
RÉGIE DE L'ÉNERGIE

CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC

DISTRICT DE MONTRÉAL

HQD - Demande relative à l'établissement
des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire
2018-2019

DOSSIER R-4011-2017

PREUVE DU GRAME-II

Tarif DP et GDP en Réseaux autonomes

Préparé par

Nicole Moreau
Analyste environnement et énergie
EnviroConstats

En collaboration avec

Valentina Poch
Analyste interne pour le GRAME

Pour le Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME)

DÉPOSÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 13 novembre 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.

Le GRAME a retenu également les services de Mme Valentina Poch. 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	3
I. Tarification / Tarif DP	5
1.1 Contexte	5
1.2 Conciliation des objectifs d'efficacité énergétique et absence de signal de prix de la deuxième tranche en deçà de 12 600 kWh/an.....	6
1.3 Impact entre les tarifs DP et D.....	7
1.4 Conclusions et recommandations	9
II. Interventions en gestion de la demande en puissance (GDP) en réseaux autonomes (RA)	10
2.1 Contexte	10
2.2 Campagnes de sensibilisation - Mesures de gestion de la demande en puissance..	10
2.2.1 Nunavik.....	11
2.2.2 Iles-de-la-Madeleine	12
2.2.3 Haute-Mauricie	13
2.2.4 Basse-Côte-Nord.....	14
2.2.5 Conclusion	16
2.3. Analyse des besoins selon les usages.....	16
2.4. Stockage de l'énergie.....	18
2.5. Présentation des coûts de la GDP	19

I. TARIFICATION / TARIF DP

1.1 Contexte

Selon le GRAME, l'implantation graduelle de la facturation de la puissance dès le premier kW au tarif DP par le Distributeur pourrait inciter la clientèle à avoir recours à des technologies de gestion de la charge, et avoir un impact sur la demande en puissance du réseau, mais certains points restent à clarifier.

En effet, puisque le segment de clients avantagés par la structure cible est composé de clients dont le facteur d'utilisation FU est élevé, peu importe l'appel de puissance, l'avantage de l'implantation graduelle de la facturation de la puissance dès le premier kW au tarif DP semble mitigé. À cet égard, le GRAME est d'avis que le Distributeur doit clarifier sa proposition quant aux impacts à la hausse ou à la baisse sur l'appel en puissance global de la clientèle de ce tarif.

Le Distributeur propose une mise à jour de la structure cible pour le tarif DP, dont la hausse graduelle du seuil de la première tranche de 1 200 à 12 600 kWh par mois pour lequel le prix de l'énergie proposé serait de 5,24 cents du kWh, comparativement à 5,82 cents (actuel) pour le tarif D.

Le Distributeur propose d'appliquer l'implantation graduelle de la facturation de la puissance dès le premier kW au tarif DP. Cette proposition a un impact négatif pour 42 % de la clientèle, alors que 58 % y trouveraient un avantage¹. Le GRAME note que les clients les plus fortement touchés sont caractérisés par de faibles appels de puissance ou un faible FU, ou les deux. Pour ces clients plus touchés, le GRAME est d'avis que ces clients n'auront pas d'avantage à instaurer de la technologie de gestion de la puissance considérant leur faible appel de puissance, créant une iniquité entre les clients de ce tarif. Plus encore, les prévisions du Distributeur concernant l'adhésion de ces clients au programme de GDP devraient être remises en question sérieusement, de même que les impacts sur la demande en puissance et les coûts liés à ce tarif.

Outre ces éléments, le GRAME est d'avis que le Distributeur devrait démontrer qu'il n'y aura pas d'iniquité entre le tarif D et le tarif DP, considérant un prix inférieur de la première tranche et considérant les avantages économiques énoncés. Il devrait également démontrer que sa proposition n'induit pas de modification de l'interfinancement entre ces deux tarifs.

¹ R-4011-2017, B-0047, page 26

1.2 Conciliation des objectifs d'efficacité énergétique et absence de signal de prix de la deuxième tranche en deçà de 12 600 kWh/an.

Concernant la conciliation des objectifs d'efficacité énergétique avec la présence de clients résidentiels au tarif DP et une tarification de la première tranche d'énergie ayant une cible de 12 600 kWh/an, le Distributeur nous renvoie à la gestion de la puissance, pour laquelle le GRAME émet des doutes sérieux puisque les clients les plus avantageés seront ceux ayant un FU élevé, qu'importe la puissance appelée. Bien que la gestion de la puissance puisse réduire les pics de consommation, les répartir et améliorer le FU, la clientèle ayant déjà un FU élevé n'aura pas à mettre en place une meilleure gestion de sa puissance, faisant en sorte que le profil de cette clientèle n'aura pas tendance à être modifié. Ce seront les clients désavantagés qui auront le choix entre améliorer leur FU, ou changer de tarif.

Réponse : Le Distributeur est d'avis que l'efficacité énergétique ne se limite pas au simple fait de diminuer la consommation d'énergie. Elle vise à ce que le client utilise de façon efficace les actifs mis à sa disposition. Ainsi, une meilleure gestion de la puissance permet au client de réduire son appel de puissance à consommation égale. Il en résulte nécessairement un accroissement du FU. Conséquemment, une structure misant sur une amélioration du signal de prix en puissance favorise les clients à fort FU mensuels, en diminuant leur prix unitaire.

