

# **PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026**

## **RÉSEAUX AUTONOMES**

### **ANNEXES**



## LISTE DES ANNEXES

<b>ANNEXE 1A : LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET ABRÉVIATIONS .....</b>	<b>5</b>
<b>ANNEXE 1B : LOCALISATION DE L'INFORMATION.....</b>	<b>9</b>
<b>ANNEXE 2A : ÉCARTS ENTRE LA PRODUCTION ET LES VENTES .....</b>	<b>17</b>
<b>ANNEXE 2B : HISTORIQUE DE LA DEMANDE 2006-2015 PAR TERRITOIRES ET PAR RÉSEAUX .....</b>	<b>21</b>
<b>ANNEXE 2C : PRÉVISION DE LA DEMANDE 2017-2026 PAR TERRITOIRES ET PAR RÉSEAUX .....</b>	<b>33</b>
<b>ANNEXE 2D : COMPARAISON DES PRÉVISIONS PAR RAPPORT AU <i>PLAN</i> <i>D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023</i>.....</b>	<b>47</b>
<b>ANNEXE 3A : CARTE DES RÉSEAUX AUTONOMES .....</b>	<b>61</b>
<b>ANNEXE 3B : BILAN EN PUISSANCE PAR RÉSEAUX .....</b>	<b>65</b>
<b>ANNEXE 3C : CARACTÉRISTIQUES DES ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION .....</b>	<b>75</b>
<b>ANNEXE 3D : APPROVISIONNEMENT EN CARBURANT DES CENTRALES .....</b>	<b>79</b>
<b>ANNEXE 3E : INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE .....</b>	<b>83</b>
<b>ANNEXE 4A : PORTRAIT DE L'HISTORIQUE DE LA CONTRIBUTION DU CHAUFFAGE ÉLECTRIQUE AUX BILANS D'ÉNERGIE ET DE PUISSANCE DES ÎLES-DE-LA-MADELEINE.....</b>	<b>89</b>
<b>ANNEXE 4B : OPPORTUNITÉ DE DÉPLOYER DES MOYENS PLUS EFFICACES POUR LE CHAUFFAGE DES LOCAUX EN RÉSEAUX AUTONOMES AU SUD DU 53<sup>E</sup> PARALLÈLE .</b>	<b>93</b>
<b>ANNEXE 4C : COMPENSATIONS PUEÉ POUR LES CLIENTS COMMUNAUTAIRES ET PRIVÉS PAR RÉSEAUX ET MARCHÉS.....</b>	<b>99</b>
<b>ANNEXE 4D : BALISAGE SUR LES TARIFS ET PROGRAMMES DE CONTRÔLE DIRECT DE LA CHARGE AU CANADA ET AUX ÉTATS-UNIS .....</b>	<b>103</b>
<b>ANNEXE 4E : STRATÉGIE VISANT À RÉDUIRE L'UTILISATION DU CHAUFFAGE D'APPOINT À RÉSISTANCE ÉLECTRIQUE DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES AU NORD DU 53<sup>E</sup> PARALLÈLE .....</b>	<b>121</b>



## **ANNEXE 1A :**

### **LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET ABRÉVIATIONS**



## LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET ABRÉVIATIONS

CDC :	contrôle direct des charges
GDP :	gestion de la demande en puissance
guide de dépôt :	<i>Guide de dépôt d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution</i> publié par la Régie le 11 juin 2010
groupe électrogène :	ensemble formé d'un moteur diesel et d'un alternateur, pour la production d'électricité dans les réseaux autonomes
IDLM :	Îles-de-la-Madeleine
Nb :	nombre
Plan :	<i>Plan d'approvisionnement 2017-2026</i>
PAC :	pompe à chaleur
PTÉ :	potentiel technico-économique
PUEÉ :	Programme d'utilisation efficace de l'énergie
Régie :	Régie de l'énergie
services auxiliaires des centrales :	consommation de l'ensemble des équipements électriques nécessaires au fonctionnement de la centrale
TAÉ :	tout à l'électricité
usage interne :	électricité utilisée dans les bâtiments et les chantiers appartenant à Hydro-Québec, à l'exclusion de la consommation des centrales
W :	watt – unité de mesure de la puissance en électricité qui correspond à un transfert d'énergie de 1 joule en 1 seconde
Wh :	wattheure – unité de mesure de l'énergie en électricité qui correspond à l'énergie produite pendant 1 heure à une puissance de 1 watt, soit 3 600 joules

## PRÉFIXES MULTIPLICATIFS COURANTS

k :	kilo – 1 000 ou $10^3$ , par exemple kilowatt
M :	méga – 1 000 000 ou $10^6$ , par exemple mégawatt
G :	giga – 1 000 000 000 ou $10^9$ , par exemple gigawattheure





**ANNEXE 1B :**

**LOCALISATION DE L'INFORMATION**



**LOCALISATION DE L'INFORMATION DEMANDÉE AU GUIDE DE DÉPÔT DE JUIN 2010  
RELATIVE AUX PLANS D'APPROVISIONNEMENT (RÉSEAUX AUTONOMES)<sup>1</sup>**

Exigences de dépôt	Localisation de l'information
<b>Exigences générales</b>	
1. Fournir le sommaire et le contexte du plan d'approvisionnement ainsi que le lexique des termes techniques.	HQD-2, document 1, section 1 HQD-2, document 2, annexe 1A (lexique)
2. Présenter de façon distincte le plan d'approvisionnement du réseau intégré (approvisionnements destinés à combler les besoins d'électricité des clients desservis par le réseau de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie) et le plan d'approvisionnement des réseaux autonomes (approvisionnements destinés à combler les besoins d'électricité des clients non reliés au réseau de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie).	<b>Réseau intégré :</b> HQD-1, document 1 HQD-1, document 2 <b>Réseaux autonomes :</b> HQD-2, document 1 HQD-2, document 2
<b>Prévision de la demande</b>	
39. Présenter les critères de planification des équipements de production. Présenter et expliquer tout changement de méthodologie ou d'hypothèse apporté depuis la présentation du dernier plan d'approvisionnement.	HQD-2, document 1, sections 2 et 3
40. Fournir l'historique depuis 2001 des données annuelles suivantes, pour chaque réseau autonome <ul style="list-style-type: none"> <li>• le nombre d'abonnements ;</li> <li>• les ventes d'énergie ;</li> <li>• les pertes de distribution, la consommation des centrales et l'usage interne (électricité utilisée dans les bâtiments appartenant à Hydro-Québec) ;</li> <li>• la production d'énergie ;</li> <li>• l'appel de puissance à la pointe d'hiver ;</li> <li>• la puissance installée.</li> </ul>	HQD-2, document 2, annexe 2B
41. Présenter une comparaison des prévisions contenues au plan d'approvisionnement précédent avec les données suivantes, observées sur la période du plan précédent : <ul style="list-style-type: none"> <li>• les ventes d'énergie ;</li> <li>• l'appel de puissance à la pointe d'hiver.</li> </ul>	HQD-2, document 2, annexe 2D

<sup>1</sup> Les éléments pertinents des décisions découlant du Plan d'approvisionnement 2005-2014 et du plan d'approvisionnement précédent ont été intégrés au Guide de dépôt de juin 2010.

Exigences de dépôt	Localisation de l'information
42. Présenter les prévisions suivantes, sur un horizon d'au moins dix ans, pour chaque réseau autonome : <ul style="list-style-type: none"> <li>• le nombre d'abonnements au secteur domestique et agricole ;</li> <li>• les ventes d'énergie. Comparer cette prévision par rapport à celle du dernier plan d'approvisionnement ;</li> <li>• les pertes de distribution, la consommation des centrales et l'usage interne (électricité utilisée dans les bâtiments appartenant à Hydro-Québec) ;</li> <li>• la production d'énergie ;</li> <li>• l'appel de puissance à la pointe d'hiver. Comparer cette prévision par rapport à celle du dernier plan d'approvisionnement ;</li> <li>• la puissance installée ;</li> <li>• la puissance garantie selon le critère de planification ;</li> <li>• la réserve en puissance ;</li> <li>• la contribution des interventions commerciales prise en compte dans les prévisions.</li> </ul>	HQD-2, document 2, annexe 2C annexes 2C et 2D annexe 2C annexe 2C annexes 2C et 2D annexe 3C annexe 3C annexe 3B annexes 2C et 3E
43. Fournir le contexte et les hypothèses à la base de ces prévisions et expliquer les résultats.	HQD-2, document 1, sections 1 et 2
44. Présenter un tableau décrivant les interventions commerciales par région (plan global d'efficacité énergétique, programmes commerciaux, tarification dissuasive et conditions de service spécifiques au nord du 53 <sup>e</sup> parallèle).	HQD-2, document 2, annexe 3E
<b>Stratégies d'approvisionnement</b>	
45. Fournir les caractéristiques suivantes des équipements pour chaque centrale de production : la source d'énergie, le rendement, le facteur d'utilisation ainsi que le nombre, la capacité et l'âge moyen des groupes électrogènes.	HQD-2, document 2, annexe 3C
46. Présenter un tableau indiquant les augmentations de puissance prévues dans le dernier plan d'approvisionnement, celles qui se sont concrétisées et celles qui ne se sont pas concrétisées accompagnées d'une explication.	HQD-2, document 1, section 1
47. Présenter un tableau indiquant les augmentations de puissance requises sur un horizon de trois ans.	HQD-2, document 1, section 3

Exigences de dépôt	Localisation de l'information
<p>48. Présenter pour chaque réseau autonome :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• un bref portrait de la situation actuelle ;</li> <li>• le suivi de la stratégie d'approvisionnement présentée dans le dernier plan d'approvisionnement ;</li> <li>• la stratégie d'approvisionnement retenue, incluant la stratégie d'approvisionnement du carburant le cas échéant, pour répondre aux besoins sur des horizons de trois et dix ans ;</li> <li>• les diverses stratégies d'approvisionnement évaluées et la démonstration que la stratégie retenue assure des approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques ;</li> <li>• l'état d'avancement des études et de la réalisation des projets planifiés de production d'électricité et de raccordement au réseau intégré.</li> </ul>	<p>HQD-2, document 1 : section 1 section 1</p> <p>section 5 et HQD-2, document 2, annexe 3D</p> <p>section 5</p> <p>section 4</p>
<b>Suivi des décisions</b>	
<p>49. Présenter un tableau indiquant les demandes spécifiques de la Régie exprimées dans ses décisions antérieures relatives aux plans d'approvisionnement et les références aux réponses à ces demandes dans le plan d'approvisionnement.</p>	<p>HQD-2, document 2, annexe 1B</p>

**LOCALISATION DE L'INFORMATION DEMANDÉE DANS LES DÉCISIONS ANTÉRIEURES DE LA RÉGIE  
RELATIVE AUX PLANS D'APPROVISIONNEMENT (RÉSEAUX AUTONOMES)<sup>2</sup>**

Libellé de la demande	Localisation de l'information
<b>D-2011-162</b> <b>DEMANDE D'APPROBATION DU <i>PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020</i> DU DISTRIBUTEUR (R-3748-2010)</b>	
<b>1.1 BESOINS EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE</b> [321] Fournir, pour les plans d'approvisionnement futurs, en plus des informations prévues au Guide de dépôt, les éléments suivants : <ul style="list-style-type: none"> <li>• l'historique, sur dix ans, du nombre annuel d'abonnements et des ventes annuelles au secteur Résidentiel et agricole, pour chaque réseau autonome;</li> <li>• la prévision des ventes au secteur Résidentiel et agricole, sur un horizon de dix ans, pour chaque réseau autonome.</li> </ul>	HQD-2, document 2, annexe 2B  HQD-2, document 2, annexe 2C
<b>1.2 PERTES</b> [328] Fournir, dans le cadre des prochains plans d'approvisionnement, les taux de pertes globaux de chacun des réseaux autonomes pour les trois années précédant le dépôt du plan d'approvisionnement, en distinguant les services auxiliaires, l'usage interne et les pertes de transport et de distribution d'électricité. Expliquer les niveaux de pertes supérieurs à 10 %, le cas échéant.	HQD-2, document 2, annexe 2A
<b>4. COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS</b> [377] Fournir, dans les plans d'approvisionnement futurs, le coût de revient moyen ainsi que le coût d'entretien et d'exploitation de chaque réseau autonome, pour l'année précédant le dépôt du plan d'approvisionnement. Comparer ces coûts à ceux de différentes formes d'énergie de remplacement.	Dans le contexte d'appels de propositions prévus et dans le but de favoriser la concurrence, le Distributeur ne procédera pas à la mise-à-jour du coût de revient.
<b>D-2015-013</b> <b>DEMANDE D'APPROBATION DU <i>PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023</i> DU DISTRIBUTEUR (R-3864-2013)</b>	
<b>1.2 PERTES</b> [122] Présenter annuellement les données sur les écarts entre la production et les ventes, comme cela a été fait pour les années 2010 à 2012.	HQD-2, document 2, annexe 2A

<sup>2</sup> Les éléments pertinents des décisions découlant du *Plan d'approvisionnement 2005-2014* et du plan d'approvisionnement précédent ont été intégrés au guide de dépôt de juin 2010.

