

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-II

**RÉSEAUX AUTONOMES
APPROVISIONNEMENT ET GESTION DE LA DEMANDE**

Préparé par

Nicole Moreau
Analyste environnement et énergie
EnviroConstats

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.

Table des matières

Mandat.....	2
I. Stratégies générales en gestion de l’approvisionnement et en gestion de la demande.....	4
1.1 Évaluation de la demande en énergie et en puissance.....	4
1.1.2 Étude de cas du GRAME : pour un moyen d’approvisionnement pour la production d’énergie solaire.....	5
1.1.2 Remboursement mazout (PUEÉRA)	8
1.2. Lancement d’appels de proposition	9
1.2.1 Calendrier de lancement des appels de proposition et moyens mis en place pour assurer la fiabilité du service	9
1.2.1.1 Conclusions et recommandations	12
1.2.2 Critères retenus des appels d’offres et coûts.....	13
1.2.3 Conclusions et recommandations	18
II stratégie visant l’intégration du potentiel d’un portefeuille de mesures en gestion de la demande et du potentiel d’efficacité énergétique.	19
2.1 Gestion de la demande en puissance	19
2.2.1 Projet pilote au Nunavik visant les clients propriétaires de génératrices.....	19
2.1.2 Potentiel commercial des mesures en GDP	20
2.1.3 Exemples de moyens de gestion de la demande en puissance.....	22
2.2 Utilisation efficace de l’énergie.....	23
2.2.1 Conclusions et recommandations	26
2.3 Programmes en efficacité énergétique	26
2.3.1 Conclusions et recommandations	27
Annexe 1 : Ressources naturelles Canada, Cartes de la ressource photovoltaïque et solaire du canada, Site Web : https://www.rncan.gc.ca/18367 ; Fichier Excel : municip_potentiel-potential	28
Annexe 2.....	31
Tableau I : Calcul des économies pour un projet d’effacement de la demande réalisé par l’installation de panneaux solaires selon un scénario de 10% de la demande.	31
Tableau II : Illustration des superficies et du nombre d’installations nécessaires pour un projet d’effacement de la demande réalisé par l’installation de panneaux solaires selon un scénario de 10% d’effacement, et illustration du nombre de litres de diesel économisés annuellement et de la réduction des émissions de CO2 sur une base annuelle	32

I. STRATÉGIES GÉNÉRALES EN GESTION DE L'APPROVISIONNEMENT ET EN GESTION DE LA DEMANDE

Le GRAME aborde dans cette section les stratégies générales d'approvisionnement.

1.1 Évaluation de la demande en énergie et en puissance

Le GRAME note que la preuve du Distributeur démontre des besoins croissants en énergie et en puissance pour les réseaux autonomes du Nunavik¹.

Concernant la volonté du gouvernement de favoriser l'accès à la propriété, via notamment la mise en place d'outils financiers dans la région Kativik et de participer à l'effort de rattrapage pour répondre à la pénurie de logements par la construction de 90 logements additionnels au Nunavik (70 nouveaux logements sociaux et 20 nouvelles unités privées)² et de maintenir l'aide via le programme AccèsLogis Québec pour favoriser la construction de logements, le Distributeur nous informe avoir tenu compte de ces informations dans la prévision de la demande des réseaux du Nunavik :

Le Distributeur est au fait des volontés du gouvernement en lien avec le Plan Nord. Il s'informe auprès des communautés et des organismes concernés sur les projets d'ajout de charge prévus pour les prochaines années. Ces informations ainsi que la prévision démographique sont prises en compte dans la prévision de la demande des réseaux du Nunavik. Sur la période 2016 à 2026, le Distributeur prévoit une croissance annuelle moyenne de 3,3 % pour les abonnements résidentiels, soit en moyenne 230 abonnements par année.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.1

Cependant, le Distributeur ne semble pas pouvoir chiffrer la consommation annuelle moyenne en énergie et en puissance pour les logements à caractère social (appartements)³, ni celle visant les unités privées⁴, bien qu'il dispose de la consommation unitaire annuelle (moyenne) par abonnement résidentiel équivalent à 6 500 kWh⁵ :

Concernant le nombre de logements et d'habitations (maison) sur le territoire desservi pour les réseaux du Nunavik, le Distributeur nous indique que le territoire du Nunavik comptait 5 683 abonnements résidentiels en 2015, bien que le nombre d'abonnements par types d'habitations ne soit pas connu:

¹ R-3986-2016, B-0010, Tableaux 1 et 2, page 7

² http://plannord.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/2015/04/Synthese_PN_FR_IMP.pdf, p.27

³ R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.3

⁴ R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.4

⁵ R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.4

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

D'autres données sont importantes pour pouvoir faire le lien entre les remboursements pour le mazout (PUEÉRA), soit par exemple le nombre d'unités de logements par abonnement résidentiel et le total d'habitations individuelles qui n'ont pas de financement gouvernemental pour les frais d'exploitation.

2.1 Financement du Canada

2.1.1 Le Canada consent à verser, pour l'exercice financier 2015-2016, la somme de 20 197 467 \$ pour les coûts d'immobilisations destinés à la construction de logements dans la région Kativik.

2.1.2 Le financement du Canada en vertu de la présente entente doit être versé à Makivik, sous forme d'une contribution, le 1er avril 2015 ou le plus tôt possible après cette date.

2.2 Financement du Québec

2.2.1 Le Québec consent à verser directement, sur une période de 15 ans, à l'OMHK ou à tout organisme qui pourra lui succéder, la différence entre les coûts d'exploitation de chaque logement et les revenus de location y étant perçus, à compter de la date d'occupation initiale de l'unité en question.

Référence : Entente concernant la mise en œuvre de la convention de la Baie-James et du nord québécois en matière de logement au Nunavik (2015)⁶

Concernant le financement des logements, la différence entre les coûts d'exploitation de chaque logement et les revenus de location y étant perçus sont remboursés par l'*Entente concernant la mise en œuvre de la convention de la Baie-James et du nord québécois en matière de logement au Nunavik*.

1.1.2 Étude de cas du GRAME : pour un moyen d'approvisionnement pour la production d'énergie solaire

Au dossier R-3864-2013, le GRAME avait produit une analyse détaillée du potentiel énergétique de production de type solaire voltaïque⁷. Au présent dossier, le GRAME propose l'étude d'un prix d'achat au kWh, indépendant de l'énergie consommée, pour la production d'énergie de type solaire voltaïque, au lieu d'une option de mesurage net.

Compte tenu des problématiques qui pourraient survenir concernant les remboursements des frais d'exploitation selon les ententes décrites ci-dessus et la présence d'un tarif

⁶ Lien : https://www.autochtones.gouv.qc.ca/relations_autochtones/ententes/inuits/2013-10-entente-kativik.pdf

⁷ R-3864-2013, C-GRAME-0012, p. 8 : « Le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur d'examiner l'opportunité de réviser l'option de mesurage net pour l'adapter aux cas des réseaux autonomes.... »

avantageux de première tranche, il serait plus prometteur de mettre en place des opportunités d'affaires pour les communautés, via une offre en approvisionnement pour l'énergie solaire produite. Cette manière de procéder nécessiterait deux compteurs séparés, l'un pour la consommation et l'autre pour la quantité d'énergie produite.

Le Distributeur pourrait également être intéressé à prendre en charge ce type de production énergétique. À cet égard, il mentionne réfléchir à l'opportunité de développer l'énergie solaire :

6.3 Est-ce qu'Hydro-Québec considère elle-même la possibilité d'investir dans la production photovoltaïque distribuée en réseaux autonomes tel que le suggère le président d'Hydro-Québec en (iii) ?

Réponse : Hydro-Québec est en réflexion sur l'opportunité de développer l'énergie solaire.

Référence : R-3986-2016, B-0037, Réponse à la demande de renseignement no 1 du ROÉÉ, RDDR no 6.3

Le GRAME rappelle les grandes lignes des conclusions de son analyse au dossier R-3864-2013. Il avait évalué le potentiel solaire par village de manière précise, en utilisant la quantité d'énergie solaire moyenne disponible au sol. Ces informations étant disponibles via Ressources Naturelles Canada⁸, qui est chargée de calculer et de compiler les données concernant l'ensoleillement et le potentiel d'énergie solaire photovoltaïque au Canada, et qui fournit directement le potentiel PV, en plus des données d'ensoleillement, et cela, pour l'ensemble des municipalités.⁹

Grâce à ces informations, le GRAME avait évalué le coût du solaire, via sa valeur actuelle nette et son potentiel d'économie financière¹⁰. Nous indiquions que la réalisation d'un projet spécifique, ou d'un projet pilote, permettrait toutefois de déterminer avec précision les coûts. À partir de ces coûts, un prix unitaire d'achat pourrait être calibré.

