹⁶ R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la FCEI, RDDR 3.6

¹⁷ R-3986-2016, B-008, page 63

¹⁸ R-3986-2016, B-008, page 63

température de consigne utilisée pour chacune des années du plan. Si un effritement de la température de consigne est utilisé, veuillez le justifier et indiquer si un effritement a pu être mesuré par le Distributeur à ce jour.

Réponse : L'impact et les hypothèses reliés à l'abaissement de température de consigne pour l'année 2016 sont présentés aux réponses aux questions 13.1 et 13.3 de la demande de renseignements no 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.2 (B-0072) du dossier R-3980-2016. Pour l'année 2017, le Distributeur pose l'hypothèse que les clients conserveront le même comportement face à l'abaissement de température. Pour les années 2018 et suivantes, le Distributeur adopte une approche prudente concernant la pérennité du comportement d'abaissement de température dans le temps et intègre un effritement graduel de ce comportement sur la période du Plan.

Le tableau R-2.2 donne l'impact en énergie de l'abaissement de température 1 pour toutes les années du Plan.

TABLEAU R-2.2 :
IMPACT DE L'ABAISSEMENT DE LA TEMPÉRATURE DE CONSIGNE (GWh)

2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
-1 030	-920	-810	-700	-590	-500	-410	-320	-270	-210

Les données réelles à ce jour ne permettent pas de mesurer un effritement de ce comportement.

Voir également les réponses aux questions 2.1.1 et 2.2 de la demande de renseignements du ROÉÉ à la pièce HQD-3, document 7.

Référence : R-3986-2016, B-0032, Réponse à la demande de renseignements no 1 de la FCEI, RDDR 2.2

Concernant les options d'intervention en gestion de la demande sur la réduction des besoins en puissance, la mise en place d'un programme incitatif de remboursement de crédit lors des pointes de consommation représente une avenue à explorer.

Certaines mesures incitatives pour réduire la consommation à la pointe sont à retenir, notamment celles intégrant des incitatifs. Ces dernières connaissent une forte popularité aux États-Unis. À titre d'exemple le programme *Peak Energy Savings Credit*¹⁹, visant la réduction de la facture (crédit de 1,25 \$ pour chaque kWh économisé) rencontrait un taux de participation élevé dans l'État du Maryland. Le bilan de ce programme pour l'été 2013 concluait en **une participation de l'ordre de 60% de la clientèle** et que les inscrits avaient obtenu 3,4\$ millions en crédit sur leur facture et **une réduction de pointe de 2,3 millions kWh**.²⁰ La consommation moyenne de ces abonnés résidentiels était de 1 000 kWh/mois.

¹⁹ Intelligent Utility, Jay Demarest, Pepco Holdings Inc. approaches 400 MW under control, 370,000 customers for demand response, 14 avril 2014: <http://www.intelligentutility.com/article/14/04/pepco-holdings-inc-approaches-400-mw-under-control-370000-customers-demand-response> - Annexe VI

²⁰ Pepco Holdings Inc, PHI and U.S. Department of Energy Mark the Completion of the Smart Grid Investment Grant Programs, 15 janvier 2014 <http://www.pepcoholdings.com/about/news/archives/2014/article.aspx?cid=2455> - Annexe VII

En 2015, 82% de la clientèle de Pepco avait participé au programme avec un remboursement moyen de 5\$/client par journée de participation.²¹ Le GRAME est d'avis qu'il est nécessaire de mettre en place des mesures plus agressives pour réduire la consommation de pointe.

Il réitère sa conclusion du dossier R-3864-2013²² à l'effet que la technologie des compteurs avancés doit être utilisée pour maximiser ces investissements et que le moment est opportun pour évaluer la mise en place d'un programme incitatif de remboursement de crédit lors des pointes de consommation.

Le GRAME privilégie un programme de rabais puisque, à l'inverse de la tarification dynamique qui peut être perçue comme une mesure pénalisante par les consommateurs et qui désavantage les ménages à faible revenu, un programme de rabais à la consommation peut rallier plus facilement la population à la réduction de pointe.