Libellé de la demande	Localisation de l'information
<p><b>1.3 UTILISATION EFFICACE DE L'ÉNERGIE ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE</b></p> <p>[131] Dresser, dans le prochain plan d'approvisionnement, un portrait précis de l'historique de la contribution du chauffage électrique au bilan d'énergie et de puissance des Îles-de-la-Madeleine.</p> <p>[136] Évaluer l'opportunité de mettre en place des moyens plus efficaces et économiques que les résistances électriques afin de répondre aux besoins de chauffage des locaux et de l'eau dans les réseaux à centrale thermique au sud du 53<sup>e</sup> parallèle et présenter les résultats de ces analyses lors du prochain plan d'approvisionnement.</p> <p>[138] Proposer, lors du prochain plan d'approvisionnement, une stratégie de réduction du chauffage électrique d'appoint dans les réseaux autonomes à centrale thermique au nord du 53<sup>e</sup> parallèle, incluant le cas échéant, des propositions de modifications tarifaires.</p>	<p>HQD-2, document 2, annexe 4A</p> <p>HQD-2, document 2, annexe 4B</p> <p>HQD-2, document 2, annexe 4E</p>
<p><b>4. COÛT DES APPROVISIONNEMENTS</b></p> <p>[121] Poursuivre la démarche d'identification des pertes de transport et de distribution dans les réseaux autonomes ayant des taux de pertes supérieures à 7,5 % (Akulivik, Tasiujaq, Lac Robertson et Schefferville).</p> <p>[156] Présenter un balisage des coûts de fourniture d'électricité en réseaux autonomes, lors du prochain plan d'approvisionnement.</p> <p>[169] 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.</p> <p>[171] 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.</p>	<p>État d'avancement 2015, annexe H</p> <p>Note : Dans le contexte d'appels de propositions prévu, et dans le but de favoriser la concurrence, le Distributeur ne procédera pas à un balisage.</p> <p>HQD-2, document 2, annexe 4C</p> <p>HQD-2, document 1, section 4</p>
<p><b>D-2016-033</b></p> <p><b>DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2015-2016 (R-3933-2015)</b></p>	
<p><b>7. COÛTS ÉVITÉS</b></p> <p>[287] Faciliter les initiatives visant l'identification et l'analyse de faisabilité de projets privés ou communautaires pouvant se qualifier pour un appel de propositions, ouvert à tous les réseaux autonomes et à toutes sources d'énergie confondues, incluant l'efficacité énergétique et la gestion de la demande à la pointe en réseaux autonomes.</p>	<p>HQD-2, document 1, section 4</p>
<p><b>14. INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE</b></p> <p>[679] Déposer le rapport de balisage sur les moyens de gestion de la demande à la pointe à la fois dans le cadre de la demande tarifaire 2017-2018 et dans celle portant sur le plan d'approvisionnement.</p>	<p>HQD-2, document 2, annexe 4D</p>

<b>Libellé de la demande</b>	<b>Localisation de l'information</b>
[712] Fournir, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, une étude d'opportunité pour le développement d'un programme de pompes à chaleur efficaces dans les réseaux autonomes ayant un climat permettant l'installation de ces technologies.	HQD-2, document 2, annexe 4B
<b>DÉCISION D-2016-135 (DÉCISION PROCÉDURALE)</b> <b>DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2017-2018 (R-3980-2016)</b>	
<b>2.2. COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAUX AUTONOMES</b> [15] En conséquence, la Régie reporte l'examen du rapport de la firme d'experts ICF International sur la méthodologie d'établissement des coûts évités en réseaux autonomes au prochain dossier du Distributeur portant sur son plan d'approvisionnement 2017-2026, qui sera déposé à la Régie à l'automne 2016.	Sans objet



**ANNEXE 2A :**

**ÉCARTS ENTRE LA PRODUCTION ET LES VENTES**



- 1 Le tableau 2A-1 présente les écarts entre la production en énergie et les ventes pour l'année  
2 2015.

**TABLEAU 2A-1 :  
ÉCARTS ENTRE LA PRODUCTION ET LES VENTES – 2015**

	Production (en GWh)	Services auxiliaires, pertes et usage interne (en GWh)	Ventes (en GWh)	Écarts entre la production et les ventes (en %)	Services auxiliaires (en GWh)	Usage interne (en GWh)	Pertes (en GWh)
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>							
Cap-aux-Meules	198,3	21,9	176,4	12,4%	12,99	0,32	8,63
L'Île-d'Entrée	1,0	0,2	0,8	24,7%	0,14	0,02	0,04
Sous-total :	199,4	22,1	177,2	12,5%	13,13	0,34	8,67
<b>Nunavik</b>							
Akulivik	3,6	0,6	3,1	18,2%	0,20	0,01	0,35
Aupaluk	1,8	0,2	1,6	9,2%	0,07	0,01	0,07
Inukjuak	10,4	0,7	9,7	6,8%	0,30	0,01	0,35
Ivujivik	2,4	0,2	2,2	7,1%	0,11	0,02	0,03
Kangiqsualujuaq	4,6	0,5	4,1	11,0%	0,17	0,01	0,27
Kangiqsujuaq	4,9	0,4	4,5	8,9%	0,12	0,03	0,25
Kangirsuk	3,6	0,2	3,3	6,5%	0,12	0,02	0,08
Kuujuaq	20,3	0,8	19,5	3,9%	0,48	0,03	0,26
Kuujuarapik	12,1	0,9	11,2	7,7%	0,35	0,03	0,48
Puvimituq	11,5	0,9	10,6	8,5%	0,25	0,01	0,64
Quaqtaq	2,9	0,2	2,8	6,0%	0,11	0,01	0,05
Salluit	8,1	0,8	7,3	11,3%	0,28	0,02	0,52
Tasiujaq	2,6	0,3	2,3	13,2%	0,14	0,01	0,15
Umiujaq	2,9	0,2	2,7	8,4%	0,15	0,01	0,07
Sous-total :	91,6	6,6	85,0	7,8%	2,87	0,22	3,56
<b>Basse-Côte-Nord</b>							
Lac-Robertson	72,8	9,0	63,8	14,1%	1,61	0,54	6,86
La Romaine	14,1	0,8	13,3	6,3%	0,32	0,04	0,48
Port-Menier	4,6	0,4	4,2	9,1%	0,26	0,01	0,12
Sous-total :	91,6	10,2	81,3	12,6%	2,19	0,58	7,46
<b>Schefferville</b>	48,9	7,6	41,2	18,5%	1,56	0,80	5,27
<b>Haute-Mauricie</b>							
Clova	0,8	0,1	0,7	15,5%	0,02	0,02	0,07
Obedjiwan	13,3	1,5	11,8	13,1%	0,34	0,01	1,20
Sous-total :	14,1	1,7	12,5	13,3%	0,36	0,03	1,27
<b>Réseaux autonomes</b>	<b>445,6</b>	<b>48,3</b>	<b>397,3</b>	<b>12,2%</b>	<b>20,11</b>	<b>1,96</b>	<b>26,23</b>

- 3 Les tableaux pour les années 2013 et 2014 ont été présentés dans l'état d'avancement  
4 2015.



**ANNEXE 2B :**

**HISTORIQUE DE LA DEMANDE 2006-2015  
PAR TERRITOIRES ET PAR RÉSEAUX**



**LISTE DES TABLEAUX**

Tableau 2B :	Historique de la demande – Réseaux autonomes .....	25
Tableau 2B-1 :	Historique de la demande – Îles-de-la-Madeleine.....	25
Tableau 2B-1.1 :	Historique de la demande – Cap-aux-Meules .....	25
Tableau 2B-1.2 :	Historique de la demande – L'Île-d'Entrée .....	26
Tableau 2B-2 :	Historique de la demande – Nunavik .....	26
Tableau 2B-2.1 :	Historique de la demande – Akulivik .....	26
Tableau 2B-2.2 :	Historique de la demande – Aupaluk .....	26
Tableau 2B-2.3 :	Historique de la demande – Inukjuak.....	27
Tableau 2B-2.4 :	Historique de la demande – Ivujivik .....	27
Tableau 2B-2.5 :	Historique de la demande – Kangiqsualujjuaq.....	27
Tableau 2B-2.6 :	Historique de la demande – Kangiqsujuaq .....	27
Tableau 2B-2.7 :	Historique de la demande – Kangirsuk .....	28
Tableau 2B-2.8 :	Historique de la demande – Kuujjuaq .....	28
Tableau 2B-2.9 :	Historique de la demande – Kuujjuarapik .....	28
Tableau 2B-2.10 :	Historique de la demande – Puvirnituk .....	28
Tableau 2B-2.11 :	Historique de la demande – Quaqtaq .....	29
Tableau 2B-2.12 :	Historique de la demande – Salluit .....	29
Tableau 2B-2.13 :	Historique de la demande – Tasiujaq.....	29
Tableau 2B-2.14 :	Historique de la demande – Umiujaq .....	29
Tableau 2B-3 :	Historique de la demande – Basse-Côte-Nord .....	30
Tableau 2B-3.1 :	Historique de la demande – Lac-Robertson.....	30
Tableau 2B-3.2 :	Historique de la demande – La Romaine.....	30
Tableau 2B-3.3 :	Historique de la demande – Port-Menier .....	30
Tableau 2B-4 :	Historique de la demande – Schefferville.....	31
Tableau 2B-5 :	Historique de la demande – Haute-Mauricie.....	31
Tableau 2B-5.1 :	Historique de la demande – Clova .....	31
Tableau 2B-5.2 :	Historique de la demande – Obedjiwan .....	31





1 À la fin de 2015, les réseaux autonomes comptaient 18 539 abonnements répartis sur cinq  
2 territoires, dont 15 819 abonnements au secteur Résidentiel et agricole. La croissance,  
3 depuis 2006, du nombre d'abonnements résidentiels et agricoles est d'environ 3 400, dont  
4 plus de 60 % provient du Nunavik. Depuis 2012, la proportion de nouveaux abonnements  
5 issus du Nunavik atteint même 80 %.

6 La production d'énergie est passée de 337,4 GWh en 2016 à 445,6 GWh en 2015, soit une  
7 croissance annuelle moyenne de 3,1 %. Quant à la somme des pointes annuelles des  
8 réseaux, elle était de 93,5 MW à l'hiver 2015-2016.

**TABLEAU 2B :  
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – RÉSEAUX AUTONOMES**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Nombre d'abonnements</b>	14 864	15 128	16 001	16 581	16 831	17 266	17 668	18 055	18 225	18 539
<i>dont résidentiel et agricole</i>	12 460	12 714	13 420	13 997	14 233	14 644	15 024	15 367	15 510	15 819
<b>Ventes (GWh)</b>	293,2	317,2	348,9	355,5	342,2	361,8	365,9	375,7	387,4	397,3
<i>dont résidentiel et agricole</i>	157,2	169,8	173,6	196,3	186,0	198,5	200,9	213,9	213,3	218,5
Pertes, consommation des centrales et usage interne	44,2	44,9	46,8	47,9	47,4	51,2	45,8	48,9	49,8	48,3
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	337,4	362,1	395,7	403,3	389,6	413,0	411,7	424,6	437,2	445,6
<b>En MW</b>	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	73,6	86,1	88,4	87,2	88,6	88,0	93,1	95,2	95,9	93,5
<b>Puissance installée</b>	143,3	160,3	160,3	160,8	160,8	162,5	163,9	163,7	163,7	164,8

Note : Incluant Schefferville à partir de l'automne 2007, à l'exception des abonnements et des ventes R&A pour l'année 2007.