Le Distributeur tient à préciser que le signal de prix en puissance n'est pas annulé par la hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie. La hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie du tarif DP est nécessaire pour compenser la hausse des revenus générée par la facturation de la puissance dès le 1^{er} kW appelé. En facturant la puissance dès le 1^{er} kW appelé, le client aura toujours intérêt à gérer sa puissance afin de diminuer sa facture d'électricité.

Référence : R-4011-2017, B-0089, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 1.1, pages 5-6

De plus, bien que la facturation de puissance soit modifiée pour s'appliquer dès le 1^{er} kW appelé, les données du Distributeur démontrent que les clients avec un fort FU, qu'importe leur appel de puissance, sont avantageés même avec une facturation dès le 1^{er} kW appelé. Ainsi sur une période donnée, comparativement à l'ancien tarif, ces clients auront une facture moins élevée. Le GRAME n'y voit pas de signal concret de prix en puissance pour ces clients.

Par ailleurs, le Distributeur nous indique que le tarif n'a pas été calibré pour favoriser les clients qui consomment au-delà de 100 000 kWh/an, peu importe leur appel de puissance, ce dernier étant annulé par la hausse du seuil de la 1^{ère} tranche, mais qu'il s'agit plutôt d'une résultante de la structure proposée. Ainsi, la structure proposée favorise effectivement les clients consommant au-delà de 100 000 kWh/an, peu importe leur appel de puissance, ce dernier étant annulé par la hausse du seuil de la 1^{ère} tranche.

Réponse : Le Distributeur rectifie l'affirmation de l'intervenant voulant que le tarif DP soit calibré pour favoriser les clients consommant au-delà de 100 000 kWh par année. Il s'agit plutôt d'une résultante de la structure proposée. L'objectif visé par celle-ci est d'inciter les clients à une meilleure gestion de la puissance.

Voir également la réponse à la question 1.1.

Référence : R-4011-2017, B-0089, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 1.2, page 6

Bien que le Distributeur énonce à la Régie des exemples de mesures pouvant être mises en place pour mieux gérer leurs charges, le GRAME note que celles-ci visent principalement les abonnés désavantagés par la structure cible du tarif DP, alors que si ces derniers réduisent leur facturation concernant ces charges pour la puissance, il est à prévoir qu'un transfert de coûts soit effectif vers d'autres tarifs.

56.1 Veuillez donner quelques exemples de mesures que peuvent prendre les abonnés désavantagés présentés au Tableau 13 du préambule (ii), afin de mieux gérer leurs charges et ajuster leurs profils de consommation.

Réponse : Parmi les mesures que les clients peuvent prendre pour mieux gérer leurs charges, le Distributeur note les exemples suivants :

- La planification de l'utilisation de ses équipements permettrait au client d'éviter qu'ils fonctionnent en simultané et, ainsi, de réduire son appel de puissance.
- L'utilisation d'un contrôleur de charges permettrait de décaler automatiquement le démarrage de multiples équipements.
- L'ajout de condensateurs pourrait permettre de corriger un facteur de puissance insuffisant et, ainsi, réduire les kVA.
- Le recours à un maître électricien ou tout autre spécialiste peut aider le client dans ses démarches.

Référence : R-4011-2017, B-0080, Réponse à la demande de renseignement no 3 de la Régie, RDDR 56.1

Le GRAME est d'avis que l'objectif du tarif DP d'inciter à une meilleure gestion de la puissance en tout temps et non seulement à la pointe du réseau, réduisant la pression autant sur les coûts de fourniture que sur ceux de transport et de distribution, n'est pas rencontré par la structure du tarif proposée.

1.3 Impact entre les tarifs DP et D

Le Distributeur présente un scénario d'optimisation tarifaire, impliquant un transfert des clients domestiques vers le tarif D pour les plus de 50 kW et moins de 65 kWh de demande

en puissance. Le Distributeur indique également que selon la proposition, les revenus récupérés par la composante puissance passeraient de 8 % à 28 %².

En réponses à une demande du GRAME³, le Distributeur indique que le tarif DP cible n'aurait pas *d'impacts appréciables sur les autres clients du Distributeur*. Il ajoute que le Distributeur récupère ses revenus requis auprès de l'ensemble de la clientèle lors de transferts de clients entre différents tarifs, et cela, pour des raisons d'optimisation ou de conditions d'admissibilité.⁴

1.5.1. Veuillez préciser l'impact d'un transfert de clients domestiques vers le tarif D pour les plus de 50 kW et moins de 65 kWh sur la récupération des coûts en puissance et sur les revenus du Distributeur, considérant que le tarif DP est calibré à revenus équivalents.

Réponse :

Voir la réponse à la question 31.1 de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-15, document 3.

31.1 Considérant que, selon le Distributeur, le tarif DP cible est avantageux pour 82 % des clients actuellement au tarif DP, veuillez confirmer (ou infirmer) que le tarif DP cible n'aura pas d'impacts négatifs appréciables sur les autres clients domestiques du Distributeur. Veuillez justifier votre réponse.

Réponse : Comme présenté à la pièce HQD-13, document 2 (B-0047), page 39, le tarif DP cible demeure le tarif optimal pour 82 % des clients comparativement aux 12 autres tarifs disponibles.