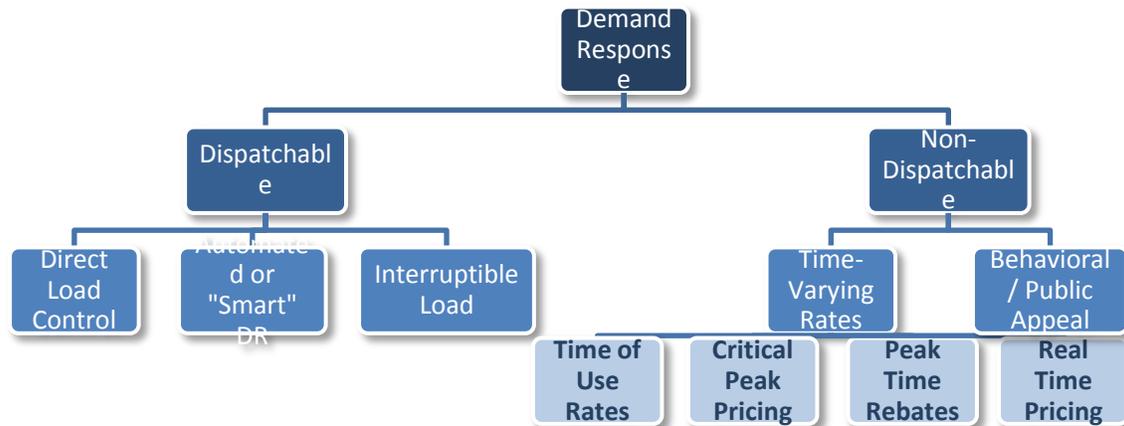
Finalement, le rapport de Synapse Energy Economics inc. déposé par le RNCREQ, aborde la problématique de la gestion de la demande et des solutions existantes. La figure 1, reproduite ci-dessous, soumet deux types de solutions, l'une associée à des programmes commerciaux, permettant un contrôle de l'interruption, direct ou automatique, de même que les programmes d'interruption de la demande, pour lesquels le Distributeur est à mettre en place des moyens visant cette catégorie (chauffe-eaux interruptibles, etc.). L'autre avenue de gestion de la demande présente deux grands moyens, l'une comportementale (appel au public) et l'autre utilisant la tarification, selon trois types. Au dossier R-3864-2013, le GRAME recommandait un type de tarification à rabais pour la pointe du réseau²³.

²¹ Customer Engagement Success Across the Nation, panel : The Peak Energy Savings Credit and Energy Wise Rewards, 22 septembre 2016

²² R-3864-2013, C-GRAME-0011, section 2.2, page 24

²³ R-3864-2013, C-GRAME-0011, section 2.2, page 24

Figure 1. Taxonomy of Demand Response Resources



Référence: Rapport RNCREQ, Synapse Energy Economics inc, page 5

Concernant la tarification différenciée dans le temps, le GRAME a participé activement aux dossiers²⁴ qui ont porté sur le projet pilote *Heure-juste*, visant à estimer les avantages et inconvénients d'une tarification différenciée dans le temps.

Bien que les résultats obtenus aient été favorables à la réduction de la demande à la pointe, le calibrage des tarifs basé sur la variabilité des coûts moyens hors-pointe et pointe, dont les différences ne sont pas significatives, n'a pas permis de cibler les coûts d'approvisionnement à la pointe de l'hiver, ni d'inciter le Distributeur à poursuivre dans cette direction.

À cet égard, Synapse Energy Economics inc. indique dans son rapport que compte tenu de la stabilité relative des coûts de l'énergie du Distributeur, sauf pour celle de la pointe de l'hiver, il n'est pas justifié de mettre en place une telle tarification. Cependant, il ajoute qu'un programme ciblant la pointe d'hiver spécifiquement, alors que les coûts marginaux sont significativement élevés, serait économiquement rentable (en attribuant des coûts à ceux qui les causent) et encouragerait un changement comportemental. Il suffirait ensuite de calibrer un tel tarif.

HQD's marginal energy and capacity prices are nearly flat over all hours except around winter peaks. As a result, a daily TOU rate is not justified, based on cost of service. However, a program that targets winter peak in particular, when the marginal costs are significantly higher, would be economically efficient (assigning costs to those who are causing them). It would likely incent consumer behavior that would lower the overall cost of service. As suggested earlier, a more granular approach to calculating avoided costs based on time of use (in relation to the system peak) would greatly facilitate the quantification of DR benefits.