Afin de compléter l'analyse du GRAME, nous avons comparé le potentiel photovoltaïque (PV : kWh/kWp) de certains réseaux autonomes faisant partie du calendrier de lancement des appels de propositions du Distributeur¹¹, avec le potentiel pour la ville de Montréal. La compilation des données est fournie en annexe 1, nous avons ajouté une colonne pour illustrer l'utilisation de panneaux solaires mobiles, n'augmentant que légèrement le PV. Cette compilation démontre un potentiel solaire photovoltaïque au Nunavik comparable à celui de nos latitudes, bien que certains mois de l'année soient moins intéressants, soit les mois d'octobre à janvier. Cependant, dès le mois de février, les données d'ensoleillement se rapprochent de celles de nos latitudes :

⁸ Ressources naturelles Canada, Cartes de la ressource photovoltaïque et solaire du Canada, Site Web : [HTTPS://WWW.RNCAN.GC.CA/18367](https://www.rncan.gc.ca/18367)

⁹ R-3964-2013, GRAME-012, page 18

¹⁰ R-3964-2013, GRAME-012 : voir section 1.3, pages 15 à 26

¹¹ R-3986-2016, B-0010, Tableau 4, page 12

Meilleur angle	Montréal	Tasiujaq	Akulivik	Salluit	Kangirsuk	Kuujuuaq	Kuujuarapik
Potentiel PV (kWh/kWp) Sans rotation/panneaux	1190	1043	1080	1060	1052	1034	1083
Potentiel PV (kWh/kWp) Avec rotation	1247	1083	1124	1098	1098	1098	1138

Note : Les données des tableaux suivants proviennent du fichier Excel : municip_potentiel-potential

Référence : RESSOURCES NATURELLES CANADA, CARTES DE LA RESSOURCE PHOTOVOLTAÏQUE ET SOLAIRE DU CANADA, SITE WEB : <https://www.rncan.gc.ca/18367>; Fichier Excel : municip_potentiel-potential

Enfin, au dossier R-3964-2013¹², le GRAME avait produit une analyse du nombre de litres de diesel économisés et de la réduction annuelle des émissions de CO₂ et sur la durée de vie des équipements pour un scénario de production énergétique correspondant à 10 % de la demande, ainsi qu'un calcul des économies potentielles, dans le cas où le Distributeur administrait lui-même l'opération de ces approvisionnements, donc sans intermédiaire. (Voir Annexe 2, Tableaux I et II)

1.1.2.1 Conclusions et recommandations

Compte tenu des avantages liés au potentiel de réduction des GES, le GRAME recommande à la Régie d'encourager le Distributeur à mettre sur pied un projet pilote axé sur le calibrage d'un prix d'achat pour l'énergie solaire photovoltaïque, en parallèle à sa stratégie de conversion et d'approvisionnement en réseaux autonomes.

Le GRAME soumet à cet égard que certains réseaux faisant l'objet de la planification d'appels d'offres, visant notamment la conversion vers les énergies renouvelables, n'auront pas les ressources renouvelables disponibles, comme la biomasse, ou l'énergie éolienne, à la hauteur des besoins identifiés dans le plan d'approvisionnement du Distributeur.

Par exemple, le réseau Tasiujaq fait l'objet d'un appel de propositions ouvert à toutes les sources d'énergie, thermique et renouvelable¹³. L'ajout d'équipement d'approvisionnement de type solaire photovoltaïque permettrait de réduire l'empreinte écologique d'une production de type thermique. Nous le verrons plus en détails dans la section sur les critères des appels d'offres, mais le critère de développement durable, s'il

¹² R-3864-2013, C-GRAME-0012, pages 48 et 49

¹³ Réseau Tasiujaq, site Web Hydro-Québec, consulté le 15 novembre 2016 : http://www.hydroquebec.com/soumissionnez/documents_consultation/doc_15335343.html?prix1=NaN&prix2=NaN&prix3=1&no_soumission=15335343, APPEL d'intérêt, # 15335343, Projet de construction d'une nouvelle centrale de production d'électricité, Objectif : Mise en service en 2021, Page

était retenu, permettrait de favoriser l'ajout d'une production énergétique complémentaire aux centrales thermiques qui pourraient être mises en place dans certains réseaux.

Le GRAME est d'avis que cette option d'approvisionnement est préférable à une option tarifaire de mesurage net visant l'effacement de la demande, puisqu'elle n'interfère pas avec la consommation énergétique de cette clientèle, qui bénéficie dans certains cas d'un remboursement gouvernemental. À cet égard, le GRAME a pris note de la création cette année d'une entreprise en coparticipation axée sur les énergies renouvelables au Nunavik, démontrant l'intérêt de la Société Makivik et de la FCNQ à mettre sur pied de tels projets :

Ivujuvik (Québec), le 21 février 2017 – Les dirigeants inuits de la Société Makivik et de la Fédération des coopératives du Nouveau-Québec (FCNQ) sont heureux d'annoncer la création d'une entreprise en coparticipation pour mettre sur pied des projets axés sur les énergies renouvelables au Nunavik. Il s'agira d'une entreprise dont 100 % des intérêts appartiendront aux Inuits.

Référence : Site Web de la Société Makivik¹⁴ :

La proposition du GRAME s'inscrit dans une démarche de conversion vers les énergies renouvelables et la réduction de l'empreinte écologique des réseaux autonomes.

1.1.2 Remboursement mazout (PUEÉRA)

L'entente entre le Distributeur et la Société Makivik en 1994 a permis la mise en place d'un protocole de subvention du carburant, lequel s'est concrétisé d'un point de vue réglementaire par la compensation pour le mazout des PUEÉRA :

Entente, initiatives et événements qui ont suivi la Convention de la Baie-James et du Nord québécois (CBJNQ)

1994 Le 4 février 1994, Hydro-Québec et la Société Makivik signe l'Entente sur le programme d'alimentation en électricité et, plus tard la même année, un protocole pour que la Société Makivik administre la subvention du carburant. Le but de l'entente et du protocole était de réduire, à l'intention des consommateurs, les coûts élevés de chauffage dans la région du Nunavik.

Référence : Plan Nunavik : Les Inuits du Nunavik et la région du Nunavik : le passé, le présent et l'avenir Septembre 2010, Annexe 1¹⁵.

Cependant, le GRAME est d'avis qu'il est nécessaire que le Distributeur clarifie les raisons pour lesquelles les compensations pour le mazout sont élevés au Nunavik¹⁶, compte tenu de *l'Entente concernant la mise en œuvre de la convention de la Baie-James et du nord québécois en matière*

¹⁴Lien Web : <http://www.makivik.org/fr/makivik-fcnq-sign-historic-agreement-create-new-company-develop-renewable-energy-nunavik/>

¹⁵<http://www.krg.ca/images/stories/docs/Parnasimautik/Annexes/FR/Plan%20Nunavik%20Annex%201%20Aug%2011%202010%20fr.pdf>

¹⁶ R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 5.2

de logement au Nunavik (2015) indiquant le remboursement des frais d'exploitation, dont les coûts de chauffage et de l'électricité¹⁷, pour les logements sociaux.

1.2. Lancement d'appels de proposition

1.2.1 Calendrier de lancement des appels de proposition et moyens mis en place pour assurer la fiabilité du service

Le GRAME aborde dans cette section le calendrier proposé par le Distributeur, en relation avec les coûts et pertes en réseaux autonomes et notamment le regroupement proposé (Phase 1-Est et Phase 2-Ouest) selon un découpage géographique¹⁸.

Le GRAME est d'avis qu'un découpage est/ouest n'est peut-être pas optimum et qu'il pourrait être opportun de lancer des appels de propositions ciblés utilisant d'autres critères, par exemple par type de production pour faciliter la comparaison des coûts. À cet égard, le Distributeur émet la possibilité que le critère de regroupement par découpage géographique soit modifié.¹⁹ Concernant le calendrier proposé, le Distributeur précise les raisons des différentes dates d'ouverture des appels d'offres entre les réseaux du Nunavik, notamment pour la centrale de Tasiujaq qui a atteint la fin de sa vie utile :

La centrale de Tasiujaq a atteint la fin de sa durée de vie utile et, dans ce contexte, un appel d'intérêt a été lancé en 2016 afin d'assurer la fiabilité de l'alimentation électrique de ce réseau. Pour les autres réseaux du Nunavik, un calendrier de lancement des appels de propositions en deux phases est proposé par le Distributeur aux communautés concernées. Bien que le groupement proposé soit basé sur un découpage géographique, des discussions avec les parties prenantes sont présentement en cours et pourraient amener à modifier ce critère.

En parallèle, le Distributeur doit assurer la fiabilité de l'alimentation électrique et à moindres coûts. À cette fin, l'utilisation de génératrices mobiles permet de reporter l'ajout d'équipements de production permanents, procurant une puissance garantie afin de combler les déficits en puissance.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.10

Des génératrices mobiles ont été installées dans les réseaux de Kuujjuarapik, Tasiujaq, Kangiqsujuaq au Nunavik. Si on regarde les besoins en puissance antérieurs (R-3864-2013), on constate que le réseau de Kuujjuarapik était déjà en déficit de puissance dès

¹⁷ Entente concernant la mise en œuvre de la convention de la Baie-James et du nord québécois en matière de logement au Nunavik (2015),

https://www.autochtones.gouv.qc.ca/relations_autochtones/ententes/inuits/2013-10-entente-kativik.pdf: 1.4 « coûts d'exploitation » : les coûts réels admissibles engagés pour chaque unité de logement, lorsqu'ils peuvent être identifiés, et une part proportionnelle des coûts engagés en rapport avec le portefeuille du logement dans les catégories suivantes : 1.4.5 les coûts de chauffage; 1.4.6 les coûts d'électricité;

¹⁸ R-3986-2016, B-0010, page 12

¹⁹ R-3986-2016, B-0010, 4.5. Autres réseaux, page 12 ET R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.10

2014-2015, alors que le bilan n'incluait pas les annonces d'ajout de logements faites par le gouvernement en 2015.²⁰

En comparant les plans d'approvisionnement 2013-2023 et 2016-2026, il ne semble pas y avoir d'ajout de besoins en puissance pour tenir compte des annonces gouvernementales pour le réseau de Kuujjuarapik, mais plutôt une réduction des besoins de 2,21 (2016/2017)²¹ à 2,17 (2017/2018)²². Si on regarde aussi l'année 2022/2023 du plan précédent, les besoins en puissances étaient évalués à 2,55 MW, alors que le présent plan prévoit des besoins de 2,43 MW, bien que le Distributeur ait prévu une croissance du nombre d'abonnements selon une moyenne annuelle de 2,7 % sur la période du plan,²³ soit légèrement supérieure à ses prévisions de 2,5 % au plan précédent²⁴.