Le Distributeur confirme que le tarif DP cible n'aura pas d'impacts appréciables sur les autres clients du Distributeur. Bien que des transferts de clients aient lieu à chaque année entre différents tarifs pour des raisons d'optimisation ou de conditions d'admissibilité, le Distributeur récupère ses revenus requis auprès de l'ensemble de la clientèle. (Notre souligné)

Référence : R-4011-2017, B-0083, Réponses à la demande de renseignements no 1 de l'ACEF de Québec, RDDR 31.1

Le GRAME émet des réserves sur la qualification de l'impact par le Distributeur, le tarif DP étant désavantageux pour une partie de la clientèle, il est à prévoir que des transferts auront lieu du tarif DP au tarif domestique D pour les clients dont la puissance est plus de 50 kW et moins de 65 kWh, considérant que le tarif DP est calibré à revenus équivalents. Ainsi, les clients désavantagés ne contribueront pas à la hauteur du calibrage du tarif DP tel que soumis par le Distributeur.

Le GRAME est d'avis qu'il est important de s'assurer que ces transferts et récupérations des revenus auprès de l'ensemble de la clientèle, y compris les clients du tarif D, n'entraîne

² R-4011-2017, B-0047, section 3.2.1, page 24 et R-4011-2017, B-0047, section 3.2.1, page 37

³ R-4011-2017, B-0089, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 1.5.1, p. 7 et R-4011-2017, B-0083, Réponses à la demande de renseignements no 1 de l'ACEF de Québec, RDDR 31.1

⁴ R-4011-2017, B-0089, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 1.5.1, p. 7 et R-4011-2017, B-0083, Réponses à la demande de renseignements no 1 de l'ACEF de Québec, RDDR 31.1

pas une augmentation des tarifs pour favoriser la clientèle du tarif DP pour les fins de récupération des coûts en puissance.

En ce sens, si la Régie autorisait le tarif DP tel que demandé, le GRAME recommande un suivi détaillé, sur une période de deux ans, du transfert de clients entre tarifs et de l'impact de la récupération des revenus auprès de l'ensemble de la clientèle, y compris les clients du tarif D. Pour faire suite à ce suivi, un ajustement du tarif DP pourrait, si nécessaire, être fait pour s'assurer qu'aucun transfert de coûts entre les tarifs ne résulte de la structure proposée pour le tarif DP.

1.4 Conclusions et recommandations

Le Distributeur propose d'appliquer l'implantation graduelle de la facturation de la puissance dès le premier kW au tarif DP. Cette proposition a un impact négatif pour 42 % de la clientèle, alors que 58 % y trouveraient un avantage⁵. Le GRAME note que les clients les plus fortement touchés sont caractérisés par de faibles appels de puissance ou un faible FU, ou les deux.

Pour ces clients plus touchés, le GRAME est d'avis que ces clients n'auront pas d'avantage à instaurer de la technologie de gestion de la puissance considérant leur faible appel de puissance, créant une iniquité entre les clients de ce tarif.

Mais plus encore, les prévisions du Distributeur concernant l'adhésion de ces clients au programme de GDP devraient être remises en question sérieusement, de même que les impacts sur la demande en puissance et les coûts liés à ce tarif.

Outre ces éléments, le GRAME est d'avis que le Distributeur devrait démontrer qu'il n'y aura pas d'iniquité entre le tarif D et le tarif DP, considérant un prix inférieur de la première tranche et considérant les avantages économiques énoncés. Il devrait également démontrer que sa proposition n'induit pas de modification de l'interfinancement entre ces deux tarifs.

Le GRAME est d'avis que l'objectif du tarif DP d'inciter à une meilleure gestion de la puissance en tout temps et non pas seulement à la pointe du réseau, réduisant la pression autant sur les coûts de fourniture que sur ceux de transport et de distribution n'est pas rencontré par la structure du tarif proposée.

En ce sens, si la Régie autorisait le tarif DP tel que demandé, le GRAME recommande un suivi détaillé, sur une période de deux ans, du transfert de clients entre tarifs et de

⁵ R-4011-2017, B-0047, page 26

l'impact de la récupération des revenus auprès de l'ensemble de la clientèle, y compris les clients du tarif D.

Pour faire suite à ce suivi, un ajustement du tarif DP pourrait, si nécessaire, être fait pour s'assurer qu'aucun transfert de coût entre les tarifs ne résulte de la structure proposée pour le tarif DP.

II. INTERVENTIONS EN GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE (GDP) EN RÉSEAUX AUTONOMES (RA)

2.1 Contexte

Tel qu'indiqué dans sa demande d'intervention au paragraphe 21, l'intervention du GRAME vise à vérifier auprès du Distributeur les actions qu'il entend prendre pour réduire la consommation à la pointe en réseaux autonomes, s'il entend développer des programmes commerciaux de gestion de la demande et si ses campagnes de sensibilisation visent la consommation à la pointe des réseaux autonomes, notamment pour les réseaux au nord du 53^{ème} parallèle.

2.2 Campagnes de sensibilisation - Mesures de gestion de la demande en puissance

Concernant les mesures de gestion de la demande en puissance, le Distributeur indique poursuivre ses campagnes de sensibilisation afin de diminuer la consommation d'énergie, mais ne semble pas viser spécifiquement la consommation à la pointe des réseaux autonomes.

3.1. Veuillez préciser si les campagnes de sensibilisation visent la consommation à la pointe des réseaux autonomes et seront en place dans les réseaux au nord du 53^{ème} parallèle en 2018 ?