Référence: Rapport RNCREQ, Synapse Energy Economics inc, page 42

²⁴ R-3644-20017 (projet pilote) ; R-3677-2008 (projet pilote-suivi) ; R-3740-2010 (projet pilote-résultats)

Le GRAME recommande la mise en place d'un programme de rabais s'appliquant à la pointe hivernale et s'enlignant avec la structure de coûts marginaux, programme qui serait disponible à tous les clients. Un tel programme serait complémentaire à celui visant l'abaissement de la température de consigne des thermostats et pourrait favoriser la réduction de l'effritement estimé par le Distributeur.

Synapse Energy Economics inc. semble favorable à ce type de programme, et explique que la facture des clients peut seulement être réduite, contrairement à une tarification pointe-hors-pointe pour la pointe de l'hiver, ce qui en fait de l'avis du GRAME un programme socialement acceptable. Resterait à calibrer le crédit offert à la pointe et à faire usage de la technologie des compteurs avancés, permettant d'en améliorer la rentabilité.

A peak time rebate program available to all customers (or even made the default for all customers, since their bills can only go down for participating), could be well aligned with HQD's marginal cost structure and meet with customer acceptance. Such a program, while it may be implemented through rates, is in effect a DR program with a very flexible opt-in structure. It would allow customers who are willing and able to take actions to help the system to exercise control over their electric bills. HQD's 2012 DR potential study identifies a series of behavior change measures in the residential sector that, if they were fully additive, would total 1,600 MW. Even just convincing customers to delay use of the dryer could reduce the peak by more than 500 MW. Such a program would also serve to reduce, perhaps to a *de minimis* level, the winter peak impacts of EV charging

Référence: Rapport RNCREQ, Synapse Energy Economics inc, page 43

III. PROGRAMMES D'INTERRUPTION DE CHARGES

Tel qu'indiqué dans sa demande d'intervention, le GRAME note que le Distributeur poursuit ses travaux liés à l'interruption de charges à distance sur de courtes périodes et souhaite assurer un suivi de la valeur ajoutée de ces interruptions en termes de puissance et des mesures d'effacement de la demande de pointe sur la période du plan d'approvisionnement.

3.1 Chauffage distribué (plinthés électriques) et Chauffage central

Concernant le chauffage distribué par plinthés électriques ou par chauffage central²⁵, le GRAME est satisfait des actions prises par le Distributeur pour évaluer les aspects technologiques et quantifier les gains potentiels.

L'objectif du GRAME est d'identifier le potentiel de contribution au bilan de puissance d'interruptions provenant des projets de charges de chauffage interruptible. Un tel programme pourrait notamment viser des bâtiments de plus grande envergure, notamment pour les marchés institutionnel et commercial. À titre de précision, le Distributeur indique que la gestion du chauffage distribué par plinthés électriques ou par chauffage central pourrait provenir de nouvelles constructions, ou encore de

²⁵ R-3986-2016, B-006, pages 21-22

constructions existantes, en autant que les clients possèdent des systèmes de chauffage centraux électriques à air pulsé.²⁶

Réponse : Le Distributeur rappelle que les projets de charges de chauffage interruptibles sont présentement à l'étape de projet pilote ou de démonstration. Les modalités seront élaborées une fois la rentabilité d'une intervention démontrée. Dans le cadre d'un éventuel programme de charges interruptibles, celles-ci pourraient provenir de constructions existantes ou de nouvelles constructions.

Voir aussi la réponse à la question 1.6 de la demande de renseignements de SÉ-AQLPA à la pièce HQD-16, document 10 (B-0086) du dossier R-3980-2016.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 1.6

Concernant le chauffage distribué par plinthes électriques ou par chauffage central, le Distributeur nous précise que l'évaluation en cours n'implique pas une analyse bénéfiques/coûts pour des bâtiments de plus grande envergure, notamment pour les marchés institutionnel et commercial.