Par ailleurs, le Tableau 3²⁵ démontre pour le réseau de Kuujjuarapik, des excédents de puissance sur la durée du plan, suite à l'installation d'une génératrice mobile.

TABLEAU 3 :
BILAN DE PUISSANCE PAR RÉSEAU
APRÈS APPLICATION DU CRITÈRE DE PLANIFICATION

en kW	2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019	2019 - 2020	2020 - 2021	2021 - 2022	2022 - 2023	2023 - 2024	2024 - 2025	2025 - 2026
Îles-de-la-Madeleine										
Cap-aux-Meules	8 860	8 740	8 600	8 460	8 330	8 200	8 100	8 010	8 000	8 020
L'Île-d'Entrée	490	490	490	480	480	480	480	480	480	480
Nunavik										
Akulivik	420	400	380	360	340	310	290	270	250	230
Aupaluk	30	20	0	(10)	(30)	(40)	(50)	(60)	(70)	(80)
Inukjuak	410	360	320	270	220	180	130	80	40	(12)
Ivujivik	40	30	10	0	(20)	(30)	(40)	(50)	(70)	(80)
Kangiqaualujuaq	110	90	70	40	20	0	(20)	(50)	(70)	(90)
Kangiqaualuaq ⁽¹⁾	980	950	930	910	890	870	860	840	820	800
Kangirsuk	110	100	90	80	60	50	40	30	20	10
Kuujuaq	450	350	240	140	30	(70)	(170)	(270)	(370)	(460)
Kuujjuarapik ⁽¹⁾	1 680	1 640	1 600	1 560	1 520	1 480	1 440	1 410	1 370	1 340
Puvimittuq	450	380	300	220	140	70	0	(60)	(130)	(190)
Quaqtuaq	40	10	(10)	(30)	(50)	(70)	(80)	(100)	(120)	(140)
Salluit	20	(20)	(50)	(90)	(130)	(160)	(190)	(230)	(260)	(290)
Tasiujaq ⁽¹⁾	490	480	480	470	460	450	440	430	430	420
Umiujaq	0	(20)	(30)	(50)	(70)	(90)	(110)	(120)	(140)	(150)
Basse-Côte-Nord										
Lac Robertson	1 860	1 750	1 660	1 580	1 520	1 470	1 430	1 400	1 380	1 360
La Romaine	540	500	470	450	430	400	380	360	330	310
Port-Menier	410	400	390	380	370	360	350	350	340	330
Schefferville										
Schefferville ⁽¹⁾	1 920	1 710	1 480	1 250	1 020	840	660	500	350	220
Haute-Mauricie										
Clova	30	30	20	20	20	20	20	20	20	20
Obedjiwan ⁽²⁾	540	490	440	400	350	310	260	220	180	140

1. Avec génératrices mobiles pour assurer le respect du critère de fiabilité.
2. Inclut l'option d'électricité interruptible.

Référence : R-3986-2016, B-0010, Tableau 3, Bilan de puissance par réseaux après application du critère de planification

²⁰ http://plannord.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/2015/04/Synthese_PN_FR_IMP.pdf, p.27

²¹ R-3864-2013, B-0010, annexe 4, Tableau 4.2.9, Bilan en puissance Kuujjuarapik, page 79

²² R-3986-2016, B-0010, Tableau 3B-2.9, page 71

²³ R-3986-2016, B-0011, Tableau 2C-2.9, p. 41

²⁴ R-3864-2013, B-0010, TABLEAU 2C-3.9 PRÉVISION DE LA DEMANDE – KUUJJUARAPIK, p. 50

²⁵ R-3986-2016, B-0010, Bilan de puissance par réseaux après application du critère de planification

Cet ajout pourrait résoudre la problématique de l'accès de cette communauté à un tarif général permettant la fabrication et la conservation de la glace dans les arénas, tel que prévu aux Tarifs et conditions du Distributeur :

MODALITÉS D'APPLICATION DES TARIFS GÉNÉRAUX DE PETITE ET DE MOYENNE PUISSANCES POUR LES CLIENTS DES RÉSEAUX AUTONOMES

Tarif G, G-9, M ou MA

art. 7.4, al. 3: «*L'électricité livrée à partir d'un réseau autonome au nord du 53e parallèle, à l'exclusion du réseau de Schefferville, au titre d'un abonnement au tarif G, G-9, M ou MA, peut être utilisée pour des câbles chauffants dans les conduites d'amenée d'eau aux usines de traitement de même que pour la fabrication et la conservation de la glace dans les arénas. Toutefois, pour fins de gestion de la pointe, ces charges doivent être interrompues sur demande du Distributeur.*» (Notre surligné)

Tarifs et conditions du Distributeur en vigueur le 1^{er} avril 2016, chapitre 7 Tarifs applicables aux réseaux autonomes, section 2 – Modalités d'application des tarifs de petite et de moyenne puissance pour les clients des réseaux autonomes

Au présent dossier, la Première Nation de Whapmagoostui (PNW) soumet des demandes de renseignements portant sur l'accès aux charges de fabrication de la glace pour cette communauté, notamment pour trouver une solution à la problématique de l'approvisionnement au tarif préférentiel pour la production de la glace au nord du 53e parallèle que le GRAME avait soulevée au dossier R-3864-2016²⁶.

b) Existe-t-il d'autre cas, au nord du 53e parallèle, où cette clause est invoquée 100 % des heures de l'année pour refuser gratuitement de desservir une charge de fabrication de glace ? Si oui, veuillez spécifier le réseau et les dates.

Réponse : Le Distributeur rappelle à nouveau que l'article 7.4 des *Tarifs d'électricité* ne s'applique pas dans le cas présent.

Par ailleurs, certaines charges dans d'autres réseaux autonomes ne sont pas alimentées en raison des exigences du bulletin technique 30262-14-001-B.

Voir à cet effet la réponse à la question 5-a.

Référence : R-3986-2016, B-0034, question 5

Le GRAME constate que malgré les excédents de puissance (Tableau 3²⁷) sur la durée du plan, suite à l'installation d'une génératrice mobile, le Distributeur n'a pas modifié sa prévision des besoins, laquelle est basée sur l'analyse des données historiques (ventes et production de la centrale), pour prendre en charge les besoins de fabrication et de conservation de la glace de l'aréna de cette communauté :

²⁶ R-3984-2013, C-GRAME-0012, section 2.2.2 Exemples de réseaux, Kuujjuarapik, page 29-33

²⁷ R-3986-2016, B-0010, Bilan de puissance par réseaux après application du critère de planification

c) La charge de l'aréna (glace et autres) est-elle incluse dans la prévision de la demande de Kuujjuarapik/Whapmagoostui et dans les bilans d'énergie et de puissance ? Ou son interruption est-elle inscrite comme un moyen d'approvisionnement en énergie et en puissance ? Veuillez expliquer.

Réponse : Le bâtiment de l'aréna est alimenté par le réseau de distribution et le client possède une génératrice. La prévision est basée sur l'analyse des données historiques (ventes et production de la centrale) et reflète ainsi le comportement énergétique observé.

Référence : R-3986-2016, B-0034, question 5 le refus d'Hydro-Québec distribution de desservir l'aréna (pour la fabrication de glace) de Whapmagoostui-Kuujjuarapik, c)

Concernant les prévisions d'ajouts de génératrices mobiles pour les réseaux visés par les appels de proposition de la Phase 1 – Est et de la Phase 2 – Ouest, le Distributeur précise qu'elles sont utilisées pour des fins de fiabilité :

Le déploiement de génératrices mobiles fait partie des divers moyens de gestion afin d'assurer le respect du critère de fiabilité. En temps opportun, le Distributeur choisira le meilleur moyen, ce qui pourrait inclure le redéploiement vers d'autres réseaux de génératrices mobiles actuellement utilisées à des fins de fiabilité, l'ajout de génératrices mobiles ou d'autres moyens de gestion de l'offre.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.13

1.2.1.1 Conclusions et recommandations

Bien que le GRAME accueille favorablement l'installation d'une génératrice mobile pour le réseau de Kuujjuarapik malgré les coûts additionnels, il recommande que le Distributeur fasse le point sur la problématique, à savoir si l'accès au tarif pour la fabrication de la glace pourra être consenti à la communauté de Whapmagoostui-Kuujjuarapik suite à l'ajout d'une génératrice mobile.

Concernant les appels de proposition à venir, le GRAME est d'avis qu'un découpage est/ouest n'est peut-être pas optimum et qu'il pourrait être opportun de lancer des appels de propositions ciblés utilisant d'autres critères, par exemple par type de production pour faciliter la comparaison des coûts. A cet égard, le Distributeur émet la possibilité que le critère de regroupement par découpage géographique soit modifié.²⁸

²⁸ R-3986-2016, B-0010, 4.5. Autres réseaux, page 12 ET R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.10

1.2.2 Critères retenus des appels d'offres et coûts

Dans sa décision D-2015-013, par. 171, le Régie demandait au Distributeur d'inclure dans un appel de propositions s'appliquant à l'ensemble des réseaux autonomes à centrales thermiques, *les projets d'énergie propre, la biomasse, le JED, la production décentralisée de chaleur et d'électricité et tout autre projet d'énergie renouvelable* et de lui présenter les résultats de ses analyses lors du prochain plan d'approvisionnement.²⁹

[171] La Régie demande au Distributeur de considérer un appel de propositions s'appliquant à l'ensemble des réseaux autonomes à centrales thermiques, pour des projets d'énergie propre, incluant la biomasse, le JED, la production décentralisée de chaleur et d'électricité et tout autre projet d'énergie renouvelable et de présenter les résultats de ses analyses lors du prochain plan d'approvisionnement

Référence : R-3864-2013, D-2015-013, par. 171

Le GRAME est d'avis que le Distributeur devrait préciser les critères qui seront à la base des appels d'offres dès maintenant.