Réponse : Les campagnes de sensibilisation visant la consommation à la pointe 1 hivernale continueront d'être favorisées dans tous les réseaux autonomes en 2018.

Référence : R-4011-2017, B-0089, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 3.1, p. 20

Au dossier R-3854-2013, une étude du potentiel technicoéconomique (PTÉ) pour la demande en puissance a été déposée⁶. **Le GRAME recherche dans cette section à cibler les mesures que le Distributeur a mises en place depuis 2013.**

⁶ R-3854-2013, B-0038

2.2.1 Nunavik

Au titre de mesures identifiées dans l'étude du PTÉ de gestion de la demande en puissance dans le réseau du Nunavik, figurent des mesures pour la clientèle résidentielle principalement à caractère comportemental et des mesures CI (Ballast à modulation, fermeture partielle de l'éclairage et réduction du débit de ventilation).

Tableau 18 – PTÉ de gestion de la demande en puissance – Nunavik (en kW)

Mesures résidentielles	Coût moyen (\$/kW)	Kuujuaragik	Umiujaq	Inuqsaq	Povungituaq	Akulivik	Ivujivik	Salluit	Kangiqsujaq	Qaasaaq	Kangirsuk	Aupaluk	Tasiujaq	Kuujuuaq	Kangisualuq
Sécheuse - comportemental	0	57	6	55	24	8	15	51	15	14	22	10	11	123	26
Laveuse - comportemental	0	13	5	17	16	2	3	11	5	3	5	2	2	28	5
Gestion de l'éclairage - comportemental	0	5	0	2	2	1	0	2	1	0	1	0	0	4	1
Sécheuse contrôlée Distributeur	425	59	6	75	35	8	15	51	26	14	24	10	11	137	26
Mesures CI	Coût moyen (\$/kW)	Kuujuaragik	Umiujaq	Inuqsaq	Povungituaq	Akulivik	Ivujivik	Salluit	Kangiqsujaq	Qaasaaq	Kangirsuk	Aupaluk	Tasiujaq	Kuujuuaq	Kangisualuq
Ballast à modulation	402	247	402	64	400	241	400	423	400	99	400	241	404	172	401
Fermeture partielle de l'éclairage	631	52	598	19	644	39	577	58	610	32	644	39	607	30	602
Réduction du débit de ventilation	837	9	4	4	4	-	4	4	4	4	7	4	4	-	4

Référence : R-3854-2013, B-0038, Tableau 18 -PTÉ de gestion de la demande en puissance -Nunavik (en kW), Page 18

Le Distributeur nous précise que pour le Nunavik, la campagne de sensibilisation auprès de la clientèle résidentielle cible des mesures comportementales :

3.8. (Réf. iv. et v.) En lien avec les deux périodes journalières de pointe, soit de 6 h à 9h et de 16h à 20h, quelles sont les mesures en PTÉ de gestion de la demande en puissance mises en place au Nunavik ?

Réponse : La campagne de sensibilisation auprès de la clientèle résidentielle par temps froid, et plus spécifiquement durant les heures de pointe, cible les mesures volontaires, soit comportementales, dans les réseaux du Nunavik.

Référence : R-4011-2017, B-0089, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 3.8, p. 22

Concernant le déploiement de mesures avec contrôle à distance, le Distributeur nous indique qu'elles sont inexistantes en raison de l'absence d'infrastructure de communication pour la gestion des charges à distance. Ainsi, l'abandon du mesurage de l'énergie via la technologie des compteurs intelligents est la conséquence de l'absence de possibilités de mettre en place des mesures de GDP dans ces réseaux.

3.9. (Réf. iv. et v.) Le Distributeur a-t-il envisagé de déployer le contrôle volontaire à distance pour les sècheuses pour le marché résidentiel et les mesures CI identifiées au Tableau 18 ?

Réponse : Le potentiel commercial des mesures de gestion de la demande en puissance contrôlées par le Distributeur est présentement inexistant dans les réseaux du Nunavik,

étant donné qu'aucune infrastructure de communication permettant d'effectuer de la gestion des charges à distance n'existe dans ces réseaux.

Référence : R-4011-2017, B-0089, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 3.9, p. 22

2.2.2 Iles-de-la-Madeleine

Au titre de mesures identifiées dans l'étude du PTÉ de gestion de la demande en puissance dans le réseau des IDLM figurent des mesures pour la clientèle résidentielle à caractère comportemental (sècheuse, lave-vaisselle, laveuse, éclairage), commercial (Chauffe-eau 3 éléments) ainsi que par contrôle du Distributeur (Chauffe-eau) et des mesures CI très diversifiées (avec SGE ou sans SGE).