Réponse : Le projet pilote ne vise que le marché résidentiel.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 1.7

À cette étape du projet, le Distributeur nous indique ne pas être en mesure de produire une estimation de la contribution de ce programme à la réduction de la demande en puissance et en énergie à la pointe du réseau :

Réponse : Les projets pilote et de démonstration étant en cours, le Distributeur n'est pas en mesure d'évaluer l'impact d'éventuels programmes sur la demande en puissance à la pointe du réseau.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 1.8

À cet égard, le GRAME soumet que le potentiel de réduction de la demande en puissance à la pointe devra être suivi de près, dès que plus d'informations seront disponibles, particulièrement si le Distributeur présente une demande d'ajout d'approvisionnement dans les prochaines années, pour lesquelles il a identifié des besoins en puissance additionnelle. Rappelons que les contrats d'approvisionnement sont de longue durée.

À cet égard, le GRAME rappelle l'opinion émise par la Régie relativement au plan d'approvisionnement 2014-2023, à l'effet de faire preuve de prudence²⁷ avant d'engager une ressource à hauteur de 1 000 MW en puissance pour une durée de 20 ans.

²⁶ R-3980-2016, B-0086, réponse à la question 1.6

²⁷ R-3864-2013, D-2014-205, p. 55, par. [224] Dans ce contexte, la Régie est d'avis, à l'instar de certains intervenants, que le Distributeur devrait faire preuve de prudence avant d'engager une ressource à la hauteur de 1000 MW en puissance pour une durée de 20 ans. La Régie considère qu'un appel d'offres en

Bien que le Distributeur n'ait pas identifié certains des moyens potentiels en réduction de la demande en puissance, il n'a pas non plus identifié au dossier R-4000-2017²⁸ l'impact potentiel sur son bilan de puissance de la conversion de la clientèle ciblée (marchés commercial, institutionnel et industriel) pour son programme de transition du mazout vers l'électricité²⁹, incluant également *les immeubles résidentiels de type multilocatif ou de condominiums assujettis au tarif D avec appel de puissance*.

Hydro-Québec se cherche de nouvelles avenues de croissance à l'international, mais elle n'a pas renoncé à augmenter ses profits au Québec. Le nouveau président de la division Distribution d'Hydro-Québec, qui a pour mission de dénicher les occasions de croissance qui restent, en a trouvé.

« Le mazout, c'est un potentiel énorme pour nous », a illustré David Murray lors d'un entretien avec La Presse.

Hydro-Québec reprend donc l'offensive pour rallier à l'électricité ceux qui consomment encore du mazout pour le chauffage ou les procédés industriels. « Il y a 33 térawattheures à aller chercher sur 170 térawattheures [consommation annuelle d'électricité au Québec], c'est un potentiel énorme. »

Référence : Article de la presse : Hélène Baril, Hydro veut en finir avec le mazout, La Presse, 9 février 2017 : <http://affaires.lapresse.ca/economie/energie-et-ressources/201702/09/01-5067758-hydro-veut-en-finir-avec-le-mazout.php>

Le GRAME soumet qu'il faudra suivre de très près à la fois l'évolution des programmes d'effacement à la pointe du réseau, ainsi que les ajouts qui pourraient survenir, soit par le biais du raccordement des IDLM, ou encore la conversion de clientèles commerciale, institutionnelle et industrielle du mazout vers l'électricité avant d'engager de nouveaux approvisionnements en puissance sur la durée du présent plan d'approvisionnement.

3.2 Charges interruptibles résidentielles / Chauffe-eau

Le GRAME note que le programme pourrait être reporté en raison des conclusions de l'Institut national de la santé publique³⁰ et demande du Distributeur de faire le point sur cette question lors des audiences à venir.

puissance de 1000 MW n'est pas justifié pour l'instant. Elle est d'avis qu'une quantité de 500 MW est suffisante.

²⁸ R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 1.9

²⁹ R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 1.9 : Réponse : Le programme en développement cible les clientèles des marchés commercial, institutionnel et industriel. Les immeubles résidentiels de type multilocatif ou de condominiums assujettis au tarif D avec appel de puissance sont également acceptés. La durée initiale du programme est de deux ans. Voir à cet effet le dossier R-4000-2017.

³⁰ <http://affaires.lapresse.ca/economie/energie-et-ressources/201703/08/01-5076939-hydro-quebec-renonce-a-un-projet-d-interruption-des-chauffe-eau.php>