9 Les tableaux suivants présentent les historiques consolidés du nombre d'abonnements, des  
10 ventes, des besoins en énergie et en puissance des réseaux autonomes, de même que de la  
11 puissance installée des centrales par territoires et réseaux.

**TABLEAU 2B-1 :  
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – ÎLES-DE-LA-MADELEINE**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Nombre d'abonnements</b>	7 101	7 181	7 278	7 371	7 434	7 484	7 524	7 561	7 577	7 567
<i>dont résidentiel et agricole</i>	6 152	6 236	6 338	6 432	6 499	6 549	6 593	6 635	6 660	6 664
<b>Ventes (GWh)</b>	155,49	161,77	162,21	167,02	158,92	167,05	166,35	169,32	175,34	177,21
<i>dont résidentiel et agricole</i>	82,54	89,16	89,52	93,59	88,16	92,95	93,12	99,54	99,51	100,66
Pertes, consommation des centrales et usage interne	23,69	22,89	20,83	18,73	19,98	22,86	21,37	22,91	22,69	22,14
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	179,18	184,67	183,04	185,75	178,90	189,91	187,72	192,23	198,03	199,35
<b>En MW</b>	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	37,75	39,23	40,20	39,21	39,76	38,88	42,06	41,94	41,64	40,98
<b>Puissance installée</b>	68,23	68,23	68,23	68,15	68,15	68,15	68,19	68,19	68,19	68,19

**TABLEAU 2B-1.1 :  
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – CAP-AUX-MEULES**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Nombre d'abonnements</b>	7 007	7 085	7 180	7 272	7 333	7 383	7 425	7 463	7 480	7 472
<i>dont résidentiel et agricole</i>	6 075	6 158	6 259	6 353	6 421	6 471	6 516	6 558	6 584	6 588
<b>Ventes (GWh)</b>	154,75	161,00	161,41	166,17	158,12	166,19	165,54	168,53	174,49	176,37
<i>dont résidentiel et agricole</i>	81,98	88,57	88,90	92,94	87,57	92,30	92,53	98,89	98,86	100,02
Pertes, consommation des centrales et usage interne	23,46	22,69	20,65	18,52	19,81	22,65	21,16	22,69	22,47	21,94
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	178,21	183,70	182,06	184,68	177,93	188,84	186,70	191,22	196,97	198,31
<b>En MW</b>	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	37,45	38,90	39,90	38,96	39,50	38,60	41,80	41,66	41,36	40,75
<b>Puissance installée</b>	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04

**TABLEAU 2B-1.2 :  
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – L'ÎLE-D'ENTRÉE**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Nombre d'abonnements</b>	94	96	98	99	101	101	99	98	97	95
<i>dont résidentiel et agricole</i>	77	78	79	79	78	78	77	77	76	76
<b>Ventes (GWh)</b>	0,74	0,77	0,80	0,85	0,80	0,86	0,81	0,79	0,85	0,83
<i>dont résidentiel et agricole</i>	0,56	0,59	0,62	0,65	0,59	0,64	0,60	0,65	0,65	0,64
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,23	0,20	0,17	0,21	0,18	0,21	0,21	0,22	0,22	0,21
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	0,96	0,97	0,98	1,06	0,98	1,07	1,02	1,02	1,07	1,04
<b>En MW</b>	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	0,30	0,33	0,30	0,25	0,26	0,28	0,26	0,28	0,28	0,23
<b>Puissance installée</b>	1,19	1,19	1,19	1,11	1,11	1,11	1,15	1,15	1,15	1,15

**TABLEAU 2B-2 :  
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – NUNAVIK**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Nombre d'abonnements</b>	4 432	4 593	4 821	5 087	5 239	5 602	5 923	6 206	6 325	6 668
<i>dont résidentiel et agricole</i>	3 619	3 770	3 995	4 258	4 402	4 738	5 027	5 271	5 372	5 683
<b>Ventes (GWh)</b>	59,15	63,08	64,81	68,55	69,88	72,63	75,54	77,99	80,78	84,98
<i>dont résidentiel et agricole</i>	26,44	28,32	29,18	30,92	31,07	32,49	33,71	35,98	35,46	37,35
Pertes, consommation des centrales et usage interne	6,23	5,22	6,32	5,89	6,82	6,96	6,82	6,91	6,94	6,64
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	65,39	68,30	71,13	74,44	76,70	79,59	82,36	84,91	87,72	91,63
<b>En MW</b>	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	12,80	13,36	13,64	14,13	14,74	15,02	15,46	15,97	16,87	16,58
<b>Puissance installée</b>	27,32	27,32	27,32	28,00	28,00	29,70	31,04	31,09	31,09	32,49

**TABLEAU 2B-2.1 :  
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – AKULIVIK**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Nombre d'abonnements</b>	176	204	211	206	211	259	260	293	292	297
<i>dont résidentiel et agricole</i>	144	169	173	172	175	221	221	251	250	253
<b>Ventes (GWh)</b>	1,94	2,34	2,41	2,56	2,67	2,74	2,88	2,91	2,93	3,05
<i>dont résidentiel et agricole</i>	0,98	1,27	1,10	1,19	1,20	1,25	1,34	1,46	1,42	1,44
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,38	0,10	0,38	0,26	0,39	0,47	0,41	0,43	0,46	0,56
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	2,32	2,44	2,79	2,82	3,06	3,21	3,29	3,34	3,39	3,61
<b>En MW</b>	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	0,46	0,55	0,59	0,56	0,64	0,65	0,65	0,67	0,69	0,74
<b>Puissance installée</b>	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	1,98

**TABLEAU 2B-2.2 :  
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – AUPALUK**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Nombre d'abonnements</b>	100	98	102	100	99	116	125	137	138	139
<i>dont résidentiel et agricole</i>	66	65	65	66	66	81	87	99	99	99
<b>Ventes (GWh)</b>	1,04	1,10	1,14	1,16	1,20	1,31	1,40	1,54	1,66	1,65
<i>dont résidentiel et agricole</i>	0,41	0,43	0,43	0,43	0,45	0,51	0,56	0,61	0,61	0,62
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,13	0,10	0,10	0,08	0,11	0,11	0,19	0,20	0,13	0,15
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	1,17	1,19	1,24	1,25	1,31	1,42	1,58	1,74	1,79	1,80
<b>En MW</b>	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	0,26	0,26	0,27	0,27	0,30	0,32	0,33	0,35	0,35	0,37
<b>Puissance installée</b>	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78

**TABLEAU 2B-2.3 :  
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – INUKJUAQ**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Nombre d'abonnements</b>	<b>501</b>	<b>503</b>	<b>551</b>	<b>592</b>	<b>615</b>	<b>656</b>	<b>659</b>	<b>729</b>	<b>735</b>	<b>772</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	437	439	489	530	551	586	590	656	655	680
<b>Ventes (GWh)</b>	<b>6,94</b>	<b>7,09</b>	<b>7,01</b>	<b>7,73</b>	<b>7,77</b>	<b>8,33</b>	<b>8,70</b>	<b>8,61</b>	<b>8,85</b>	<b>9,72</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	3,36	3,58	3,54	3,91	3,93	4,18	4,38	4,45	4,41	4,72
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,50	0,51	0,75	0,62	0,58	0,66	0,48	0,65	0,89	0,66
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	<b>7,45</b>	<b>7,60</b>	<b>7,76</b>	<b>8,35</b>	<b>8,35</b>	<b>9,00</b>	<b>9,18</b>	<b>9,25</b>	<b>9,74</b>	<b>10,38</b>
<b>En MW</b>	<b>2006/07</b>	<b>2007/08</b>	<b>2008/09</b>	<b>2009/10</b>	<b>2010/11</b>	<b>2011/12</b>	<b>2012/13</b>	<b>2013/14</b>	<b>2014/15</b>	<b>2015/16</b>
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	<b>1,53</b>	<b>1,46</b>	<b>1,51</b>	<b>1,57</b>	<b>1,59</b>	<b>1,64</b>	<b>1,60</b>	<b>1,74</b>	<b>1,86</b>	<b>1,82</b>
<b>Puissance installée</b>	<b>2,99</b>	<b>2,99</b>	<b>2,99</b>	<b>3,76</b>	<b>3,76</b>	<b>3,76</b>	<b>3,76</b>	<b>3,76</b>	<b>3,76</b>	<b>3,76</b>

**TABLEAU 2B-2.4 :  
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – IVUJIVIK**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Nombre d'abonnements</b>	<b>116</b>	<b>120</b>	<b>124</b>	<b>139</b>	<b>144</b>	<b>154</b>	<b>151</b>	<b>157</b>	<b>182</b>	<b>179</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	83	89	92	107	111	118	117	119	145	144
<b>Ventes (GWh)</b>	<b>1,25</b>	<b>1,38</b>	<b>1,42</b>	<b>1,60</b>	<b>1,61</b>	<b>1,81</b>	<b>1,92</b>	<b>1,90</b>	<b>2,23</b>	<b>2,21</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	0,62	0,67	0,69	0,70	0,78	0,83	0,86	0,93	0,96	1,01
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,15	0,14	0,15	0,14	0,18	0,24	0,15	0,21	0,11	0,16
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	<b>1,40</b>	<b>1,52</b>	<b>1,57</b>	<b>1,74</b>	<b>1,79</b>	<b>2,05</b>	<b>2,07</b>	<b>2,11</b>	<b>2,34</b>	<b>2,37</b>
<b>En MW</b>	<b>2006/07</b>	<b>2007/08</b>	<b>2008/09</b>	<b>2009/10</b>	<b>2010/11</b>	<b>2011/12</b>	<b>2012/13</b>	<b>2013/14</b>	<b>2014/15</b>	<b>2015/16</b>
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	<b>0,31</b>	<b>0,32</b>	<b>0,33</b>	<b>0,36</b>	<b>0,38</b>	<b>0,44</b>	<b>0,39</b>	<b>0,46</b>	<b>0,48</b>	<b>0,46</b>
<b>Puissance installée</b>	<b>1,02</b>	<b>1,02</b>	<b>1,02</b>	<b>1,02</b>	<b>1,02</b>	<b>1,02</b>	<b>0,98</b>	<b>0,98</b>	<b>0,98</b>	<b>0,98</b>

**TABLEAU 2B-2.5 :  
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – KANGIQSUALUJUAQ**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Nombre d'abonnements</b>	<b>244</b>	<b>245</b>	<b>251</b>	<b>272</b>	<b>285</b>	<b>289</b>	<b>312</b>	<b>315</b>	<b>321</b>	<b>317</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	206	208	213	232	245	247	269	271	275	272
<b>Ventes (GWh)</b>	<b>3,58</b>	<b>3,63</b>	<b>3,67</b>	<b>3,78</b>	<b>3,80</b>	<b>3,96</b>	<b>4,09</b>	<b>4,10</b>	<b>4,17</b>	<b>4,13</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	1,69	1,76	1,76	1,90	1,85	1,86	1,93	2,00	1,98	1,91
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,23	0,32	0,35	0,34	0,31	0,34	0,31	0,33	0,30	0,45
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	<b>3,81</b>	<b>3,95</b>	<b>4,02</b>	<b>4,12</b>	<b>4,11</b>	<b>4,30</b>	<b>4,40</b>	<b>4,44</b>	<b>4,47</b>	<b>4,58</b>
<b>En MW</b>	<b>2006/07</b>	<b>2007/08</b>	<b>2008/09</b>	<b>2009/10</b>	<b>2010/11</b>	<b>2011/12</b>	<b>2012/13</b>	<b>2013/14</b>	<b>2014/15</b>	<b>2015/16</b>
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	<b>0,78</b>	<b>0,81</b>	<b>0,79</b>	<b>0,84</b>	<b>0,84</b>	<b>0,81</b>	<b>0,90</b>	<b>0,84</b>	<b>0,86</b>	<b>0,91</b>
<b>Puissance installée</b>	<b>1,98</b>	<b>1,98</b>	<b>1,98</b>	<b>1,98</b>	<b>1,98</b>	<b>1,98</b>	<b>1,98</b>	<b>1,98</b>	<b>1,98</b>	<b>1,98</b>