Tableau 17 – PTÉ de gestion de la demande en puissance – Îles-de-la-Madeleine (en kW)

Mesures résidentielles	Coût moyen (\$/kW-an)	PTÉ (kW)
Gestion manuelle des points de consigne	0	726
Sècheuse - comportemental	0	515
Laveuse - comportemental	0	196
Lave-vaisselle - comportemental	0	26
Gestion de l'éclairage - comportemental	0	105
Chauffe-eau avec contrôle par minuterie	18	460
Chauffe-eau - contrôle Distributeur	42	545
Chauffe-eau à stockage accru avec contrôle Distributeur	102	813
Chauffe-eau 3 éléments	137	350
Gestion des points de consigne	148	1 125
Mesures CI	Coût moyen (\$/kW-an)	PTÉ (kW)
Réduction du débit d'air neuf (avec SGE)	1	464
Gestion optimale des points de consigne (avec SGE)	2	835
Interruption de l'humidification (avec SGE)	2	242
Réduction du débit de ventilation (avec SGE)	2	702
Chauffe-eau biénergie mazout/propane	3	347
Optimisation des horaires de démarrage (avec SGE)	5	62
Contrôle du chauffe-eau avec stockage accru (sans SGE)	5	342
Contrôle du chauffe-eau (avec SGE)	15	220
Stockage thermique avec contrôle	17	8 527
Contrôle du chauffe-eau (sans SGE)	18	536
Chauffage biénergie mazout/propane	26	4 995
Ajustement du débit des pompes de chauffage (avec SGE)	28	53
Réduction du débit d'air neuf (sans SGE)	34	1 494
Ajustement du débit des pompes de chauffage (sans SGE)	37	116
Réduction du débit de ventilation (sans SGE)	40	1 796
Contrôle du chauffe-eau avec stockage accrue (avec SGE)	41	246
Interruption de l'humidification (sans SGE)	41	314
Fermeture partielle de l'éclairage (avec SGE)	108	103
Gestion optimale des points de consigne (sans SGE)	120	1 558
Optimisation des horaires de démarrage (sans SGE)	127	146

Référence : R-3854-2013, B-0038, Tableau 17 – PTE de gestion de la demande en puissance – Iles-de-la-Madeleine (en kW), Page 17

Concernant les mesures en PTÉ pour la gestion de la demande en puissance visant les deux périodes journalières de pointe, le Distributeur nous indique qu'il mise sur la campagne de sensibilisation et des mesures comportementales.

3.10. (Réf. iv. et vi.) En lien avec les deux périodes journalières de pointe, soit de 6 h à 9h et de 16h à 20h, quelles sont les mesures en PTÉ de gestion de la demande en puissance mises en place aux Iles-de-la-Madeleine pour le marché résidentiel et pour le marché CI ?

Réponse : La campagne de sensibilisation auprès de la clientèle résidentielle par temps froid, et plus spécifiquement durant les heures de pointe, cible les mesures volontaires, soit comportementales. Les mesures comportementales s'adressent également aux clients Affaires.

Référence : R-4011-2017, B-0089, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 3.10, p. 22

Concernant les autres mesures identifiées dans l'étude du PTÉ en gestion de la demande en puissance contrôlées par le Distributeur, ce dernier nous indique qu'il ne prévoit pas la mise en place de ces mesures, compte tenu des initiatives d'approvisionnement en cours :

3.11. (Réf. iv. et vi.) Veuillez préciser quelles mesures du Tableau 17 pouvant être contrôlées à distance par le Distributeur ont été mises en place ?

Réponse : Compte tenu des initiatives du Distributeur en regard de l'approvisionnement des IDLM, notamment l'appel de propositions en cours pour de l'énergie éolienne et l'objectif de conversion de l'alimentation de ce réseau, le Distributeur ne prévoit pas la mise en place de ces mesures.

Référence : R-4011-2017, B-0089, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 3.11, p. 22

2.2.3 Haute-Mauricie

Au titre de mesures identifiées dans l'étude du PTÉ de gestion de la demande en puissance dans le réseau de la Haute-Mauricie figurent des mesures pour la clientèle résidentielle à caractère comportemental (sècheuse, lave-vaisselle, laveuse, éclairage, etc.), commercial (Chauffe-eau 3 éléments et Biénergie) ainsi que par contrôle du Distributeur (Chauffe-eau et sècheuse) et des mesures CI diversifiées.

Tableau 21 – PTÉ de gestion de la demande en puissance – Haute-Mauricie (en kW)

Mesures résidentielles	Coût moyen (\$/kW-an)	PTÉ (kW)
Gestion manuelle des points de consigne	0	0
Sècheuse - comportemental	0	38
Laveuse - comportemental	0	15
Lave-vaisselle - comportemental	0	1
Gestion de l'éclairage - comportemental	0	2
Chauffe-eau avec contrôle par minuterie	19	37
Chauffe-eau - contrôle Distributeur	44	67
Chauffe-eau à stockage accru - contrôle Distributeur	106	76
Chauffe-eau 3 éléments	143	10
Biénergie	175	29
Stockage thermique avec contrôle Distributeur	206	30
Sècheuse contrôle Distributeur	276	51
Chauffe-eau à stockage accru	318	17
Mesures CI	Coût moyen (\$/kW-an)	PTÉ (kW)
Stockage thermique avec contrôle distributeur	16	424
Chauffage biénergie mazout/propane	25	104
Réduction du débit d'air neuf	34	16
Contrôle du chauffe-eau avec stockage accru	65	34
Gestion optimale des points de consigne	146	296
Réduction du débit de ventilation	197	24
Chauffe-eau biénergie mazout/propane	321	46
Optimisation des horaires de démarrage	324	3
Ballast à modulation	326	159
Fermeture partielle de l'éclairage	434	25

Référence : R-3854-2013, B-0038, Tableau 21 – PTE de gestion de la demande en puissance -Haute-Mauricie (en kW) Page 19

Concernant les mesures en PTÉ pour la gestion de la demande en puissance visant les deux périodes journalières de pointe, le Distributeur indique une fois de plus qu'il mise sur la campagne de sensibilisation et des mesures comportementales.