Concernant le réseau d'Obedjiwan, le GRAME note que l'appel de propositions intègre un critère de minimisation des émissions de GES³⁰:

Section 4.2.4 Minimisation des émissions de GES, page 16 : Le soumissionnaire doit démontrer à la section 3.7.1 de la Formule de soumission que la NIPE proposée permet de réduire les émissions annuelles totales de GES du réseau d'Obedjiwan, exprimé en kilogramme de dioxyde de carbone équivalent par unité d'énergie utile (kg CO₂ éq. / GJ), par rapport à la situation actuelle prévalant sous le régime d'exploitation de l'IPEE (Voir Annexe 3)

Référence : Réseau d'Obedjiwan, site WEB Hydro-Québec, Achats d'électricité – Marché québécois³¹.

Le réseau d'Obedjiwan intègre également un critère d'éligibilité associé à la participation du milieu local³², contrairement à celui *Tasiujaq – Nunavik*, bien qu'aucune indication ne soit indiquée pour la détermination du prix associé à l'énergie et à la puissance exigée

Section 2.2 : Participation du milieu local, page 8 : Le Milieu local sera donc un partenaire actif dans le fournisseur, propriétaire de la NIPE. Le soumissionnaire retenu devra conclure une entente de partenariat avec le Milieu local avant la signature du Contrat

Référence : Réseau d'Obedjiwan, site WEB Hydro-Québec, Achats d'électricité – Marché québécois³³

²⁹ D-2015-013, par. 171

³⁰ Site WEB Hydro-Québec, Achats d'électricité – Marché québécois, Section 4.2.4.

<http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/ap-201601/documents/ap-2016-01.pdf>,

³¹ <http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/ap-201601/documents/ap-2016-01.pdf>, page 16

³² Site WEB Hydro-Québec, Achats d'électricité – Marché québécois, Section 2.2 : Participation du milieu local, page 8 :

<http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/ap-201601/documents/ap-2016-01.pdf>,

³³ <http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/ap-201601/documents/ap-2016-01.pdf>, page 26

Concernant l'Appel de propositions pour la construction d'une nouvelle centrale de production d'électricité à *Tasiujaq – Nunavik*³⁴, identifié dans le calendrier du Distributeur selon un scénario thermique / renouvelable³⁵, l'approche retenue est de solliciter l'intérêt de développeurs pour des projets de production d'électricité intégrant ou non des énergies renouvelables, toutes sources de production permises :

L'approche retenue pour assurer le remplacement de la centrale consiste, dans un premier temps, à solliciter l'intérêt de développeurs de projets de centrales de production d'électricité intégrant ou non des énergies renouvelables afin d'identifier et de documenter les meilleurs scénarios envisageables pour répondre aux besoins de la communauté.

Les fournisseurs intéressés doivent proposer, dans le cadre de cet appel d'intérêt, un ou plusieurs concept (s) de centrale de production d'électricité composée d'une ou plusieurs sources de production. Toutes les sources de production sont permises, mais l'intégration d'énergie renouvelable est encouragée. Lors de l'analyse des concepts, le coût du projet demeure toutefois le plus important. Les différents concepts doivent permettre, entre autres, d'effectuer la maintenance sur place des équipements. Ils doivent également respecter toute la réglementation en vigueur, incluant l'obtention des autorisations gouvernementales applicables. (...)

Hydro-Québec désire évaluer des projets de type « Clé en main » réalisés sous devis de performance. (...)

Il est à noter qu'au moment de la mise en service de la nouvelle centrale de production, la propriété de celle-ci sera transférée à Hydro-Québec qui en assurera l'exploitation. (Nos soulignés)

Référence : Réseau Tasiujaq, APPEL d'intérêt, # 15335343³⁶, Projet de construction d'une nouvelle centrale de production d'électricité, Objectif : Mise en service en 2021, Page 5

Le Distributeur ne semble pas tenir compte de la décision de la Régie³⁷ de considérer un appel de propositions pour des projets d'énergie propre incluant toutes les formes de production, en indiquant que le coût du projet demeure le plus important³⁸.

Le GRAME demandait au Distributeur de concilier la décision D-2015-013 avec les deux propositions d'appels d'offres apparaissant sur le site du Distributeur. Le Distributeur réitère que l'appel de propositions est ouvert à toutes sources de production, bien que l'intégration d'énergie renouvelable soit encouragée :

³⁴ Site Web Hydro-Québec, consulté le 15 novembre 2016 : http://www.hydroquebec.com/soumissionnez/documents_consultation/doc_15335343.html?prix1=NaN&prix2=NaN&prix3=1&no_soumission=15335343, APPEL de proposition, # 15335343, Projet de construction d'une nouvelle centrale de production d'électricité, Objectif : Mise en service en 2021, Page 5

³⁵ R-3986-2016, B-0010, page 12

³⁶ Site Web Hydro-Québec, consulté le 15 novembre 2016 : http://www.hydroquebec.com/soumissionnez/documents_consultation/doc_15335343.html?prix1=NaN&prix2=NaN&prix3=1&no_soumission=15335343

³⁷ 2015-013, par. 171

³⁸ R-3986-2016, B-0010, page 12

La centrale actuelle de Tasiujaq a atteint la fin de sa vie utile. Un ou des moyens de production devront remplacer la centrale actuelle. Ces moyens de production devront répondre à la demande prévue en énergie et en puissance ainsi qu'assurer le respect du critère de fiabilité. L'appel d'intérêt était ouvert à toutes sources de production afin de s'assurer qu'une solution permettrait de répondre aux besoins. Comme il appert de la référence ii, l'intégration d'énergie renouvelable est encouragée.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.15

À cet égard, le GRAME soumet que l'appel de propositions pour la centrale actuelle de Tasiujaq est conforme, en autant que le critère relié au développement durable est appliqué lors de l'étude des éventuelles soumissions, de sorte que soit accordé un pointage additionnel aux projets comportant l'intégration d'énergie renouvelable, faisant en sorte que le prix de revient ne soit pas prioritairement celui qui déterminera la meilleure offre :

La Régie de l'énergie :

APPROUVE le critère non monétaire relié au développement durable applicable à tous les appels d'offres de long terme et incluant les cinq indicateurs définis précédemment;

FIXE les pointages suivants relatifs aux critères non monétaires :

Développement durable	15 points
Solidité financière	10 points
Faisabilité du projet	5 points
Expérience pertinente	5 points
Flexibilité	5 points

FIXE les pointages suivants relatifs aux indicateurs pour le critère de développement durable :

Émissions de GES	5 points
Caractère renouvelable de l'approvisionnement	4 points
Émissions de NO _x	2 points
Existence d'un système de gestion environnementale	1 point
Indicateur à caractère social	3 points

Référence : R-3525-2004, D-2004-212 (pages 24 et 25) : Critère de développement durable pour les approvisionnements de long terme.

Concernant les deux appels de propositions en cours, celui du réseau de Tasiujaq propose une solution clé en main avec transfert de propriété à Hydro-Québec, alors que celui du réseau d'Obedjiwan indique que le milieu local sera partenaire actif³⁹, donc que le soumissionnaire devra conclure une entente de partenariat avec le milieu local. Le Distributeur indique à cet égard, que sa stratégie est d'ouvrir les appels de propositions à toutes les sources d'énergie, mais n'explique pas la différence entre les réseaux de Tasiujaq et d'Obedjiwan :

³⁹ Réseau d'Obedjiwan, site WEB Hydro-Québec, Achats d'électricité – Marché québécois, <http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequbecois/ap-201601/documents/ap-2016-01.pdf>, page 26

La stratégie du Distributeur est d'ouvrir les appels de propositions à toutes les sources d'énergie. L'appel de propositions pour le réseau de Tasiujaq s'inscrit dans cette démarche.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.16.1

Concernant la demande de précision pour l'ouverture de l'offre pour le réseau de Tasiujaq à toute forme d'énergie, à savoir si elle est liée à l'option clé en main retenue, la réponse du Distributeur indique que les formules de prix ne sont pas finalisées, à savoir si le Distributeur maintiendra l'option clé en main :

L'appel de propositions n'a pas encore été lancé et conséquemment, les formules de prix n'ont pas encore été finalisées.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.16.2

Concernant l'acceptabilité sociale, le Distributeur indique qu'il a obtenu l'appui des représentants de la communauté de la communauté de Tasiujaq dans l'éventualité d'une nouvelle centrale thermique :

Le Distributeur a obtenu l'appui des représentants de la communauté.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.16.3

Concernant la préoccupation du GRAME, que soit retenu le critère de développement durable pour tous des réseaux autonomes lors des appels d'offres à venir, de même que pour celui de Tasiujaq, le Distributeur précise que les critères de sélection ne sont pas arrêtés puisque l'appel de propositions n'a pas été lancé. Cependant l'appel d'intérêt pour le réseau de Tasiujaq n'indique pas aux promoteurs intéressés que les critères de minimisation des GES ou que la participation du milieu sera priorisée. Un tel manque ne permettra pas aux promoteurs intéressés de cibler un projet qui en tienne compte, ce que le GRAME déplore.