**TABLEAU 2B-2.6 :  
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – KANGIQSUJUAQ**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Nombre d'abonnements</b>	<b>215</b>	<b>235</b>	<b>239</b>	<b>243</b>	<b>250</b>	<b>271</b>	<b>278</b>	<b>277</b>	<b>282</b>	<b>363</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	164	185	190	194	204	224	230	235	234	313
<b>Ventes (GWh)</b>	<b>2,50</b>	<b>2,98</b>	<b>3,04</b>	<b>3,35</b>	<b>3,58</b>	<b>3,72</b>	<b>3,61</b>	<b>3,88</b>	<b>3,86</b>	<b>4,49</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	1,22	1,31	1,40	1,47	1,67	1,77	1,78	1,97	1,75	2,03
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,69	0,28	0,34	0,30	0,33	0,31	0,40	0,36	0,65	0,40
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	<b>3,18</b>	<b>3,26</b>	<b>3,38</b>	<b>3,66</b>	<b>3,91</b>	<b>4,04</b>	<b>4,01</b>	<b>4,24</b>	<b>4,51</b>	<b>4,89</b>
<b>En MW</b>	<b>2006/07</b>	<b>2007/08</b>	<b>2008/09</b>	<b>2009/10</b>	<b>2010/11</b>	<b>2011/12</b>	<b>2012/13</b>	<b>2013/14</b>	<b>2014/15</b>	<b>2015/16</b>
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	<b>0,62</b>	<b>0,66</b>	<b>0,68</b>	<b>0,73</b>	<b>0,89</b>	<b>0,75</b>	<b>0,74</b>	<b>0,83</b>	<b>0,97</b>	<b>0,96</b>
<b>Puissance installée</b>	<b>1,52</b>	<b>1,52</b>	<b>1,52</b>	<b>1,52</b>	<b>1,52</b>	<b>1,52</b>	<b>1,52</b>	<b>1,57</b>	<b>1,57</b>	<b>1,53</b>

**TABLEAU 2B-2.7 :  
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – KANGIRSUK**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Nombre d'abonnements</b>	<b>223</b>	<b>220</b>	<b>246</b>	<b>251</b>	<b>252</b>	<b>264</b>	<b>267</b>	<b>270</b>	<b>269</b>	<b>289</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	176	175	201	207	207	217	218	218	218	235
<b>Ventes (GWh)</b>	<b>2,64</b>	<b>2,66</b>	<b>2,88</b>	<b>3,06</b>	<b>3,20</b>	<b>3,24</b>	<b>3,18</b>	<b>3,32</b>	<b>3,17</b>	<b>3,34</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	1,16	1,20	1,25	1,31	1,26	1,36	1,35	1,41	1,40	1,41
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,18	0,17	0,20	0,20	0,18	0,17	0,20	0,17	0,18	0,22
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	<b>2,82</b>	<b>2,83</b>	<b>3,09</b>	<b>3,26</b>	<b>3,38</b>	<b>3,41</b>	<b>3,38</b>	<b>3,49</b>	<b>3,35</b>	<b>3,56</b>
<b>En MW</b>	<b>2006/07</b>	<b>2007/08</b>	<b>2008/09</b>	<b>2009/10</b>	<b>2010/11</b>	<b>2011/12</b>	<b>2012/13</b>	<b>2013/14</b>	<b>2014/15</b>	<b>2015/16</b>
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	<b>0,54</b>	<b>0,59</b>	<b>0,66</b>	<b>0,66</b>	<b>0,68</b>	<b>0,67</b>	<b>0,68</b>	<b>0,66</b>	<b>0,67</b>	<b>0,68</b>
<b>Puissance installée</b>	<b>1,36</b>	<b>1,36</b>	<b>1,36</b>	<b>1,36</b>	<b>1,36</b>	<b>1,36</b>	<b>1,46</b>	<b>1,46</b>	<b>1,46</b>	<b>1,46</b>

**TABLEAU 2B-2.8 :  
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – KUJJJUAQ**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Nombre d'abonnements</b>	<b>1 063</b>	<b>1 117</b>	<b>1 166</b>	<b>1 265</b>	<b>1 280</b>	<b>1 406</b>	<b>1 514</b>	<b>1 529</b>	<b>1 532</b>	<b>1 591</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	906	945	1 003	1 098	1 113	1 227	1 325	1 329	1 331	1 387
<b>Ventes (GWh)</b>	<b>13,92</b>	<b>14,88</b>	<b>15,49</b>	<b>16,13</b>	<b>16,05</b>	<b>16,39</b>	<b>17,24</b>	<b>17,97</b>	<b>18,72</b>	<b>19,55</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	5,92	6,31	6,69	7,03	6,82	7,24	7,46	7,87	7,79	8,10
Pertes, consommation des centrales et usage interne	1,16	1,09	1,12	0,95	1,48	0,95	1,16	1,02	0,90	0,77
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	<b>15,08</b>	<b>15,97</b>	<b>16,61</b>	<b>17,07</b>	<b>17,53</b>	<b>17,34</b>	<b>18,40</b>	<b>18,99</b>	<b>19,62</b>	<b>20,31</b>
<b>En MW</b>	<b>2006/07</b>	<b>2007/08</b>	<b>2008/09</b>	<b>2009/10</b>	<b>2010/11</b>	<b>2011/12</b>	<b>2012/13</b>	<b>2013/14</b>	<b>2014/15</b>	<b>2015/16</b>
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	<b>2,75</b>	<b>2,81</b>	<b>2,92</b>	<b>3,12</b>	<b>3,20</b>	<b>3,37</b>	<b>3,45</b>	<b>3,61</b>	<b>3,82</b>	<b>3,58</b>
<b>Puissance installée</b>	<b>4,56</b>	<b>4,56</b>	<b>4,56</b>	<b>4,56</b>	<b>4,56</b>	<b>6,25</b>	<b>6,25</b>	<b>6,25</b>	<b>6,25</b>	<b>6,01</b>

**TABLEAU 2B-2.9 :  
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – KUJJJUAPIK**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Nombre d'abonnements</b>	<b>538</b>	<b>537</b>	<b>544</b>	<b>569</b>	<b>573</b>	<b>594</b>	<b>627</b>	<b>625</b>	<b>644</b>	<b>678</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	432	430	438	459	464	480	515	512	527	556
<b>Ventes (GWh)</b>	<b>8,71</b>	<b>9,29</b>	<b>9,09</b>	<b>9,50</b>	<b>9,31</b>	<b>9,70</b>	<b>10,08</b>	<b>10,17</b>	<b>10,66</b>	<b>11,20</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	3,54	3,88	3,84	4,10	4,07	4,09	4,29	4,55	4,55	4,84
Pertes, consommation des centrales et usage interne	1,12	0,81	1,16	1,00	1,12	1,16	0,96	0,90	0,87	0,87
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	<b>9,83</b>	<b>10,10</b>	<b>10,24</b>	<b>10,50</b>	<b>10,43</b>	<b>10,86</b>	<b>11,04</b>	<b>11,07</b>	<b>11,53</b>	<b>12,07</b>
<b>En MW</b>	<b>2006/07</b>	<b>2007/08</b>	<b>2008/09</b>	<b>2009/10</b>	<b>2010/11</b>	<b>2011/12</b>	<b>2012/13</b>	<b>2013/14</b>	<b>2014/15</b>	<b>2015/16</b>
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	<b>1,72</b>	<b>1,82</b>	<b>1,88</b>	<b>1,81</b>	<b>1,94</b>	<b>1,87</b>	<b>2,01</b>	<b>2,00</b>	<b>2,14</b>	<b>2,03</b>
<b>Puissance installée</b>	<b>3,41</b>	<b>3,41</b>	<b>3,41</b>	<b>3,41</b>	<b>3,41</b>	<b>3,41</b>	<b>3,41</b>	<b>3,41</b>	<b>3,41</b>	<b>3,41</b>

**TABLEAU 2B-2.10 :  
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – PUVIRNITUQ**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Nombre d'abonnements</b>	<b>511</b>	<b>532</b>	<b>569</b>	<b>611</b>	<b>660</b>	<b>680</b>	<b>748</b>	<b>813</b>	<b>849</b>	<b>917</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	431	450	486	523	574	595	657	716	751	815
<b>Ventes (GWh)</b>	<b>6,77</b>	<b>7,18</b>	<b>7,76</b>	<b>8,08</b>	<b>8,42</b>	<b>8,68</b>	<b>9,16</b>	<b>9,76</b>	<b>10,11</b>	<b>10,58</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	3,00	3,08	3,40	3,56	3,60	3,71	3,87	4,23	4,21	4,60
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,60	0,57	0,50	0,65	0,80	1,06	1,08	1,00	0,98	0,90
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	<b>7,37</b>	<b>7,76</b>	<b>8,26</b>	<b>8,72</b>	<b>9,22</b>	<b>9,74</b>	<b>10,24</b>	<b>10,77</b>	<b>11,09</b>	<b>11,48</b>
<b>En MW</b>	<b>2006/07</b>	<b>2007/08</b>	<b>2008/09</b>	<b>2009/10</b>	<b>2010/11</b>	<b>2011/12</b>	<b>2012/13</b>	<b>2013/14</b>	<b>2014/15</b>	<b>2015/16</b>
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	<b>1,51</b>	<b>1,49</b>	<b>1,49</b>	<b>1,64</b>	<b>1,67</b>	<b>1,75</b>	<b>1,85</b>	<b>1,88</b>	<b>1,99</b>	<b>2,02</b>
<b>Puissance installée</b>	<b>2,87</b>	<b>2,87</b>	<b>2,87</b>	<b>2,87</b>	<b>2,87</b>	<b>2,87</b>	<b>4,15</b>	<b>4,15</b>	<b>4,15</b>	<b>4,75</b>

**TABLEAU 2B-2.11 :  
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – QUAQTAQ**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Nombre d'abonnements</b>	<b>127</b>	<b>130</b>	<b>141</b>	<b>141</b>	<b>144</b>	<b>149</b>	<b>171</b>	<b>173</b>	<b>172</b>	<b>200</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	93	96	106	106	106	111	131	131	130	160
<b>Ventes (GWh)</b>	<b>1,72</b>	<b>1,80</b>	<b>1,86</b>	<b>1,94</b>	<b>2,19</b>	<b>2,15</b>	<b>2,23</b>	<b>2,31</b>	<b>2,45</b>	<b>2,78</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	0,67	0,71	0,76	0,75	0,82	0,83	0,86	0,98	0,99	1,05
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,19	0,20	0,17	0,16	0,14	0,19	0,20	0,21	0,19	0,17
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	<b>1,91</b>	<b>2,00</b>	<b>2,03</b>	<b>2,10</b>	<b>2,33</b>	<b>2,34</b>	<b>2,42</b>	<b>2,52</b>	<b>2,64</b>	<b>2,94</b>
<b>En MW</b>	<b>2006/07</b>	<b>2007/08</b>	<b>2008/09</b>	<b>2009/10</b>	<b>2010/11</b>	<b>2011/12</b>	<b>2012/13</b>	<b>2013/14</b>	<b>2014/15</b>	<b>2015/16</b>
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	<b>0,39</b>	<b>0,40</b>	<b>0,39</b>	<b>0,46</b>	<b>0,42</b>	<b>0,46</b>	<b>0,51</b>	<b>0,50</b>	<b>0,54</b>	<b>0,57</b>
<b>Puissance installée</b>	<b>1,09</b>	<b>1,09</b>	<b>1,09</b>	<b>1,09</b>	<b>1,09</b>	<b>1,09</b>	<b>1,09</b>	<b>1,09</b>	<b>1,09</b>	<b>1,09</b>

**TABLEAU 2B-2.12 :  
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – SALLUIT**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Nombre d'abonnements</b>	<b>372</b>	<b>395</b>	<b>415</b>	<b>432</b>	<b>437</b>	<b>462</b>	<b>468</b>	<b>528</b>	<b>548</b>	<b>564</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	301	326	346	367	371	398	400	452	470	482
<b>Ventes (GWh)</b>	<b>5,02</b>	<b>5,38</b>	<b>5,50</b>	<b>5,85</b>	<b>5,82</b>	<b>6,25</b>	<b>6,48</b>	<b>6,95</b>	<b>7,12</b>	<b>7,31</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	2,54	2,64	2,83	3,01	3,02	3,23	3,23	3,55	3,43	3,64
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,48	0,54	0,61	0,63	0,76	0,78	0,87	0,84	0,80	0,82
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	<b>5,50</b>	<b>5,92</b>	<b>6,11</b>	<b>6,48</b>	<b>6,58</b>	<b>7,03</b>	<b>7,35</b>	<b>7,79</b>	<b>7,92</b>	<b>8,13</b>
<b>En MW</b>	<b>2006/07</b>	<b>2007/08</b>	<b>2008/09</b>	<b>2009/10</b>	<b>2010/11</b>	<b>2011/12</b>	<b>2012/13</b>	<b>2013/14</b>	<b>2014/15</b>	<b>2015/16</b>
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	<b>1,16</b>	<b>1,35</b>	<b>1,29</b>	<b>1,23</b>	<b>1,27</b>	<b>1,36</b>	<b>1,36</b>	<b>1,41</b>	<b>1,48</b>	<b>1,43</b>
<b>Puissance installée</b>	<b>2,96</b>	<b>2,96</b>	<b>2,96</b>	<b>2,88</b>	<b>2,88</b>	<b>2,88</b>	<b>2,88</b>	<b>2,88</b>	<b>2,88</b>	<b>2,88</b>