3.13. (Réf. iv. et vii.) En lien avec les deux périodes journalières de pointe, soit de 6 h à 9h et de 16h à 20h, quelles sont les mesures en PTÉ de gestion de la demande en puissance mises en place en Haute-Mauricie pour le marché résidentiel et pour le marché CI ?

Réponse : La campagne de sensibilisation auprès de la clientèle résidentielle par temps froid, et plus spécifiquement durant les heures de pointe, cible les mesures volontaires, soit comportementales. Les mesures comportementales s'adressent également aux clients Affaires.

Référence : R-4011-2017, B-0089, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 3.13, p. 23

Concernant les mesures identifiées dans l'étude du PTÉ en gestion de la demande en puissance, le Distributeur nous indique qu'il ne prévoit pas la mise en place de ces mesures, faute d'infrastructure de communication permettant d'effectuer de la gestion des charges à distance :

3.14. (Réf. iv. et vii.) Veuillez préciser parmi les mesures du Tableau 21 pouvant être contrôlées à distance par le Distributeur, celles qui ont été mises en place ?

Réponse : Le potentiel commercial des mesures de gestion de la demande en puissance contrôlées par le Distributeur est présentement inexistant dans ce réseau, faute d'infrastructure de communication permettant d'effectuer de la gestion des charges à distance.

Référence : R-4011-2017, B-0089, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 3.14, p. 23

2.2.4 Basse-Côte-Nord

Au titre de mesures identifiées dans l'étude du PTÉ de gestion de la demande en puissance dans le réseau de la Basse-Côte-Nord, figurent des mesures pour la clientèle résidentielle à caractère comportemental (Sécheuse, lave-vaisselle, laveuse, éclairage, gestion des points de consigne, etc.), commercial (Chauffe-eau 3 éléments, Chauffe-eau avec contrôle par minuterie et Biénergie) ainsi que par contrôle du Distributeur (Chauffe-eau à stockage accru, Stockage thermique et sécheuse) et des mesures CI très diversifiées.

Tableau 19 – PTE de gestion de la demande en puissance – Basse-Côte-Nord (en kW)

Mesures résidentielles	Coût moyen (\$/kW-an)	PTÉ (kW)
Gestion manuelle des points de consigne	0	508
Sécheuse - comportemental	0	70
Laveuse - comportemental	0	18
Lave-vaisselle - comportemental	0	19
Gestion de l'éclairage - comportemental	0	13
Chauffe-eau avec contrôle par minuterie	21	534
Chauffe-eau contrôle Distributeur	51	631
Gestion des points de consigne	54	404
Chauffe-eau à stockage accru contrôle Distributeur	122	468
Chauffe-eau 3 éléments	165	184
Biénergie	189	3 338
Stockage thermique avec contrôle Distributeur	193	349
Sécheuse contrôle Distributeur	319	78
Chauffe-eau à stockage accru	367	149
Mesures CI	Coût moyen (\$/kW-an)	PTÉ (kW)
Chauffage biénergie mazout/propane	11	1 591
Stockage thermique avec contrôle distributeur	15	847
Réduction du débit d'air neuf	23	1 627
Réduction du débit de ventilation	34	154
Contrôle du chauffe-eau avec stockage accru	43	116
Ajustement du débit des pompes de chauffage	41	6
Gestion optimale des points de consigne	151	553
Optimisation des horaires de démarrage	226	48
Chauffe-eau biénergie mazout/propane	393	129
Ballast à modulation	452	55
Fermeture partielle de l'éclairage	466	13

Référence : R-3854-2013, B-0038, Tableau 19 – PTE de gestion de la demande en puissance -Base-Côte-Nord (en kW), Page 18

Concernant les mesures en PTÉ pour la gestion de la demande en puissance visant les deux périodes journalières de pointe, encore une fois, le Distributeur nous indique qu'il mise sur la campagne de sensibilisation et des mesures comportementales.

3.16. (Réf. iv. et viii.) En lien avec les deux périodes journalières de pointe, soit de 6 h à 9h et de 16h à 20h, quelles sont les mesures en PTÉ de gestion de la demande en puissance mises en place en Basse-Côte-Nord pour le marché résidentiel et pour le marché CI ?

Réponse : La campagne de sensibilisation auprès de la clientèle résidentielle par temps froid, et plus spécifiquement durant les heures de pointe, cible les mesures volontaires, soit comportementales. Les mesures comportementales s'adressent également aux clients Affaires.

Référence : R-4011-2017, B-0089, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 3.17, p. 23

Concernant les mesures identifiées dans l'étude du PTÉ en gestion de la demande en puissance, le Distributeur nous indique qu'il ne prévoit pas la mise en place de ces mesures, faute d'infrastructure de communication permettant d'effectuer de la gestion des charges à distance :

3.17. (Réf. iv. et viii.) Veuillez préciser quelles mesures du Tableau 19 pouvant être contrôlées à distance par le Distributeur ont été mises en place ?

Réponse : Le potentiel commercial des mesures de gestion de la demande en puissance contrôlées par le Distributeur est présentement inexistant dans ce réseau, faute d'infrastructure de communication permettant d'effectuer de la gestion des charges à distance.