Les critères de sélection ne sont pas arrêtés puisque l'appel de propositions visant le réseau de Tasiujaq n'a pas encore été lancé. Seul un appel d'intérêt a été réalisé. De nouveau, comme il appert de la référence ii, l'intégration d'énergie renouvelable est encouragée.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.18

Concernant les appels d'offres de long terme à venir, le GRAME demandait au Distributeur s'il prendra en considération le critère de développement durable, et identifiera les critères qui seront retenus, selon chacun des réseaux visés dans le calendrier de lancement des appels de proposition.

À cet égard, le GRAME prend note que le Distributeur indique que les critères de sélection incluent celui de développement durable.

Le Distributeur donne à titre d'exemple le réseau d'Obedjiwan. Cependant, bien que la minimisation des GES et la participation du milieu soient des critères de sélection, le critère de développement durable inclut d'autres indicateurs, comme les émissions de NOx et l'existence d'un système de gestion environnementale.⁴⁰ Il serait plus précis d'indiquer que le critère de développement durable s'applique lors des appels de propositions pour tous les appels d'offres à venir :

Les critères de sélection incluent celui de développement durable. À titre d'exemple, le Distributeur réfère l'intervenante au document de l'appel de propositions A/P 2016-01 visant le réseau d'Obedjiwan.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.19

L'appel d'intérêt pour le réseau de Tasiujaq et l'appel de propositions pour le réseau d'Obedjiwan n'indiquent pas de cible pour la détermination d'un prix associé à l'énergie et à la puissance exigée. Le GRAME demandait au Distributeur sur quelle base il compte évaluer la teneur des offres de soumissions qu'il recevra, dans le contexte où les coûts évités, ou encore les coûts de revient ne sont pas adaptés aux coûts d'approvisionnement. La réponse du Distributeur ne permet pas de cibler la méthode qui sera retenue :

Le Distributeur précise que l'appel de propositions visant le réseau de Tasiujaq n'a pas encore été lancé. Seul un appel d'intérêt a été réalisé.

Les propositions reçues à l'issue des appels de propositions seront comparées aux coûts spécifiques que le Distributeur aurait engagés sans la solution proposée.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.21

Le GRAME est d'avis que le Distributeur devrait être plus précis dans le but d'aider les soumissionnaires à évaluer dans quelle mesure leur offre peut rencontrer les objectifs de coûts en approvisionnement.

Concernant les approvisionnements en carburant, le GRAME s'interrogeait sur l'impact potentiel de l'échéance des contrats d'approvisionnement ⁴¹en carburant sur la proposition de calendrier d'appel d'offres et de mise en service.

⁴⁰ R-3525-2014, D-2004-212 (pages 24 et 25) : Critère de développement durable pour les approvisionnements de long terme.

⁴¹ R-3986-2016, B-0011, Tableau 3D-1, Approvisionnement en carburant, page 81

Bien que le Distributeur nous indique que le calendrier des appels de propositions ne dépend pas de la date de fin des contrats d'approvisionnement en carburant, reste à s'assurer que les mises en services soient coordonnées avec les options de renouvellement d'une durée de cinq (5) ans pour les centrales du Nunavik :

Le calendrier des appels de propositions ne dépend pas de la date de fin des contrats d'approvisionnement en carburant. Lorsqu'un contrat arrive à échéance, le Distributeur poursuit sa stratégie d'approvisionnement en carburant en privilégiant l'appel à la concurrence. Tout en assurant une continuité, au besoin, dans ses approvisionnements en carburant, le Distributeur vise constamment à réduire ses coûts d'approvisionnement en ajustant les critères d'achat et en étudiant différentes formules de prix.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.23

1.2.3 Conclusions et recommandations

Ainsi, compte tenu de la décision 2015-013, par. 171, le GRAME est d'avis que le critère de développement durable pour les approvisionnements de long terme, qui reconnaît notamment l'importance des émissions de GES et de l'acceptabilité sociale, devrait s'appliquer pour tous les appels d'offres en réseaux autonomes. Cela est d'autant plus important puisque parmi les offres à soumissionner de type thermique pourraient se greffer des ressources renouvelables, tel que le solaire photovoltaïque. Pour ces raisons, le GRAME soumet que l'ensemble des réseaux visés par le calendrier d'appel d'offres soumis par le Distributeur devrait faire l'objet des mêmes critères d'éligibilité de base.

De plus, au soutien de la mise en place d'une stratégie globale d'intégration, le GRAME souhaite voir s'implanter des procédures d'appels d'offres incluant les projets en efficacité énergétique, en lien avec l'article 74.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie qui précise que la procédure d'appel d'offres et d'octroi doit notamment accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'à des projets d'efficacité énergétique.

Concernant les options d'approvisionnements en réseaux autonomes, le GRAME recommande qu'un projet pilote soit mené par le Distributeur pour mettre en place un coût d'approvisionnement ciblé visant l'énergie solaire photovoltaïque.

Considérant la problématique découlant de la méthode d'établissement des coûts évités énoncée dans la section suivante, le GRAME recommande que les appels d'offres pour les réseaux autonomes soient suspendus, tant que les coûts évités, ou encore l'identification d'un coût de revient par réseau, ne reflèteront pas l'ensemble des coûts, incluant ceux relatifs à la fiabilité des réseaux, afin que la Régie dispose d'une balise pour l'approbation des contrats en approvisionnement qu'elle devra approuver.

II STRATÉGIE VISANT L'INTÉGRATION DU POTENTIEL D'UN PORTEFEUILLE DE MESURES EN GESTION DE LA DEMANDE ET DU POTENTIEL D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE.

Le GRAME aborde dans cette section les stratégies générales relatives au potentiel du portefeuille de mesures d'efficacité énergétique pour les réseaux autonomes, mais plus particulièrement de la gestion de la demande d'électricité.

2.1 Gestion de la demande en puissance

2.2.1 Projet pilote au Nunavik⁴² visant les clients propriétaires de génératrices

Concernant la gestion de la demande en puissance, le Distributeur opte notamment pour la mise en place d'un projet pilote au Nunavik⁴³ visant les clients propriétaires de génératrices prévues pour l'hiver 2016-2017 :

Concernant l'état d'avancement d'un projet pilote au Nunavik pour les clients propriétaires de génératrices prévues pour l'hiver 2016-2017, le Distributeur précise que le village de Kangiqsujuaq fait l'objet de ce projet pilote :

Le village faisant l'objet de la mise en place d'un projet pilote est Kangiqsujuaq.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 4.1.1

Concernant le potentiel en puissance et en énergie visé par ce projet pilote, le Distributeur indique ne pas posséder d'inventaire des génératrices privées des réseaux autonomes et ne pas être en mesure d'établir un potentiel commercial :

Le Distributeur ne possède pas l'inventaire des génératrices privées dans les réseaux autonomes du Nunavik. Il n'est donc pas en mesure d'établir avec certitude un potentiel commercial.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 4.1.2

Le Distributeur nous indique que le projet pilote vise le marché institutionnel, mais est ouvert au marché commercial⁴⁴. Concernant la fiabilité de la distribution, le Distributeur

⁴² R-3986-2016, B-0010, page 14 : Par ailleurs, dans le but d'élargir son portefeuille de moyens afin d'assurer la fiabilité de l'alimentation des réseaux autonomes tout en minimisant les coûts, le Distributeur a annoncé sa volonté de réaliser un projet pilote au Nunavik avec les clients propriétaires de génératrices. Le but de ce projet pilote est d'évaluer la faisabilité technique, pour les clients, d'effacer leur charge sur le réseau en utilisant leur génératrice, lorsque le Distributeur en ferait la demande en période de pointe. Le projet serait mis en place pour l'hiver 2016-2017, après la conclusion d'ententes auprès de certains de ses clients.

⁴³ R-3986-2016, B-0010, page 14

⁴⁴ R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 4.1.3

nous indique qu'elle se trouve améliorée, puisqu'elle libère une charge équivalente sur le réseau :

La fiabilité se trouve améliorée du fait que la charge alimentée par la génératrice libère une charge équivalente sur le réseau, augmentant ainsi la marge de manœuvre du Distributeur pour l'alimentation de ce dernier.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 4.1.4

Le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur de fournir une liste des clients possédant une génératrice qui pourrait être utilisée pour améliorer la fiabilité des réseaux autonomes, comme le demandait la Régie dans sa décision D-2015-0013 :

[169] La Régie demande au Distributeur de présenter, lors du prochain plan d'approvisionnement, réseau par réseau, une liste des clients CII communautaires ou privés qui bénéficient du PUEÉRA pour leur besoin de chaleur, ainsi que ceux qui possèdent déjà des groupes électrogènes. (D-2015-0013)

Cela est important, puisque le Distributeur utilise des génératrices mobiles pour alimenter certains réseaux, avec des coûts de l'ordre de 7,79 M\$⁴⁵, lesquels, compte tenu des appels d'offres à venir, pourraient ne pas être utiles sur la durée de vie de ces équipements.

2.1.2 Potentiel commercial des mesures en GDP

Le Distributeur prévoit faire l'étude du potentiel commercial des mesures en GDP identifié dans le PTÉ⁴⁶. Le GRAME est d'avis que le Distributeur tarde à présenter de nouvelles solutions, et soumet que depuis le dernier plan d'approvisionnement peu de propositions concrètes en lien avec l'étude du potentiel commercial des mesures en GDP ont été mises de l'avant.