**TABLEAU 2B-2.13 :  
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – TASIUJAQ**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Nombre d'abonnements</b>	<b>111</b>	<b>114</b>	<b>117</b>	<b>116</b>	<b>116</b>	<b>131</b>	<b>140</b>	<b>156</b>	<b>159</b>	<b>159</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	78	83	84	84	84	98	105	120	121	121
<b>Ventes (GWh)</b>	<b>1,45</b>	<b>1,57</b>	<b>1,65</b>	<b>1,85</b>	<b>2,11</b>	<b>1,99</b>	<b>2,10</b>	<b>2,06</b>	<b>2,22</b>	<b>2,28</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	0,56	0,64	0,60	0,62	0,62	0,66	0,74	0,82	0,81	0,83
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,18	0,14	0,22	0,31	0,20	0,27	0,22	0,31	0,26	0,30
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	<b>1,63</b>	<b>1,71</b>	<b>1,88</b>	<b>2,16</b>	<b>2,31</b>	<b>2,26</b>	<b>2,32</b>	<b>2,36</b>	<b>2,48</b>	<b>2,58</b>
<b>En MW</b>	<b>2006/07</b>	<b>2007/08</b>	<b>2008/09</b>	<b>2009/10</b>	<b>2010/11</b>	<b>2011/12</b>	<b>2012/13</b>	<b>2013/14</b>	<b>2014/15</b>	<b>2015/16</b>
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	<b>0,33</b>	<b>0,38</b>	<b>0,43</b>	<b>0,45</b>	<b>0,42</b>	<b>0,44</b>	<b>0,48</b>	<b>0,46</b>	<b>0,50</b>	<b>0,45</b>
<b>Puissance installée</b>	<b>0,85</b>	<b>0,85</b>	<b>0,85</b>	<b>0,85</b>	<b>0,85</b>	<b>0,85</b>	<b>0,85</b>	<b>0,85</b>	<b>0,85</b>	<b>0,85</b>

**TABLEAU 2B-2.14 :  
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – UMIUJAQ**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Nombre d'abonnements</b>	<b>135</b>	<b>143</b>	<b>145</b>	<b>150</b>	<b>173</b>	<b>171</b>	<b>203</b>	<b>204</b>	<b>202</b>	<b>203</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	102	110	109	113	131	135	162	162	166	166
<b>Ventes (GWh)</b>	<b>1,68</b>	<b>1,80</b>	<b>1,89</b>	<b>1,96</b>	<b>2,14</b>	<b>2,35</b>	<b>2,48</b>	<b>2,50</b>	<b>2,62</b>	<b>2,69</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	0,78	0,84	0,90	0,92	0,98	0,97	1,04	1,16	1,16	1,15
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,24	0,25	0,28	0,26	0,25	0,25	0,19	0,29	0,20	0,23
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	<b>1,93</b>	<b>2,04</b>	<b>2,17</b>	<b>2,22</b>	<b>2,40</b>	<b>2,59</b>	<b>2,67</b>	<b>2,78</b>	<b>2,83</b>	<b>2,92</b>
<b>En MW</b>	<b>2006/07</b>	<b>2007/08</b>	<b>2008/09</b>	<b>2009/10</b>	<b>2010/11</b>	<b>2011/12</b>	<b>2012/13</b>	<b>2013/14</b>	<b>2014/15</b>	<b>2015/16</b>
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	<b>0,44</b>	<b>0,46</b>	<b>0,43</b>	<b>0,44</b>	<b>0,50</b>	<b>0,50</b>	<b>0,53</b>	<b>0,57</b>	<b>0,54</b>	<b>0,56</b>
<b>Puissance installée</b>	<b>1,05</b>	<b>1,05</b>	<b>1,05</b>	<b>1,05</b>	<b>1,05</b>	<b>1,05</b>	<b>1,05</b>	<b>1,05</b>	<b>1,05</b>	<b>1,05</b>

**TABLEAU 2B-3 :  
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – BASSE-CÔTE-NORD**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Nombre d'abonnements</b>	<b>2 809</b>	<b>2 807</b>	<b>2 845</b>	<b>2 849</b>	<b>2 871</b>	<b>2 867</b>	<b>2 868</b>	<b>2 878</b>	<b>2 889</b>	<b>2 878</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	2 246	2 242	2 279	2 293	2 304	2 306	2 314	2 322	2 332	2 328
<b>Ventes (GWh)</b>	<b>67,85</b>	<b>74,75</b>	<b>77,39</b>	<b>77,42</b>	<b>72,34</b>	<b>77,09</b>	<b>77,04</b>	<b>78,25</b>	<b>79,92</b>	<b>81,35</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	44,00	47,70	49,91	49,82	45,56	49,20	48,82	51,45	51,44	52,25
Pertes, consommation des centrales et usage interne	13,23	12,70	10,10	12,17	11,11	10,68	9,33	10,42	10,77	10,23
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	<b>81,08</b>	<b>87,45</b>	<b>87,49</b>	<b>89,59</b>	<b>83,45</b>	<b>87,77</b>	<b>86,36</b>	<b>88,66</b>	<b>90,69</b>	<b>91,57</b>
<b>En MW</b>	<b>2006/07</b>	<b>2007/08</b>	<b>2008/09</b>	<b>2009/10</b>	<b>2010/11</b>	<b>2011/12</b>	<b>2012/13</b>	<b>2013/14</b>	<b>2014/15</b>	<b>2015/16</b>
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	<b>20,05</b>	<b>21,10</b>	<b>21,90</b>	<b>21,06</b>	<b>21,37</b>	<b>21,44</b>	<b>21,94</b>	<b>23,59</b>	<b>23,33</b>	<b>22,04</b>
<b>Puissance installée</b>	<b>42,31</b>	<b>42,31</b>	<b>42,31</b>	<b>42,22</b>	<b>42,22</b>	<b>42,22</b>	<b>42,22</b>	<b>42,01</b>	<b>42,01</b>	<b>41,67</b>

**TABLEAU 2B-3.1 :  
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – LAC-ROBERTSON**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Nombre d'abonnements</b>	<b>2 248</b>	<b>2 244</b>	<b>2 276</b>	<b>2 277</b>	<b>2 296</b>	<b>2 292</b>	<b>2 291</b>	<b>2 295</b>	<b>2 297</b>	<b>2 287</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	1 792	1 787	1 818	1 825	1 833	1 828	1 833	1 836	1 838	1 833
<b>Ventes (GWh)</b>	<b>52,86</b>	<b>57,80</b>	<b>60,95</b>	<b>60,83</b>	<b>56,90</b>	<b>60,90</b>	<b>60,92</b>	<b>61,70</b>	<b>62,78</b>	<b>63,82</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	34,60	36,86	39,36	39,06	35,78	38,73	38,36	40,38	40,37	40,91
Pertes, consommation des centrales et usage interne	11,66	11,51	8,94	10,99	10,11	9,44	8,18	8,91	9,26	9,01
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	<b>64,52</b>	<b>69,31</b>	<b>69,89</b>	<b>71,81</b>	<b>67,01</b>	<b>70,34</b>	<b>69,10</b>	<b>70,62</b>	<b>72,04</b>	<b>72,83</b>
<b>En MW</b>	<b>2006/07</b>	<b>2007/08</b>	<b>2008/09</b>	<b>2009/10</b>	<b>2010/11</b>	<b>2011/12</b>	<b>2012/13</b>	<b>2013/14</b>	<b>2014/15</b>	<b>2015/16</b>
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	<b>15,51</b>	<b>16,47</b>	<b>17,21</b>	<b>16,70</b>	<b>17,21</b>	<b>17,27</b>	<b>17,59</b>	<b>18,89</b>	<b>18,80</b>	<b>17,54</b>
<b>Puissance installée</b>	<b>33,71</b>	<b>33,71</b>	<b>33,71</b>	<b>33,71</b>	<b>33,71</b>	<b>33,71</b>	<b>33,71</b>	<b>33,50</b>	<b>33,50</b>	<b>33,10</b>

**TABLEAU 2B-3.2 :  
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – LA ROMAINE**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Nombre d'abonnements</b>	<b>364</b>	<b>366</b>	<b>370</b>	<b>371</b>	<b>370</b>	<b>371</b>	<b>373</b>	<b>377</b>	<b>383</b>	<b>383</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	313	314	318	323	322	325	327	331	337	338
<b>Ventes (GWh)</b>	<b>11,04</b>	<b>12,57</b>	<b>12,30</b>	<b>12,50</b>	<b>11,57</b>	<b>12,36</b>	<b>12,35</b>	<b>12,64</b>	<b>13,07</b>	<b>13,30</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	7,42	8,65	8,57	8,76	7,93	8,51	8,48	9,01	9,01	9,23
Pertes, consommation des centrales et usage interne	1,05	0,85	0,74	0,79	0,63	0,88	0,75	1,00	0,97	0,83
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	<b>12,09</b>	<b>13,43</b>	<b>13,03</b>	<b>13,29</b>	<b>12,20</b>	<b>13,24</b>	<b>13,10</b>	<b>13,64</b>	<b>14,04</b>	<b>14,13</b>
<b>En MW</b>	<b>2006/07</b>	<b>2007/08</b>	<b>2008/09</b>	<b>2009/10</b>	<b>2010/11</b>	<b>2011/12</b>	<b>2012/13</b>	<b>2013/14</b>	<b>2014/15</b>	<b>2015/16</b>
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	<b>3,32</b>	<b>3,54</b>	<b>3,53</b>	<b>3,32</b>	<b>3,18</b>	<b>3,18</b>	<b>3,23</b>	<b>3,59</b>	<b>3,38</b>	<b>3,39</b>
<b>Puissance installée</b>	<b>5,75</b>	<b>5,75</b>	<b>5,75</b>	<b>5,67</b>	<b>5,67</b>	<b>5,67</b>	<b>5,67</b>	<b>5,67</b>	<b>5,67</b>	<b>5,72</b>

**TABLEAU 2B-3.3 :  
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – PORT-MENIER**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Nombre d'abonnements</b>	<b>197</b>	<b>197</b>	<b>199</b>	<b>201</b>	<b>205</b>	<b>204</b>	<b>204</b>	<b>206</b>	<b>209</b>	<b>208</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	141	141	143	145	149	153	154	155	157	157
<b>Ventes (GWh)</b>	<b>3,96</b>	<b>4,38</b>	<b>4,15</b>	<b>4,09</b>	<b>3,87</b>	<b>3,83</b>	<b>3,77</b>	<b>3,90</b>	<b>4,07</b>	<b>4,22</b>
<i>dont résidentiel et agricole</i>	1,98	2,18	1,99	2,00	1,85	1,95	1,97	2,07	2,06	2,11
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,51	0,34	0,42	0,40	0,36	0,36	0,39	0,51	0,54	0,39
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	<b>4,47</b>	<b>4,72</b>	<b>4,57</b>	<b>4,49</b>	<b>4,23</b>	<b>4,18</b>	<b>4,16</b>	<b>4,41</b>	<b>4,61</b>	<b>4,61</b>
<b>En MW</b>	<b>2006/07</b>	<b>2007/08</b>	<b>2008/09</b>	<b>2009/10</b>	<b>2010/11</b>	<b>2011/12</b>	<b>2012/13</b>	<b>2013/14</b>	<b>2014/15</b>	<b>2015/16</b>
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	<b>1,23</b>	<b>1,09</b>	<b>1,17</b>	<b>1,04</b>	<b>0,97</b>	<b>0,99</b>	<b>1,12</b>	<b>1,11</b>	<b>1,14</b>	<b>1,11</b>
<b>Puissance installée</b>	<b>2,85</b>	<b>2,85</b>	<b>2,85</b>	<b>2,85</b>	<b>2,85</b>	<b>2,85</b>	<b>2,85</b>	<b>2,85</b>	<b>2,85</b>	<b>2,85</b>