2.2.5 Conclusion

Dans cette section nous avons comparé le PTÉ en gestion de la demande en puissance avec les mesures mises en place par le Distributeur. Nous constatons que seules les mesures comportementales ont été privilégiées, faute d'infrastructure de communication permettant d'effectuer la gestion des charges à distance. Nous sommes d'avis que ces mesures sont insuffisantes. Pour le réseau des IDLM, les mesures en PTÉ n'ont pas été mises en place compte tenu des initiatives d'approvisionnement en cours.

Il est clair que la GDP en réseaux autonomes ne permet pas d'atteindre de manière précise des objectifs de réduction des pointes de la consommation permettant de planifier les besoins en puissance, de même que la réduction des besoins en infrastructure de production.

Compte tenu de l'absence d'infrastructure de communication pour la gestion des charges à distance, le GRAME soumet que seul l'effacement de la demande, par le biais d'une production énergétique, avec unités de stockage, réalisée en parallèle à celle du Distributeur, permettra au Distributeur une gestion de la demande en puissance à la pointe de ces réseaux et une planification plus efficiente de ses besoins en infrastructure de production énergétique.

2.3. Analyse des besoins selon les usages

Concernant l'analyse des besoins de la clientèle pour les réseaux du Nunavik, au dossier R-3986-2016, le Distributeur nous indiquait la présence de 5 683 abonnements résidentiels, sans pouvoir être en mesure de préciser le nombre d'abonnements par type d'habitation :

2.3.1 Veuillez indiquer le nombre de logements et le nombre d'habitations (maison) sur le territoire desservi pour les réseaux du Nunavik ?

Réponse : Le territoire du Nunavik comptait 5 683 abonnements résidentiels en 2015. Le Distributeur ne connaît pas le nombre d'abonnements par types d'habitations.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.3.1 et RDDR 2.3.1

Il n'était pas en mesure de fournir la consommation annuelle moyenne en énergie et en puissance selon le type d'habitation :

2.4 (Réf. i. et ii.) Dans le cas d'une unité privée, de type habitation séparée, veuillez fournir la consommation annuelle moyenne en énergie et en puissance, incluant la consommation attribuable au chauffage d'appoint.

Réponse : Le Distributeur ne dispose pas de cette information détaillée. Au Nunavik, la consommation unitaire annuelle par abonnement résidentiel est d'environ 6 500 kWh.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.3.1 et RDDR 2.4

Au présent dossier, le Distributeur nous indique ne pas disposer de l'information relative à la consommation en puissance à la pointe des logements à caractère social pour le réseau du Nunavik :

3.4. (Réf. i. et ii.) Veuillez préciser votre connaissance de la consommation en puissance à la pointe des logements à caractère social au Nunavik.

Réponse : Le Distributeur ne dispose pas de l'information demandée.

Référence : R-4011-2017, B-0089, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 3.4, p. 21

Il ne dispose pas non plus des informations relatives aux besoins annuels en puissance pour un abonnement résidentiel, ou encore pour un immeuble multi-logement.⁷

Dans le contexte de la planification des moyens, qui doit prendre en compte le critère de fiabilité, les niveaux d'investissement et l'adéquation des moyens et des besoins⁸, il est surprenant que le Distributeur n'ait pas un portrait plus précis de la consommation énergétique et des besoins en puissance des différentes catégories de clientèle qu'il dessert.

Gain en puissance d'une mesure

La puissance est, de par sa nature, une donnée ponctuelle et variable dans le temps. Le gain en puissance d'une mesure varie également en fonction de la période et du moment où la réduction de la charge se produit. Pour réduire les besoins de puissance d'un réseau, une mesure doit apporter un gain coïncidant avec la pointe des besoins de ce réseau. Pour cette raison, dans le cadre de l'évaluation du PTÉ de la gestion de la demande en puissance, l'analyse se limite aux mois d'hiver et aux deux périodes journalières de pointe, soit de 6 h à 9 h et de 16 h à 20 h. (Notre souligné)

Référence : R-3854-2013, B-0038, page 6

De plus, pour pouvoir mettre en place des moyens de réduction des besoins en puissance, les mesures à mettre en place doivent coïncider avec la pointe des besoins des réseaux. De l'avis du GRAME, ces mesures doivent donc pouvoir cibler le plus précisément les clientèles qui impactent la pointe.

⁷ R-4011-2017, B-0089, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 3.5, p. 21

⁸ R-3986-2016, B-0010, 5.2. Gestion de l'offre, page 15

2.4. Stockage de l'énergie

Le stockage de l'énergie est une avenue pouvant favoriser la réduction de la pointe coïncidente de consommation, grâce à la redistribution de l'énergie produite en période hors pointe. Cependant, dans les réseaux autonomes alimentés par du carburant, l'avantage du stockage de l'énergie ne permet pas de réduire les coûts évités en énergie, notamment en raison de l'ajout de coûts relatifs au stockage de l'énergie. Cette technologie permettrait cependant de réduire les besoins d'ajout de charges dans un réseau en croissance de la demande. D'où l'intérêt d'une production énergétique de type renouvelable, en parallèle avec la production alimentée par du carburant, permettant ainsi de réduire l'empreinte environnementale de ces réseaux. Tel que démontré, l'énergie solaire photovoltaïque, dont les coûts sont en décroissance et seraient inférieurs aux coûts évités dans les réseaux au nord du 53^{ième} parallèle, permettrait de réduire l'usage de carburant, et possiblement les coûts évités totaux en approvisionnement, selon les coûts additionnels de stockage.