[772] La Régie demande au Distributeur de présenter une mise à jour de l'analyse du potentiel technico-économique en puissance.

Référence : R-3905-2014, D-2015-018, par. 772

Concernant la mise à jour de l'analyse du potentiel technico-économique en puissance, le Distributeur nous réfère⁴⁷ au dossier R-3933-2015, dans lequel il indique en suivi de la décision D-2015-018, par. 772, ce qui suit :

Le Distributeur comprend que cette demande est en lien avec l'affirmation du paragraphe 768. Le PTÉ de la gestion de la demande en puissance du marché CI, déposé le 1er novembre 2012 est complet. En 2015, le Distributeur a plutôt procédé à l'évaluation du

⁴⁵ Voir section 1.3.2.1 Coûts relatifs à l'ajout de génératrices mobiles

⁴⁶ R-3986-2016, B-0010, page 15

⁴⁷ R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 4.3

PTÉ commercialement exploitable dans le cadre d'une nouvelle offre de programmes de GDP pour les bâtiments CI. Cette évaluation a conduit à l'établissement des objectifs des hivers 2015-2016 et 2016-2017. (R-3933-2015, B-0042, page 49)

À cet égard, le GRAME réfère à la décision rendue dans le dossier R-3933-2015, dans laquelle la Régie indique qu'elle juge incomplète l'analyse du PTÉ, notamment au niveau du potentiel de gestion de la demande à la pointe, en indiquant la nécessité d'avoir un portrait de la réalité des usages pour chaque réseau autonome. Bien que cette décision réfère au PTÉ en efficacité énergétique, le GRAME soumet que le potentiel de gestion de la demande à la pointe est étroitement lié à la demande en puissance à la pointe et que le Distributeur n'a présenté d'aucune manière le portrait de la réalité des usages des différentes formes d'énergie pour chaque réseau autonome :

[722] La Régie rappelle le paragraphe suivant de sa décision D-2014-037 :

« [507] La Régie juge incomplète l'analyse du PTÉ en efficacité énergétique présentée par le Distributeur pour les RA, notamment au niveau du potentiel de gestion de la demande à la pointe. Elle considère qu'il est nécessaire d'avoir un portrait de la réalité des usages des différentes formes d'énergie pour chaque réseau autonome en fonction de constats réels sur le terrain. Cette identification nécessite une approche globale d'évaluation de la situation, réseau par réseau ». D-2016-033

Concernant le coût unitaire pour les mesures de gestion de la demande en puissance à la pointe (D-2015-018, par. 751), le Distributeur présente plutôt les résultats des tests économiques, dont les tests de neutralité tarifaire, mais ne présente pas individuellement le coût unitaire des interventions pour les mesures de gestion de la demande en puissance à la pointe :

Le coût unitaire des mesures de gestion de la demande en puissance se trouve dans le potentiel technico-économique. Pour le coût unitaire des interventions du Distributeur, voir la réponse en suivi de la décision D-2015-018, à la page 47 de la pièce HQD-10, document 1 (B-0042) du dossier R-3933-2015.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 4.2

Le GRAME est d'avis que la décision de la Régie indiquait non seulement de présenter une version plus complète du tableau C-2, **mais également un coût unitaire pour les mesures de gestion de la demande en puissance à la pointe** :

[751] La Régie demande au Distributeur de proposer, lors du prochain dossier tarifaire, un coût unitaire pour les mesures de gestion de la demande en puissance à la pointe **et** de présenter une version mise à jour plus complète du tableau C-2 de la pièce B-0038 du présent dossier. (Notre souligné)

Référence : R-3905-2014, D-2015-018, par. 751

2.1.3 Exemples de moyens de gestion de la demande en puissance

Dans cette section, le GRAME soumet un bref sommaire des moyens qui pourraient faire l'objet d'une étude de mesures pour la gestion de la demande en puissance.

À titre d'exemple, le Distributeur pourrait, à l'instar d'autres juridictions comme l'Alaska, offrir une tarification ciblée pour la production en parallèle d'énergie de sources renouvelables permettant de réduire la demande en puissance et la réduction des coûts en approvisionnement.

Par exemple, le Distributeur pourrait offrir dans ces réseaux soit des crédits pour l'effacement de la demande, via une production décentralisée, ou encore viser l'achat de kW à un prix correspondant aux coûts évités. Nous avons élaboré sur cet exemple à la section 1.1.2, favorisant l'achat, au lieu de l'effacement via l'option de mesurage net.

Concernant l'intégration des nouvelles technologies, le GRAME soumet une expertise développée en Alaska, par *The Alaska Energy Authority*, afin de favoriser l'intégration des nouvelles technologies et la réduction des coûts d'approvisionnement⁴⁸ :

- Bien que toujours faible en pourcentage de la VAN totale des avantages, le nombre de projets de chauffage a considérablement augmenté, passant à 41% du total des projets. Ce grand nombre de projets de chauffage ont un coût et des avantages plus petits sur une base individuelle, mais leur impact global est en croissance. Les projets de chauffage comprennent la récupération de chaleur, les pompes à chaleur et la biomasse.

Le Distributeur indiquait au dossier R-3933-2015 effectuer des analyses de marché pour déterminer les potentiels d'économies d'énergie futurs pour les thermopompes pour climat froid :

Le Distributeur poursuivra sa participation auprès des organismes de réglementation, notamment pour les thermopompes pour climat froid. Il effectuera également les analyses de marché afin de déterminer les potentiels d'économies d'énergie futurs. Les autres activités de planification et de suivi des programmes se poursuivront sans modifications majeures. (R-3933-2016, B-0042, page 9)

Par ailleurs, la Régie se prononçait sur cette question dans la décision D-2013-037 rendue au dossier tarifaire R-3814-2012, notamment à l'égard des occasions que représentent les réseaux autonomes pour tester des technologies ou des mesures à l'échelle de projets-pilotes de petite envergure, considérant que les risques financiers liés à l'essai et à l'évaluation de telles mesures sont limités⁴⁹.

⁴⁸ Renewable Energy Fund Status report and round VIII recommendations, January 2015, Alaska Energy Authority, page 4

<http://www.akenergyauthority.org/Content/Programs/RenewableEnergyFund/Documents/REFAEARReportOnline020915.pdf>

⁴⁹ R-3814-2012, D-2013-037, par. 550 et 551

Présentement le Distributeur n'offre pas de programme de crédit à l'effacement en RA, permettant directement à la clientèle de faire des choix en matière d'approvisionnement.

De meilleures pratiques en matière énergétique comprennent la mise en place de moyens pour rencontrer la demande des consommateurs. À cet égard, le GRAME est d'avis que l'effacement de la demande dans un contexte de coûts évités élevés est une piste complémentaire, notamment par l'instauration d'incitatifs à l'acquisition de technologies vertes, ou par une option tarifaire visant l'effacement de la demande.

À l'heure actuelle, aucun incitatif n'est offert en réseaux autonomes pour l'acquisition de technologies vertes pour les ménages, ou encore sous forme de rabais tarifaire pour l'effacement de la demande pour les clients en réseau intégré qui bénéficient d'un tarif interruptible.

Le GRAME est d'avis que pour que le développement des ressources alternatives pour l'alimentation des réseaux autonomes⁵⁰ prenne son envol, comme pour le cas des thermopompes, il sera nécessaire de mettre en place une procédure commerciale précise, favorisant la contribution d'agents commerciaux. Une telle procédure devrait être accompagnée d'un crédit à la consommation, puisqu'il s'agit d'un effacement de la demande, qui soit à la hauteur des coûts évités.

Cette demande s'inscrit dans les orientations gouvernementales énoncées à l'égard des communautés autochtones et des options d'approvisionnement en électricité des réseaux autonomes⁵¹. La nouvelle Politique énergétique 2030 identifie un lien direct entre les domaines de l'efficacité énergétique, des énergies renouvelables et de l'empreinte de carbone, pour mettre en place de meilleures pratiques en matière énergétique.

2.2 Utilisation efficace de l'énergie

Le Distributeur prévoit certaines actions visant l'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes,⁵² mais peu de solutions ont été offertes pour réduire le chauffage d'appoint. Le Distributeur devrait faire le point sur les actions qu'il entend mettre en œuvre pour favoriser la réduction du chauffage d'appoint, tel que requis par la Régie dans sa décision D-2014-037 :

[762] Conséquemment, la Régie demande au Distributeur de présenter, lors du dossier tarifaire 2015-2016, une ébauche de sa stratégie d'exploitation des données du projet LAD prévu être déployé dans les réseaux autonomes vers 2018, afin d'aider les organismes gérant les factures de 95 % de la clientèle résidentielle à orienter leurs interventions et, entre autres, à décourager l'usage du chauffage électrique d'appoint. Également, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le prochain dossier tarifaire, un plan de réduction du chauffage d'appoint électrique, en commençant par les

⁵⁰ R-3854-2012, C-GRAME-0014, page 24

⁵¹ Politique énergétique 2013, page 43 : Soutenir les projets des communautés et des entreprises hors réseaux visant à convertir la production d'électricité à partir de combustibles fossiles par des sources d'énergies renouvelables

⁵² R-3986-2016, B-0010, page 13

réseaux à centrale thermique où des ajouts de puissance sont planifiés dans un horizon de deux à quatre ans. (R-3854-2013, phase 1, D-2014-037)

Dans sa décision D-2015-013, la Régie demandait au Distributeur de clarifier l'ampleur et les impacts du recours au chauffage électrique d'appoint au dossier tarifaire 2016-2017⁵³. À cet égard, outre la campagne de sensibilisation, la preuve déposée aux dossiers R-3980-2016⁵⁴ et R-3986-2016 ne propose pas de solution concrète pour réduire les impacts du chauffage d'appoint⁵⁵.