**TABLEAU 2B-4 :  
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – SCHEFFERVILLE**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Nombre d'abonnements</b>		n/d	505	720	725	747	779	832	857	865
<i>dont résidentiel et agricole</i>		n/d	343	542	548	563	589	634	642	648
<b>Ventes (GWh)</b>		6,36	33,24	31,04	29,15	33,36	36,19	37,62	38,86	41,25
<i>dont résidentiel et agricole</i>		n/d	n/d	16,9	16,1	18,7	19,9	21,3	21,3	22,5
Pertes, consommation des centrales et usage interne		3,37	8,70	10,18	8,60	9,81	7,22	7,73	8,36	7,63
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>		9,73	41,93	41,21	37,75	43,17	43,41	45,34	47,22	48,87
<b>En MW</b>	<b>2006/07</b>	<b>2007/08</b>	<b>2008/09</b>	<b>2009/10</b>	<b>2010/11</b>	<b>2011/12</b>	<b>2012/13</b>	<b>2013/14</b>	<b>2014/15</b>	<b>2015/16</b>
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>		9,50	9,50	9,60	9,60	9,50	10,40	10,52	10,78	10,50
<b>Puissance installée</b>		17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00

**TABLEAU 2B-5 :  
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – HAUTE-MAURICIE**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Nombre d'abonnements</b>	522	547	552	554	562	566	574	578	577	561
<i>dont résidentiel et agricole</i>	443	466	465	472	480	488	501	505	504	496
<b>Ventes (GWh)</b>	10,72	11,24	11,29	11,44	11,94	11,65	10,76	12,50	12,47	12,48
<i>dont résidentiel et agricole</i>	4,22	4,63	4,99	5,09	5,07	5,16	5,30	5,60	5,60	5,66
Pertes, consommation des centrales et usage interne	1,01	0,74	0,86	0,91	0,85	0,89	1,08	0,93	1,02	1,66
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	11,73	11,98	12,15	12,34	12,79	12,53	11,84	13,43	13,49	14,13
<b>En MW</b>	<b>2006/07</b>	<b>2007/08</b>	<b>2008/09</b>	<b>2009/10</b>	<b>2010/11</b>	<b>2011/12</b>	<b>2012/13</b>	<b>2013/14</b>	<b>2014/15</b>	<b>2015/16</b>
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	3,00	2,87	3,15	3,22	3,10	3,16	3,24	3,22	3,34	3,36
<b>Puissance installée</b>	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43

**TABLEAU 2B-5.1 :  
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – CLOVA**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Nombre d'abonnements</b>	54	56	57	57	57	60	60	60	59	58
<i>dont résidentiel et agricole</i>	33	35	35	36	36	40	40	40	39	38
<b>Ventes (GWh)</b>	0,70	0,66	0,75	0,78	0,68	0,70	0,67	0,65	0,72	0,69
<i>dont résidentiel et agricole</i>	0,35	0,40	0,46	0,46	0,45	0,43	0,41	0,43	0,43	0,44
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,04	0,17	0,09	0,05	0,08	0,11	0,07	0,13	0,10	0,11
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	0,75	0,83	0,85	0,83	0,76	0,80	0,74	0,78	0,81	0,80
<b>En MW</b>	<b>2006/07</b>	<b>2007/08</b>	<b>2008/09</b>	<b>2009/10</b>	<b>2010/11</b>	<b>2011/12</b>	<b>2012/13</b>	<b>2013/14</b>	<b>2014/15</b>	<b>2015/16</b>
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	0,21	0,25	0,22	0,19	0,24	0,22	0,23	0,21	0,22	0,19
<b>Puissance installée</b>	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53

**TABLEAU 2B-5.2 :  
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – OBEDJIWAN**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Nombre d'abonnements</b>	468	491	495	497	505	506	514	518	518	503
<i>dont résidentiel et agricole</i>	410	431	430	436	444	448	461	465	465	458
<b>Ventes (GWh)</b>	10,02	10,58	10,54	10,66	11,26	10,95	10,09	11,85	11,75	11,78
<i>dont résidentiel et agricole</i>	3,87	4,23	4,53	4,62	4,62	4,73	4,89	5,17	5,17	5,22
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,97	0,57	0,76	0,86	0,77	0,78	1,01	0,80	0,92	1,55
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	10,99	11,15	11,30	11,52	12,03	11,73	11,09	12,65	12,67	13,33
<b>En MW</b>	<b>2006/07</b>	<b>2007/08</b>	<b>2008/09</b>	<b>2009/10</b>	<b>2010/11</b>	<b>2011/12</b>	<b>2012/13</b>	<b>2013/14</b>	<b>2014/15</b>	<b>2015/16</b>
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	2,78	2,62	2,93	3,03	2,86	2,94	3,01	3,01	3,12	3,16
<b>Puissance installée</b>	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90





**ANNEXE 2C :**

**PRÉVISION DE LA DEMANDE 2017-2026  
PAR TERRITOIRES ET PAR RÉSEAUX**



**LISTE DES TABLEAUX**

Tableau 2C :	Prévision de la demande – Réseaux autonomes.....	37
Tableau 2C-1 :	Prévision de la demande – Îles-de-la-Madeleine .....	37
Tableau 2C-1.1 :	Prévision de la demande – Cap-aux-Meules .....	38
Tableau 2C-1.2 :	Prévision de la demande – L'Île-d'Entrée.....	38
Tableau 2C-2 :	Prévision de la demande – Nunavik.....	38
Tableau 2C-2.1 :	Prévision de la demande – Akulivik .....	39
Tableau 2C-2.2 :	Prévision de la demande – Aupaluk.....	39
Tableau 2C-2.3 :	Prévision de la demande – Inukjuak .....	39
Tableau 2C-2.4 :	Prévision de la demande – Ivujivik.....	40
Tableau 2C-2.5 :	Prévision de la demande – Kangiqsualujjuaq .....	40
Tableau 2C-2.6 :	Prévision de la demande – Kangiqsujuaq.....	40
Tableau 2C-2.7 :	Prévision de la demande – Kangirsuk.....	41
Tableau 2C-2.8 :	Prévision de la demande – Kuujjuaq.....	41
Tableau 2C-2.9 :	Prévision de la demande – Kuujjuarapik.....	41
Tableau 2C-2.10 :	Prévision de la demande – Puvirnituaq.....	42
Tableau 2C-2.11 :	Prévision de la demande – Quaқтаq.....	42
Tableau 2C-2.12 :	Prévision de la demande – Salluit .....	42
Tableau 2C-2.13 :	Prévision de la demande – Tasiujaq .....	43
Tableau 2C-2.14 :	Prévision de la demande – Umiujaq .....	43
Tableau 2C-3 :	Prévision de la demande – Basse-Côte-Nord .....	43
Tableau 2C-3.1 :	Prévision de la demande – Lac-Robertson .....	44
Tableau 2C-3.2 :	Prévision de la demande – La Romaine .....	44
Tableau 2C-3.3 :	Prévision de la demande – Port-Menier .....	44
Tableau 2C-4 :	Prévision de la demande – Schefferville .....	45
Tableau 2C-5 :	Prévision de la demande – Haute-Mauricie .....	45
Tableau 2C-5.1 :	Prévision de la demande – Clova .....	45
Tableau 2C-5.2 :	Prévision de la demande – Obedjwan.....	46



1 En 2026, les besoins en énergie et en puissance devraient atteindre respectivement  
 2 481,8 GWh et 103,9 MW, soit un taux de croissance annuel moyen de 0,9 %. Le Nunavik,  
 3 qui représente environ 20 % des besoins à l'année 2016, a la plus forte croissance  
 4 démographique de tous les territoires, ce qui explique que plus de la moitié de la croissance  
 5 de la demande en énergie et en puissance provienne de ce territoire. Aux  
 6 Îles-de-la-Madeleine, le taux de croissance de la demande de 0,2 % par année est au  
 7 contraire le reflet d'une perspective démographique beaucoup plus faible. Ainsi, bien que les  
 8 Îles-de-la-Madeleine représentent plus de 40 % de la demande en énergie et en puissance à  
 9 l'année 2016, ce territoire ne contribue qu'à environ 10 % de la croissance de la demande  
 10 sur la période 2016-2026. La prévision de la demande du territoire Basse-Côte-Nord  
 11 s'appuie également sur de faibles perspectives démographiques.