Ainsi, le stockage de l'énergie, de sources renouvelables, permettrait de réduire les besoins en puissance à la pointe des réseaux autonomes, de la même manière que si l'énergie était produite par la centrale du Distributeur en période hors pointe, mais avec une empreinte environnementale moindre.

En l'absence de programmes en GDP dans ces réseaux, la seule autre avenue demeure soit l'effacement de la demande, via une option de mesurage net mieux adaptée aux objectifs de réduction de la pointe de ces réseaux, ou encore, la mise en place par le Distributeur d'une production parallèle de sources renouvelables, accompagnée d'unités de stockage pour réduire la pointe en puissance de ces réseaux.

La planification des moyens prend en compte le critère de fiabilité, le contrôle du niveau des investissements et l'adéquation des besoins et des moyens. Le Distributeur dispose de divers moyens du côté de l'offre, en sus des capacités déjà installées afin de répondre à la demande. La stratégie du Distributeur consiste à déployer, au moment opportun, des moyens qui permettront de retarder l'implantation permanente d'équipements de production.

Au chapitre des moyens supplémentaires, le Distributeur peut avoir recours :

- à l'utilisation de génératrices mobiles, lesquelles peuvent être déployées rapidement et redéployées vers d'autres réseaux lorsque nécessaire ; (Notre souligné)
- à l'option interruptible mise en place à Obedjiwan ;
- au stockage d'énergie.

Concernant le stockage d'énergie, le Distributeur étudiera la possibilité de réaliser un projet pilote d'implantation d'unités de stockage (Notre souligné)

Référence : R-3986-2016, B-0010, 5.2. Gestion de l'offre, page 15

Concernant le stockage d'énergie, au dossier R-3986-2016, le Distributeur a annoncé la possibilité de réaliser un projet pilote d'implantation d'unités de stockage⁹. Il précise au GRAME que ce projet sera réalisé en 2018 :

3.6. (Réf. iii.) Veuillez indiquer si le Distributeur a toujours l'intention de réaliser un projet pilote d'implantation d'unité de stockage et décrire l'état d'avancement de ses travaux en ce sens.

Réponse : Le projet pilote de stockage d'énergie sera réalisé en 2018.

Référence : R-4011-2017, B-0089, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 3.6, p. 21

Cependant, le Distributeur indique que la proposition relative au mesurage net en réseaux autonomes vise uniquement la valeur de l'électricité injectée, sans préciser s'il avait envisagé d'offrir des unités de stockage de l'énergie autoproduite :

3.7. (Réf. iii.) Compte tenu de l'ouverture du Distributeur à offrir une option mesurage net plus adaptée aux réseaux autonomes, avez-vous envisagé offrir des unités de stockage de l'énergie autoproduite sur une base résidentielle et commerciale dans le but de réduire les besoins en demande énergétique et en puissance aux pointes horaires de ces réseaux ?

Réponse : La proposition du Distributeur vise uniquement une modification à la valeur de l'électricité injectée à l'option de mesurage net.

Référence : R-4011-2017, B-0089, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 3.7, p. 21

2.5. Présentation des coûts de la GDP

Concernant la présentation des coûts relatifs aux travaux en gestion de la demande en puissance, le GRAME abonde dans le même sens que le Distributeur, à l'effet qu'ils doivent être présentés au même titre que les options d'électricité interruptible.

43.3 La gestion de la demande de puissance faisant partie des interventions en efficacité énergétique, veuillez élaborer sur la possibilité de présenter un portrait global des coûts totaux de toutes les interventions en efficacité énergétique, incluant ceux qui sont actuellement présentés dans la section *Approvisionnements en électricité*, comme par exemple au Tableau 6 de la pièce [B-0022](#), p.10.

Réponse :

Comme le précisait le Distributeur au dossier R-3933-2015²⁹, à l'instar des compensations allouées aux clients inscrits aux options d'électricité interruptible, les aides financières des clients participant aux interventions en gestion de la demande en puissance constituent des coûts d'approvisionnement et doivent être présentées comme tels dans la demande tarifaire. Le Distributeur précise que l'impact des coûts d'approvisionnement est pris en compte dans les analyses économiques des interventions en gestion de la demande en puissance,

⁹ R-3986-2016, B-0010, 5.2. Gestion de l'offre, page 15

lesquelles sont présentées dans la pièce relative aux interventions en efficacité énergétique du Distributeur.

Référence : R-4011-2017, B-0080, Réponses à la demande de renseignement no 3 de la Régie, RDDR no 43.3

De plus, plusieurs cas de figures peuvent se présenter. Par exemple, la réduction de la puissance par l'utilisation d'autres combustibles ne devrait pas apparaître à même la pièce relative aux interventions en efficacité énergétique du Distributeur, puisqu'il ne s'agit pas d'une réduction nette de la demande en puissance, comme c'est le cas en efficacité énergétique pour l'énergie non consommée.

Pour les fins d'uniformisation, bien que certaines mesures en GDP puissent impliquer dans certains cas une baisse réelle de la demande en puissance, le GRAME recommande de présenter les mesures de gestion de la demande en puissance de manière totalement séparée des pièces relatives aux interventions en efficacité énergétique, comme c'est le cas pour les coûts de ces mesures.