Le Distributeur indiquait au GRAME, la mise en place d'une campagne de sensibilisation et du projet-pilote d'utilisation volontaire de génératrice d'urgence :

En 2016, le comité de liaison a soutenu la mise en place d'une campagne de sensibilisation à l'efficacité énergétique, le projet-pilote d'utilisation volontaire de génératrices d'urgence pour réduire la demande en puissance, de même qu'un projet-pilote pour tester l'utilisation de minuteriers pour chauffe-moteur.

Un message radio a été diffusé, du 24 octobre au 4 décembre 2016, à travers le Nunavik pour demander à la population d'éviter d'utiliser le chauffage électrique d'appoint.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 5.1

La Régie réitérait au Distributeur dans sa décision D-2016-033 (par. 727 et 728) rendue au dossier R-3933-2015⁵⁶ de poursuivre ses efforts, notamment pour le déploiement de solutions pour éliminer le chauffage électrique des remises et des entrées de maison. **De l'avis du GRAME l'enjeu du chauffage d'appoint électrique dans les réseaux du Nunavik n'est pas résolu et impacte toujours la demande de ces réseaux.**

Au dossier R-3833-2015, le GRAME suggérait, de s'assurer qu'il n'y a pas de problématiques liées à la présente d'infiltration d'air/fuite autour des fenêtres et de la problématique des portes d'entrées qui ferment mal et laissent passer l'air, comme l'indiquait le rapport d'Option Impact Inc. :

⁵³ [112] La Régie approuve la prévision des besoins en énergie et en puissance des réseaux autonomes, mais note que cette prévision tient compte du recours au chauffage électrique d'appoint dont l'ampleur et les impacts devront être clarifiés dans le cadre du dossier tarifaire 2016-2017. (R-3864-2013, D-2015-013)

⁵⁴ R-3980-2016, B-0043, section 3.4, page 14

⁵⁵ R-3986-2016, B-0010, page 13

⁵⁶ D-2016-033 [727] La Régie demande au Distributeur de poursuivre ses efforts auprès de la clientèle des réseaux autonomes, visant la réduction de la durée d'utilisation des chauffe-moteur, en période de pointe notamment, et le déploiement de solutions pour éliminer le chauffage électrique des remises et des entrées de maison. Et [728] La Régie prend note des enquêtes et audits réalisés au Nunavik. Elle demande au Distributeur de continuer de collaborer avec les organismes responsables des factures d'électricité dans le but de trouver des solutions autres que l'électricité pour combler des besoins thermiques. Elle considère que le PUEÉRA doit permettre de compenser certains coûts défrayés par les usagers pour les solutions de rechange. La Régie réitère par ailleurs l'importance d'aider les responsables de la facture d'électricité à détecter quand il y a un dépassement de la 1re tranche de facturation à cause du chauffage électrique

Condition générale des maisons

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

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

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

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

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

Le GRAME faisait remarquer qu'Option impact inc. indique la présence de chaufferettes ou plinthes séparés près de la porte d'entrée et dans le portique,⁵⁷ et suggérait à titre informatif, que certaines mesures ont déjà été explorées par le Distributeur et qu'elles pourraient être reprises dans le but ciblé de résoudre les problèmes liés au calfeutrage des fenêtres et des portes pouvant favoriser la réduction de l'utilisation des chaufferettes dans les maisons. Parmi les mesures ayant été déjà envisagées par le Distributeur figure l'ancien programme de visites d'interventions personnalisées en efficacité énergétique (dossier R-3584-2005), qui pourrait être combiné avec le concept de l'Approche régionale et communautaire du Diagnostic – résidentiel (R-3740–2010).

Concernant le coût des mesures offertes par les PUEÉRA, par réseaux autonomes pour le remboursement de mazout, le Distributeur les identifie par réseaux au Tableau R-5.2 :

TABLEAU R-5.2 :
COMPENSATIONS MAZOUT PAR TERRITOIRES (\$)

Territoires	Montant
IDM	3 203 739
Anticosti	153 864
La Romaine	2 719
Nunavik (incl. Whapmagoostui)	5 792 876
Opitciwan	838 066
TOTAL	9 991 264

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 5.2

Concernant la liste des clients, qu'ils soient CII communautaire ou privés et qui bénéficient du PUEÉRA pour leur besoin de chaleur, ainsi que ceux qui possèdent déjà

⁵⁷ R-3933-2015, B-0083, Annexe B, RDDR du RNCREQ, Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik, d'Option impact Inc., R no. 24.1, page 36

des groupes électrogènes, le Distributeur identifie le nombre de clients par réseau qui bénéficient du remboursement du PUEÉ pour le mazout⁵⁸.

2.2.1 Conclusions et recommandations

Le GRAME souhaite que le Distributeur réponde à la demande de la Régie⁵⁹ à l'effet de présenter, réseau par réseau, une liste des clients, qu'ils soient CII communautaire ou privés qui possèdent déjà des groupes électrogènes. La production de cette liste, permettrait d'éclairer la Régie sur l'ampleur du phénomène et d'assurer une équité entre clients, lorsque la compensation du PUEÉRA s'applique.

2.3 Programmes en efficacité énergétique

Concernant les programmes en efficacité énergétique, le Distributeur compte remplacer l'ensemble des luminaires auprès de toute sa clientèle en réseaux autonomes d'ici le prochain plan d'approvisionnement⁶⁰, répondant à une préoccupation du GRAME.

Le Distributeur continue d'intensifier ses efforts, notamment avec ses programmes d'éclairage efficace. À ce chapitre, la conversion de l'éclairage public par des luminaires à DEL est terminée dans tous les réseaux ainsi que l'installation d'ampoules fluocompactes au marché résidentiel. Par conséquent, le Distributeur vise à compléter le remplacement de l'ensemble des luminaires auprès de toute sa clientèle en réseaux autonomes d'ici le prochain plan d'approvisionnement.

Références : R-3986-2016, B-0010, page 14

Pour les programmes offerts au Nunavik, le Distributeur indique que l'offre de rénovation énergétique pour les portes et fenêtres est disponible⁶¹. En complément d'information, le Distributeur nous indique qu'il n'a pas de données à l'égard de l'impact énergétique du programme *Portes et fenêtres* pour les réseaux autonomes :

Le programme *Portes et fenêtres* fait la promotion des produits éconergétiques par l'entremise de tous les détaillants du Québec. Le programme n'ayant pas fait l'objet d'une évaluation, le Distributeur ne possède aucune donnée à l'égard des impacts énergétique de ce programme en réseaux autonomes.

Le Distributeur rappelle que les audits énergétiques réalisés dans six villages du Nunavik ont démontré que l'enveloppe thermique des bâtiments était adéquate en regard des normes en vigueur, limitant par le fait même le potentiel commercial du programme *Portes et fenêtres* dans les réseaux du Nunavik.

⁵⁸ R-3986-2016, B-0011, Tableau 4C-1, Dénombrement des clients privés des marchés résidentiel et affaires en réseaux autonomes participant au PUEÉ

⁵⁹ R-3864-2013, D-2015-013, [169] La Régie demande au Distributeur de présenter, lors du prochain plan d'approvisionnement, réseau par réseau, une liste des clients CII communautaires ou privés qui bénéficient du PUEÉRA pour leur besoin de chaleur, ainsi que ceux qui possèdent déjà des groupes électrogènes.

⁶⁰ R-3986-2016, B-0010, page 14

⁶¹ R-3986-2016, B-0011, Tableau 3E-1, Page 85

Voir également la réponse à la question 25.4 de la demande de renseignements du RNCREQ à la pièce HQD-16, document 7 (B-0083) du dossier R-3933-2015. (Notre souligné)

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 6.2

Le Distributeur ajoute que les audits énergétiques ont été réalisés dans six (6) villages, démontrant que l'enveloppe thermique des bâtiments est adéquate⁶². À cet égard, le GRAME soumet que l'évaluation d'Option impact inc. présente des lacunes, comme nous l'avons indiqué à la section précédente, concernant notamment les portes d'entrée qui ferment mal et laissent passer l'air⁶³, alors que les chaufferettes d'appoint sont situées notamment dans les portiques⁶⁴ :

Localisation et usage du parc de chaufferettes dans les maisons

Mentions multiples	Rouge (n=10) %	Bleu (n=4) %	Vert (n=17) %	Mauve (n=2) %
Près de la porte d'entrée + portique	70	50	65	50
Chambres	60	25	29	50
Cuisine +salon (combiné ou non)	50	75	53	50
Salle de toilette	10	0	18	50

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

2.3.1 Conclusions et recommandations

Le GRAME recommande que le programme *Portes et fenêtres* fasse l'objet d'une évaluation concernant son impact énergétique en réseaux autonomes. L'évaluation devrait être faite par un évaluateur indépendant.