**TABLEAU 2C :**  
**PRÉVISION DE LA DEMANDE – RÉSEAUX AUTONOMES**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
<b>Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles</b>	16 134	16 435	16 730	17 022	17 314	17 603	17 883	18 154	18 415	18 666	18 910	1,6%
<b>Ventes (GWh)</b>	391,9	394,7	399,2	403,6	409,4	412,0	415,8	419,4	424,2	425,6	428,3	0,9%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	213,8	214,9	217,1	219,4	222,6	224,0	226,1	228,2	230,9	231,7	233,3	0,9%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	49,4	49,7	50,2	50,7	51,4	51,7	52,2	52,6	53,1	53,3	53,6	0,8%
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	441,2	444,4	449,4	454,3	460,9	463,7	467,9	471,9	477,4	478,9	481,8	0,9%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	96,3	97,2	98,2	99,2	100,2	101,1	101,9	102,7	103,3	103,9		0,9%
<b>Contribution des interventions commerciales</b>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Économies d'énergie:												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	18,3	26,2	28,1	29,9	31,8	33,6	35,4	37,3	39,1	41,0	42,8	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	5,2	6,3	6,7	7,2	7,6	8,0	8,5	8,9	9,4	9,8		
PUEÉ et tarification dissuasive :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	223,5	227,6	232,9	238,4	244,8	249,5	254,9	260,1	266,1	270,2	275,0	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	66,2	67,4	68,9	70,5	72,3	73,6	75,1	76,6	78,3	79,5		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 2C-1 :**  
**PRÉVISION DE LA DEMANDE – ÎLES-DE-LA-MADELEINE**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
<b>Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles</b>	6 710	6 743	6 771	6 796	6 822	6 847	6 867	6 883	6 893	6 898	6 902	0,3%
<b>Ventes (GWh)</b>	173,65	173,62	174,24	174,88	176,16	176,14	176,68	177,16	178,11	177,55	177,52	0,2%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	97,93	97,75	97,96	98,16	98,77	98,55	98,67	98,74	99,10	98,57	98,44	0,1%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	21,90	21,89	21,97	22,05	22,22	22,21	22,28	22,34	22,46	22,39	22,39	0,2%
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	195,55	195,52	196,22	196,93	198,38	198,35	198,96	199,50	200,57	199,95	199,90	0,2%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	41,68	41,80	41,94	42,08	42,22	42,35	42,45	42,54	42,55	42,53		0,2%
<b>Contribution des interventions commerciales</b>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Économies d'énergie:												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	12,27	14,84	15,98	17,11	18,25	19,39	20,53	21,67	22,81	23,95	25,08	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	3,26	3,71	3,98	4,25	4,53	4,80	5,07	5,35	5,62	5,90		
PUEÉ et tarification dissuasive :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	39,16	39,21	39,32	39,45	39,72	39,75	39,83	39,92	40,10	40,00	39,94	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	13,85	13,87	13,91	13,96	14,05	14,07	14,10	14,13	14,20	14,17		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 2C-1.1 :  
PRÉVISION DE LA DEMANDE – CAP-AUX-MEULES**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
<b>Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles</b>	6 634	6 667	6 694	6 720	6 745	6 769	6 789	6 805	6 815	6 820	6 823	0,3%
<b>Ventes (GWh)</b>	172,83	172,80	173,42	174,05	175,33	175,31	175,85	176,32	177,27	176,71	176,67	0,2%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	97,30	97,12	97,32	97,52	98,13	97,91	98,03	98,09	98,45	97,92	97,78	0,0%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	21,70	21,69	21,77	21,85	22,01	22,01	22,08	22,14	22,26	22,19	22,18	0,2%
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	194,53	194,50	195,19	195,90	197,34	197,31	197,92	198,46	199,53	198,90	198,85	0,2%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	41,42	41,54	41,68	41,82	41,96	42,08	42,19	42,27	42,29	42,26	42,26	0,2%
<b>Contribution des interventions commerciales</b>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
<i>Économies d'énergie:</i>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	12,14	14,70	15,83	16,97	18,10	19,24	20,37	21,51	22,65	23,78	24,92	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	3,22	3,66	3,94	4,21	4,48	4,75	5,03	5,30	5,57	5,84		
<i>PUEÉ et tarification dissuasive:</i>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	38,93	38,98	39,09	39,22	39,49	39,52	39,60	39,69	39,86	39,77	39,71	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	13,76	13,78	13,82	13,87	13,96	13,98	14,01	14,04	14,11	14,08		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 2C-1.2 :  
PRÉVISION DE LA DEMANDE – L'ÎLE-D'ENTRÉE**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
<b>Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles</b>	76	76	76	77	77	77	78	78	78	78	79	0,4%
<b>Ventes (GWh)</b>	0,82	0,82	0,82	0,83	0,83	0,83	0,83	0,84	0,84	0,84	0,84	0,3%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	0,63	0,63	0,63	0,64	0,64	0,64	0,64	0,65	0,65	0,65	0,65	0,4%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,21	0,21	0,21	0,3%
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	1,02	1,02	1,02	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	0,3%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,4%
<b>Contribution des interventions commerciales</b>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
<i>Économies d'énergie:</i>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,13	0,14	0,14	0,15	0,15	0,15	0,16	0,16	0,16	0,17	0,17	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05		
<i>PUEÉ et tarification dissuasive:</i>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 2C-2 :  
PRÉVISION DE LA DEMANDE – NUNAVIK**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
<b>Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles</b>	5 920	6 156	6 393	6 630	6 867	7 102	7 333	7 561	7 785	8 004	8 219	3,3%
<b>Ventes (GWh)</b>	86,08	87,93	90,19	92,47	95,04	96,97	99,13	101,24	103,62	105,28	107,21	2,2%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	37,54	38,43	39,62	40,90	42,35	43,54	44,85	46,15	47,59	48,68	49,91	2,9%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	7,66	7,82	8,02	8,22	8,45	8,62	8,82	9,01	9,22	9,38	9,55	2,2%
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	93,74	95,75	98,21	100,69	103,49	105,59	107,95	110,25	112,84	114,65	116,76	2,2%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	17,49	17,93	18,39	18,85	19,30	19,75	20,18	20,60	21,00	21,40	21,40	2,3%
<b>Contribution des interventions commerciales</b>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
<i>Économies d'énergie:</i>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	3,67	8,63	8,94	9,24	9,55	9,85	10,15	10,46	10,76	11,07	11,37	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	1,23	1,76	1,82	1,88	1,94	2,00	2,06	2,12	2,19	2,25		
<i>PUEÉ et tarification dissuasive:</i>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	173,71	177,61	182,59	187,76	193,62	198,20	203,31	208,33	213,94	218,03	222,71	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	48,61	49,70	51,09	52,53	54,17	55,45	56,88	58,28	59,84	60,98		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 2C-2.1 :  
PRÉVISION DE LA DEMANDE – AKULIVIK**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
<b>Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles</b>	266	279	292	305	318	331	343	356	368	380	392	4,0%
<b>Ventes (GWh)</b>	3,15	3,22	3,32	3,41	3,52	3,60	3,70	3,80	3,90	3,98	4,07	2,6%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	1,47	1,52	1,58	1,64	1,71	1,77	1,84	1,90	1,97	2,03	2,08	3,6%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,52	0,52	0,54	0,55	0,57	0,58	0,60	0,61	0,63	0,64	0,66	2,4%
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	3,66	3,74	3,85	3,96	4,09	4,19	4,30	4,41	4,53	4,62	4,72	2,6%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	0,74	0,76	0,78	0,81	0,83	0,85	0,87	0,89	0,91	0,94		2,6%
<b>Contribution des interventions commerciales</b>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Économies d'énergie:												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,06	0,26	0,27	0,28	0,30	0,31	0,32	0,33	0,34	0,36	0,37	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,04	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08		
PUEÉ et tarification dissuasive :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	6,57	6,77	6,99	7,23	7,50	7,71	7,96	8,19	8,45	8,65	8,87	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	1,94	1,99	2,06	2,13	2,21	2,27	2,34	2,41	2,49	2,55		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 2C-2.2 :  
PRÉVISION DE LA DEMANDE – AUPALUK**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
<b>Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles</b>	104	109	113	118	123	128	132	137	141	145	150	3,7%
<b>Ventes (GWh)</b>	1,72	1,78	1,85	1,92	1,99	2,04	2,09	2,14	2,20	2,24	2,28	2,9%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	0,65	0,67	0,70	0,72	0,76	0,78	0,81	0,83	0,86	0,88	0,91	3,3%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,18	0,17	0,18	0,19	0,20	0,20	0,21	0,21	0,22	0,22	0,23	2,5%
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	1,89	1,96	2,03	2,10	2,18	2,24	2,30	2,35	2,41	2,46	2,50	2,8%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	0,38	0,40	0,41	0,43	0,44	0,45	0,47	0,48	0,49	0,50		2,9%
<b>Contribution des interventions commerciales</b>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Économies d'énergie:												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,02	0,12	0,12	0,13	0,14	0,14	0,15	0,15	0,16	0,17	0,17	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04		
PUEÉ et tarification dissuasive :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	3,29	3,40	3,52	3,66	3,80	3,91	4,02	4,13	4,25	4,34	4,44	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,93	0,96	0,99	1,03	1,07	1,10	1,13	1,16	1,20	1,22		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 2C-2.3 :  
PRÉVISION DE LA DEMANDE – INUKJUAK**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
<b>Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles</b>	709	738	766	795	824	853	881	910	939	968	996	3,5%
<b>Ventes (GWh)</b>	9,68	9,85	10,08	10,32	10,59	10,79	11,03	11,27	11,55	11,75	11,99	2,2%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	4,58	4,71	4,87	5,05	5,24	5,40	5,57	5,75	5,95	6,10	6,27	3,2%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,84	0,78	0,80	0,82	0,84	0,86	0,88	0,90	0,92	0,94	0,95	1,3%
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	10,52	10,64	10,88	11,14	11,43	11,65	11,91	12,17	12,47	12,69	12,94	2,1%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	1,92	1,97	2,01	2,06	2,11	2,15	2,20	2,25	2,30	2,34		2,2%
<b>Contribution des interventions commerciales</b>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Économies d'énergie:												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,19	0,74	0,78	0,81	0,85	0,88	0,91	0,95	0,98	1,02	1,05	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,09	0,15	0,16	0,16	0,17	0,18	0,18	0,19	0,20	0,20		
PUEÉ et tarification dissuasive :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	20,27	20,72	21,32	21,93	22,63	23,18	23,81	24,44	25,15	25,69	26,31	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	5,68	5,81	5,97	6,14	6,34	6,49	6,67	6,84	7,04	7,19		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 2C-2.4 :**  
**PRÉVISION DE LA DEMANDE – IVUJIVIK**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
<b>Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles</b>	149	154	160	165	170	175	180	185	190	195	200	3,0%
<b>Ventes (GWh)</b>	2,40	2,47	2,55	2,62	2,69	2,74	2,81	2,87	2,93	2,98	3,04	2,4%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	1,06	1,07	1,10	1,13	1,17	1,19	1,22	1,26	1,29	1,32	1,35	2,5%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,16	0,20	0,20	0,21	0,21	0,22	0,22	0,23	0,23	0,24	0,24	4,1%
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	2,56	2,67	2,75	2,82	2,90	2,96	3,03	3,09	3,17	3,22	3,28	2,5%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	0,51	0,53	0,54	0,56	0,57	0,58	0,60	0,61	0,62	0,63	0,63	2,4%
<b>Contribution des interventions commerciales</b>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
<i>Économies d'énergie:</i>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,05	0,18	0,18	0,19	0,20	0,21	0,22	0,22	0,23	0,24	0,25	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,02	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	
<i>PUEE et tarification dissuasive:</i>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	4,87	4,99	5,13	5,27	5,42	5,54	5,67	5,81	5,95	6,06	6,18	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	1,32	1,35	1,39	1,43	1,47	1,50	1,54	1,57	1,61	1,64	1,64	

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 2C-2.5 :**  
**PRÉVISION DE LA DEMANDE – KANGIQSUALUJUAQ**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
<b>Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles</b>	281	290	300	309	318	327	336	345	354	363	371	2,8%
<b>Ventes (GWh)</b>	4,16	4,23	4,33	4,43	4,55	4,64	4,75	4,85	4,97	5,06	5,16	2,2%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	1,94	1,98	2,03	2,09	2,15	2,20	2,26	2,31	2,38	2,42	2,48	2,5%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,34	0,36	0,37	0,38	0,39	0,40	0,41	0,42	0,43	0,43	0,44	2,6%
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	4,50	4,60	4,70	4,81	4,94	5,04	5,15	5,27	5,40	5,49	5,60	2,2%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	0,90	0,92	0,94	0,96	0,99	1,01	1,03	1,05	1,08	1,10	1,10	2,2%
<b>Contribution des interventions commerciales</b>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
<i>Économies d'énergie:</i>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,20	0,45	0,47	0,49	0,50	0,52	0,53	0,55	0,56	0,58	0,59	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,07	0,10	0,10	0,11	0,11	0,11	0,12	0,12	0,12	0,13	0,13	
<i>PUEE et tarification dissuasive:</i>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	8,65	8,82	9,03	9,26	9,52	9,73	9,97	10,20	10,46	10,65	10,87	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	2,42	2,47	2,53	2,59	2,66	2,72	2,79	2,85	2,92	2,98	2,98	

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 2C-2.6 :**  
**PRÉVISION DE LA DEMANDE – KANGIQSUJUAQ**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
<b>Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles</b>	324	334	345	355	366	376	386	396	406	416	426	2,8%
<b>Ventes (GWh)</b>	4,69	4,80	4,90	5,00	5,12	5,19	5,29	5,37	5,48	5,55	5,63	1,8%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	2,20	2,26	2,33	2,40	2,48	2,54	2,61	2,68	2,76	2,81	2,88	2,7%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,49	0,53	0,54	0,55	0,56	0,57	0,58	0,59	0,60	0,61	0,62	2,3%
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	5,18	5,32	5,44	5,56	5,68	5,77	5,87	5,97	6,08	6,16	6,25	1,9%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	0,98	1,00	1,02	1,04	1,06	1,08	1,10	1,12	1,13	1,15	1,15	1,8%
<b>Contribution des interventions commerciales</b>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
<i>Économies d'énergie:</i>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,07	0,32	0,34	0,36	0,37	0,39	0,40	0,42	0,43	0,45	0,46	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,04	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	
<i>PUEE et tarification dissuasive:</i>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	9,75	9,99	10,26	10,51	10,80	11,01	11,26	11,49	11,76	11,95	12,18	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	2,93	3,01	3,09	3,16	3,25	3,31	3,39	3,46	3,54	3,59	3,59	

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.