⁶² R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 6.2

⁶³ R-3933-2015, B-0083, Annexe B, RDDR du RNCREQ, Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik, d'Option impact Inc., R no. 24.1, page 28

⁶⁴ R-3933-2015, B-0083, Annexe B, RDDR du RNCREQ, Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik, d'Option impact Inc., R no. 24.1, page 36

ANNEXE 1 : Ressources naturelles Canada, Cartes de la ressource photovoltaïque et solaire du Canada, Site Web : [HTTPS://WWW.RNCAN.GC.CA/18367](https://www.rncan.gc.ca/18367): FICHER EXCEL : MUNICIPAL_POTENTIEL-POTENTIAL

Les données des tableaux suivants proviennent du fichier Excel : municip_potentiel-potential

	Vertical orienté	sud (inc.=90°)	sud (inc.=latitude)	sud (inc.=latitude+15°)	sud (inc.=latitude - 15°)	Meilleur angle
Montréal	Janvier	80	77	82	67	82
	Février	93	96	100	87	100
	Mars	103	125	123	120	125
	Avril	71	111	102	115	115
	Mai	65	119	104	129	129
	Juin	58	116	99	127	127
	Juillet	63	123	106	134	134
	Août	70	118	106	124	124
	Septembre	71	100	95	100	100
	Octobre	72	84	84	79	84
	Novembre	56	58	60	51	60
	Décembre	66	63	67	54	67
	Annuel Vertical orienté	867	1190	1129	1190	1247
	sud (inc.=90°)	sud (inc.=latitude)	sud (inc.=latitude+15°)	sud (inc.=latitude - 15°)	Meilleur angle	
Tasiujaq	Janvier	57	53	57	47	57
	Février	91	90	93	81	93
	Mars	138	146	146	138	146
	Avril	132	154	147	154	154
	Mai	87	118	106	126	126
	Juin	68	101	87	111	111
	Juillet	70	102	89	113	113
	Août	66	91	81	96	96
	Septembre	53	64	60	65	65
	Octobre	43	47	46	45	47
	Novembre	40	39	41	35	41
	Décembre	39	36	39	31	39
	Annuel Vertical orienté	883	1040	882	1043	1088
	sud (inc.=90°)	sud (inc.=latitude)	sud (inc.=latitude+15°)	sud (inc.=latitude - 15°)	Meilleur angle	
Akulivik	Janvier	47	44	47	38	47
	Février	91	89	93	80	93
	Mars	144	150	151	141	151
	Avril	144	163	157	162	163
	Mai	113	140	129	147	147
	Juin	84	119	103	131	131

	Juillet	75	108	93	118	118
	Août	71	94	83	99	99
	Septembre	57	66	63	67	67
	Octobre	49	52	52	49	52
	Novembre	32	31	33	28	33
	Décembre	23	21	23	19	23
	Annuel	931	1077	1024	1080	1124
	Vertical orienté	sud (inc.=90°)	sud (inc.=latitude)	sud (inc.=latitude+15°)	sud (inc.=latitude - 15°)	Meilleur angle
Salluit	Janvier	39	37	39	32	39
	Février	86	84	87	76	87
	Mars	144	149	150	140	150
	Avril	151	167	162	166	167
	Mai	118	143	132	149	149
	Juin	85	118	102	129	129
	Juillet	77	107	93	118	118
	Août	70	90	81	96	96
	Septembre	57	65	61	66	66
	Octobre	47	49	49	47	49
	Novembre	30	29	30	26	30
	Décembre	18	17	18	15	18
	Annuel	923	1055	1004	1060	1098
Vertical orienté	sud (inc.=90°)	sud (inc.=latitude)	sud (inc.=latitude+15°)	sud (inc.=latitude - 15°)	Meilleur angle	
Kangirsuk	Janvier	52	49	52	42	52
	Février	91	89	93	80	93
	Mars	142	149	150	141	150
	Avril	140	159	153	159	159
	Mai	97	125	113	133	133
	Juin	71	103	89	114	114
	Juillet	71	103	89	113	113
	Août	68	91	81	97	97
	Septembre	54	65	61	66	66
	Octobre	46	49	48	47	49
	Novembre	39	38	40	34	40
	Décembre	33	30	33	26	33
	Annuel	903	1049	1000	1052	1099
Vertical orienté	sud (inc.=90°)	sud (inc.=latitude)	sud (inc.=latitude+15°)	sud (inc.=latitude - 15°)	Meilleur angle	
Kuujuuaq	Janvier	60	56	60	49	60
	Février	91	90	94	81	94
	Mars	133	142	142	134	142
	Avril	125	149	141	149	149
	Mai	83	114	102	122	122

	Jun	65	98	84	108	108
	Juillet	69	102	88	112	112
	Août	65	102	88	112	112
	Septembre	51	64	60	65	65
	Octobre	44	48	47	46	48
	Novembre	43	41	43	37	43
	Décembre	45	41	44	36	45
	Annuel	873	1033	985	1034	1100
	Vertical orienté	sud (inc.=90°)	sud (inc.=latitude)	sud (inc.=latitude+15°)	sud (inc.=latitude - 15°)	Meilleur angle
Kuujuarapik	Janvier	79	73	79	63	79
	Février	105	104	108	93	108
	Mars	135	146	146	138	146
	Avril	115	144	136	146	146
	Mai	77	114	101	123	123
	Juin	68	108	93	119	119
	Juillet	65	103	89	113	113
	Août	64	93	83	99	99
	Septembre	51	65	61	66	66
	Octobre	44	50	49	48	50
	Novembre	37	37	38	33	38
	Décembre	51	47	50	40	51
	Annuel	892	1083	1032	1082	1138
	Vertical orienté	sud (inc.=90°)	sud (inc.=latitude)	sud (inc.=latitude+15°)	sud (inc.=latitude - 15°)	Meilleur angle
Kuujuarapik	Janvier	79	73	79	63	79
	Février	105	104	108	93	108
	Mars	135	146	146	138	146
	Avril	115	144	136	146	146
	Mai	77	114	101	123	123
	Juin	68	108	93	119	119
	Juillet	65	103	89	113	113
	Août	64	93	83	99	99
	Septembre	51	65	61	66	66
	Octobre	44	50	49	48	50
	Novembre	37	37	38	33	38
	Décembre	51	47	50	40	51
	Annuel	892	1083	1032	1082	1138

ANNEXE 2

Tableau I : Calcul des économies pour un projet d'effacement de la demande réalisé par l'installation de panneaux solaires selon un scénario de 10% de la demande.

Villages	Ventes d'énergie en 2013 (GWh)	Scénario choisi d'effacement de la demande (KWh)	Capacité installée nécessaire pour effacer la demande (KWp)	Coût estimé d'investissement pour l'achat, installation et maintenance	VA des Économies libérées sur 25 ans, si opéré par HQ (\$)	VAN des Économies libérées sur 25 ans, si opéré par HQ (\$)
Akulivic	3	300000	279,07	1 395 348,84 \$	2 094 879,21 \$	699 530,37 \$
Aupaluk	1,6	160000	153,99	769 971,13 \$	1 181 503,13 \$	411 532,00 \$
Inukjuak	8,8	880000	814,81	4 074 074,07 \$	5 453 769,53 \$	1 379 695,46 \$
Ivujivik	2	200000	187,27	936 329,59 \$	1 601 652,15 \$	665 322,56 \$
Kangiqualujuaq	4,1	410000	398,45	1 992 225,46 \$	3 092 206,64 \$	1 099 981,17 \$
Kangijsujuaq	3,8	380000	361,90	1 809 523,81 \$	2 603 618,05 \$	794 094,24 \$
Kangirsuk	3,4	340000	325,36	1 626 794,26 \$	2 338 045,56 \$	711 251,30 \$
Kuujuuaq	17,8	1780000	1724,81	8 624 031,01 \$	10 903 848,41 \$	2 279 817,40 \$
kuujjuarapik	10,2	1020000	941,83	4 709 141,27 \$	6 382 598,25 \$	1 673 456,97 \$
Puvirnituq	9,6	960000	897,20	4 485 981,31 \$	5 972 898,47 \$	1 486 917,16 \$
Quaqtaq	2,3	230000	218,42	1 092 117,76 \$	1 864 945,26 \$	772 827,51 \$
Salluit	6,9	690000	655,27	3 276 353,28 \$	4 272 959,09 \$	996 605,82 \$
Tasiujaq	2,1	210000	202,31	1 011 560,69 \$	1 529 583,14 \$	518 022,45 \$
Umiujaq	2,5	250000	233,43	1 167 133,52 \$	1 772 529,84 \$	605 396,32 \$
	78,1	7810000	7394,12	36 970 585,99 \$	51 065 036,74 \$	14 094 450,74 \$

Tableau II : Illustration des superficies et du nombre d'installations nécessaires pour un projet d'effacement de la demande réalisé par l'installation de panneaux solaires selon un scénario de 10% d'effacement, et illustration du nombre de litres de diesel économisés annuellement et de la réduction des émissions de CO2 sur une base annuelle

Villages	Superficie nécessaire (m ²)	Nombre d'installations de 10KWp nécessaires	Litres de diesel économisés annuellement	Litres de diesel économisés pour la durée de la mesure	Réduction annuelle des émissions de CO2 (tonnes de CO2)	Réduction totale des émissions de CO2 sur 25 ans (tonnes de CO2)
Akulivic	1859	28	83565	2089136	228	5693
Aupaluk	1026	15	42667	1066667	116	2907
Inukjuak	5427	81	229167	5729167	624	15612
Ivujivik	1247	19	59701	1492537	163	4067
Kangiqualujuaq	2654	40	118156	2953890	322	8049
Kangijsujuaq	2410	36	113772	2844311	310	7751
Kangirsuk	2167	33	97701	2442529	266	6656
Kuujuuaq	11487	172	461140	11528497	1257	31415
kuujjuarapik	6273	94	280992	7024793	766	19143
Puvirnituaq	5975	90	255319	6382979	696	17394
Quaqtaq	1455	22	65341	1633523	178	4451
Salluit	4364	66	184000	4600000	501	12535
Tasiujaq	1347	20	64815	1620370	177	4416
Umiujaq	1555	23	71225	1780627	194	4852
		53				
	49244,82	739	2127561	53189027	5798	144940