**TABLEAU 2C-2.7 :  
PRÉVISION DE LA DEMANDE – KANGIRSUK**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
<b>Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles</b>	242	248	255	261	268	274	281	287	293	300	306	2,4%
<b>Ventes (GWh)</b>	3,42	3,47	3,54	3,60	3,67	3,71	3,76	3,82	3,88	3,92	3,97	1,5%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	1,48	1,51	1,55	1,58	1,63	1,66	1,70	1,73	1,78	1,81	1,84	2,2%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,16	0,18	0,18	0,18	0,19	0,19	0,19	0,19	0,20	0,20	0,20	2,1%
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	3,58	3,65	3,72	3,78	3,85	3,90	3,96	4,01	4,08	4,12	4,17	1,5%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	0,70	0,71	0,72	0,73	0,75	0,76	0,77	0,78	0,79	0,80	0,80	1,5%
<b>Contribution des interventions commerciales</b>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Économies d'énergie:												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,24	0,45	0,46	0,47	0,49	0,50	0,51	0,52	0,54	0,55	0,56	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,07	0,09	0,09	0,10	0,10	0,10	0,10	0,11	0,11	0,11		
PUEÉ et tarification dissuasive :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	6,85	6,98	7,13	7,28	7,44	7,56	7,69	7,83	7,98	8,09	8,21	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	1,89	1,93	1,97	2,01	2,05	2,08	2,12	2,16	2,20	2,23		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 2C-2.8 :  
PRÉVISION DE LA DEMANDE – KUJJUAQ**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
<b>Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles</b>	1 443	1 499	1 555	1 611	1 667	1 723	1 777	1 830	1 883	1 934	1 984	3,2%
<b>Ventes (GWh)</b>	19,53	19,97	20,50	21,05	21,66	22,13	22,65	23,16	23,73	24,13	24,59	2,3%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	8,01	8,24	8,54	8,84	9,17	9,43	9,72	10,01	10,32	10,56	10,82	3,1%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	1,20	1,20	1,24	1,27	1,31	1,33	1,37	1,40	1,43	1,46	1,49	2,2%
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	20,73	21,17	21,74	22,32	22,97	23,46	24,02	24,56	25,16	25,59	26,08	2,3%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	3,87	3,98	4,08	4,19	4,30	4,40	4,50	4,60	4,69	4,79	4,79	2,4%
<b>Contribution des interventions commerciales</b>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Économies d'énergie:												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,51	1,61	1,68	1,75	1,81	1,88	1,95	2,02	2,08	2,15	2,22	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,21	0,32	0,34	0,35	0,36	0,38	0,39	0,40	0,42	0,43		
PUEÉ et tarification dissuasive :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	38,26	39,22	40,42	41,64	43,00	44,06	45,24	46,39	47,67	48,60	49,66	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	10,46	10,72	11,05	11,38	11,75	12,04	12,36	12,68	13,03	13,28		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 2C-2.9 :  
PRÉVISION DE LA DEMANDE – KUJJUARAPIK**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
<b>Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles</b>	574	591	609	627	644	662	679	696	713	730	746	2,7%
<b>Ventes (GWh)</b>	11,18	11,37	11,58	11,78	12,03	12,19	12,38	12,57	12,80	12,94	13,12	1,6%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	4,89	4,99	5,11	5,23	5,38	5,48	5,61	5,73	5,88	5,98	6,10	2,2%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	1,08	1,10	1,13	1,15	1,17	1,19	1,20	1,22	1,24	1,26	1,28	1,7%
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	12,26	12,47	12,70	12,93	13,19	13,37	13,58	13,79	14,04	14,20	14,39	1,6%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	2,17	2,21	2,25	2,29	2,32	2,36	2,40	2,43	2,47	2,50	2,50	1,6%
<b>Contribution des interventions commerciales</b>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Économies d'énergie:												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	1,76	2,41	2,45	2,49	2,53	2,56	2,60	2,64	2,68	2,72	2,76	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,40	0,47	0,47	0,48	0,49	0,50	0,50	0,51	0,52	0,53		
PUEÉ et tarification dissuasive :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	22,65	23,07	23,55	24,03	24,60	24,99	25,47	25,94	26,49	26,85	27,30	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	6,24	6,35	6,49	6,62	6,77	6,88	7,01	7,14	7,29	7,39		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 2C-2.10 :  
PRÉVISION DE LA DEMANDE – PUVIRNITUQ**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
<b>Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles</b>	861	907	953	998	1 044	1 090	1 134	1 177	1 219	1 260	1 300	4,2%
<b>Ventes (GWh)</b>	10,90	11,21	11,61	12,02	12,45	12,80	13,17	13,52	13,90	14,18	14,49	2,9%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	4,49	4,54	4,66	4,82	5,02	5,20	5,40	5,59	5,80	5,97	6,15	3,2%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	1,07	1,10	1,13	1,17	1,22	1,25	1,29	1,32	1,36	1,39	1,42	2,9%
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	11,97	12,31	12,74	13,19	13,67	14,05	14,46	14,85	15,26	15,57	15,91	2,9%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	2,13	2,21	2,28	2,36	2,44	2,51	2,58	2,65	2,71	2,77		3,0%
<b>Contribution des interventions commerciales</b>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
<i>Économies d'énergie:</i>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,25	0,87	0,91	0,95	0,99	1,03	1,06	1,10	1,14	1,18	1,22	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,11	0,17	0,18	0,19	0,19	0,20	0,21	0,22	0,22	0,23		
<i>PUEE et tarification dissuasive:</i>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	21,53	22,00	22,70	23,49	24,39	25,15	25,96	26,76	27,62	28,27	28,99	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	6,02	6,15	6,34	6,57	6,82	7,03	7,26	7,48	7,72	7,90		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 2C-2.11 :  
PRÉVISION DE LA DEMANDE – QUAQTAQ**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
<b>Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles</b>	168	176	184	192	200	209	216	224	231	239	246	3,9%
<b>Ventes (GWh)</b>	2,82	2,92	3,03	3,13	3,23	3,32	3,41	3,49	3,59	3,66	3,74	2,9%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	1,09	1,12	1,17	1,21	1,26	1,30	1,35	1,40	1,45	1,48	1,53	3,5%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,21	0,23	0,24	0,24	0,25	0,26	0,27	0,27	0,28	0,29	0,29	3,3%
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	3,03	3,15	3,26	3,37	3,48	3,57	3,67	3,77	3,87	3,95	4,04	2,9%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	0,58	0,60	0,62	0,64	0,66	0,68	0,70	0,72	0,74	0,75		2,9%
<b>Contribution des interventions commerciales</b>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
<i>Économies d'énergie:</i>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,06	0,21	0,22	0,23	0,24	0,25	0,26	0,26	0,27	0,28	0,29	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,03	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06		
<i>PUEE et tarification dissuasive:</i>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	5,40	5,60	5,80	6,00	6,23	6,41	6,60	6,80	7,01	7,17	7,35	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	1,50	1,56	1,61	1,67	1,73	1,78	1,84	1,89	1,95	1,99		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 2C-2.12 :  
PRÉVISION DE LA DEMANDE – SALLUIT**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
<b>Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles</b>	499	517	534	552	569	587	604	620	637	653	669	3,0%
<b>Ventes (GWh)</b>	7,43	7,55	7,72	7,90	8,10	8,25	8,42	8,58	8,76	8,87	9,01	1,9%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	3,66	3,73	3,84	3,96	4,09	4,20	4,31	4,43	4,55	4,65	4,76	2,6%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,87	0,90	0,92	0,94	0,96	0,98	1,00	1,02	1,04	1,05	1,07	2,1%
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	8,30	8,44	8,63	8,83	9,06	9,23	9,42	9,60	9,80	9,93	10,08	2,0%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	1,52	1,56	1,59	1,63	1,66	1,70	1,73	1,77	1,80	1,82		2,0%
<b>Contribution des interventions commerciales</b>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
<i>Économies d'énergie:</i>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,15	0,60	0,63	0,66	0,69	0,72	0,74	0,77	0,80	0,83	0,86	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,08	0,13	0,13	0,14	0,14	0,15	0,15	0,16	0,17	0,17		
<i>PUEE et tarification dissuasive:</i>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	15,83	16,08	16,51	16,95	17,45	17,83	18,25	18,66	19,12	19,44	19,82	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	4,53	4,60	4,72	4,85	4,99	5,10	5,22	5,34	5,47	5,56		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 2C-2.13 :  
PRÉVISION DE LA DEMANDE – TASIQUA**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
<b>Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles</b>	126	130	135	140	144	149	153	158	162	167	171	3,1%
<b>Ventes (GWh)</b>	2,31	2,33	2,37	2,40	2,45	2,48	2,52	2,56	2,60	2,63	2,67	1,5%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	0,85	0,86	0,88	0,91	0,93	0,96	0,98	1,01	1,04	1,06	1,08	2,5%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,27	0,29	0,29	0,30	0,30	0,31	0,31	0,32	0,32	0,33	0,33	1,9%
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	2,58	2,62	2,66	2,70	2,75	2,79	2,83	2,87	2,92	2,96	3,00	1,5%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	0,50	0,50	0,51	0,52	0,53	0,53	0,54	0,55	0,56	0,57		1,5%
<b>Contribution des interventions commerciales</b>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Économies d'énergie:												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,05	0,19	0,20	0,21	0,21	0,22	0,23	0,24	0,25	0,26	0,26	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,03	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06		
PUEÉ et tarification dissuasive :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	4,33	4,39	4,47	4,56	4,67	4,75	4,84	4,94	5,05	5,13	5,22	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	1,26	1,28	1,31	1,33	1,36	1,39	1,41	1,44	1,47	1,50		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 2C-2.14 :  
PRÉVISION DE LA DEMANDE – UMIQUA**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
<b>Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles</b>	175	184	193	202	211	220	229	238	246	254	262	4,1%
<b>Ventes (GWh)</b>	2,70	2,75	2,83	2,91	3,00	3,08	3,16	3,24	3,33	3,39	3,47	2,5%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	1,18	1,21	1,25	1,31	1,36	1,41	1,47	1,52	1,58	1,62	1,67	3,5%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,27	0,26	0,27	0,27	0,28	0,29	0,30	0,30	0,31	0,32	0,33	2,1%
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	2,97	3,01	3,09	3,18	3,29	3,37	3,46	3,54	3,64	3,71	3,79	2,5%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	0,59	0,60	0,62	0,64	0,66	0,67	0,69	0,71	0,72	0,74		2,6%
<b>Contribution des interventions commerciales</b>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Économies d'énergie:												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,06	0,22	0,23	0,24	0,25	0,26	0,27	0,28	0,29	0,30	0,31	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,03	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06		
PUEÉ et tarification dissuasive :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	5,46	5,57	5,75	5,95	6,17	6,36	6,56	6,76	6,97	7,13	7,31	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	1,50	1,53	1,58	1,63	1,69	1,74	1,80	1,85	1,91	1,96		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 2C-3 :  
PRÉVISION DE LA DEMANDE – BASSE-CÔTE-NORD**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
<b>Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles</b>	2 335	2 341	2 347	2 353	2 360	2 367	2 374	2 381	2 389	2 396	2 403	0,3%
<b>Ventes (GWh)</b>	79,20	79,51	80,02	80,44	81,15	81,13	81,40	81,64	82,18	82,02	82,19	0,4%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	50,32	50,27	50,45	50,64	51,05	51,02	51,19	51,35	51,72	51,63	51,75	0,3%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	10,78	10,81	10,88	10,93	11,03	11,02	11,05	11,08	11,15	11,12	11,13	0,3%
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	89,97	90,32	90,90	91,37	92,17	92,14	92,45	92,72	93,33	93,14	93,32	0,4%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	22,90	23,06	23,19	23,30	23,39	23,48	23,55	23,61	23,66	23,71		0,4%
<b>Contribution des interventions commerciales</b>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Économies d'énergie:												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,80	1,22	1,38	1,55	1,71	1,87	2,04	2,20	2,37	2,53	2,69	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,28	0,36	0,41	0,46	0,50	0,55	0,60	0,65	0,69	0,74		
PUEÉ et tarification dissuasive :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	1,01	1,01	1,02	1,03	1,04	1,05	1,06	1,07	1,08	1,08	1,09	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,37	0,37	0,37	0,38	0,38	0,38	0,39	0,39	0,39	0,40		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 2C-3.1 :  
PRÉVISION DE LA DEMANDE – LAC-ROBERTSON**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
<b>Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles</b>	1 834	1 835	1 836	1 837	1 839	1 841	1 843	1 846	1 848	1 850	1 853	0,1%
<b>Ventes (GWh)</b>	61,97	62,15	62,51	62,80	63,31	63,24	63,40	63,52	63,88	63,68	63,73	0,3%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	39,35	39,25	39,34	39,42	39,69	39,61	39,69	39,75	39,96	39,82	39,84	0,1%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	9,51	9,53	9,59	9,63	9,71	9,70	9,72	9,74	9,80	9,76	9,77	0,3%
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	71,48	71,69	72,10	72,43	73,02	72,94	73,13	73,27	73,68	73,44	73,50	0,3%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	18,21	18,32	18,41	18,49	18,55	18,60	18,64	18,67	18,69	18,71	18,71	0,3%
<b>Contribution des interventions commerciales</b>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Économies d'énergie:												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,25	0,25	0,38	0,51	0,64	0,77	0,90	1,03	1,16	1,29	1,42	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,07	0,09	0,13	0,17	0,21	0,25	0,28	0,32	0,36	0,40		
PUEE et tarification dissuasive:												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 2C-3.2 :  
PRÉVISION DE LA DEMANDE – LA ROMAINE**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
<b>Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles</b>	341	344	347	351	354	357	360	363	366	370	373	0,9%
<b>Ventes (GWh)</b>	13,13	13,25	13,37	13,46	13,61	13,64	13,73	13,82	13,96	13,99	14,08	0,7%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	8,93	8,97	9,04	9,12	9,24	9,27	9,35	9,42	9,54	9,57	9,65	0,8%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,89	0,90	0,90	0,91	0,92	0,92	0,93	0,93	0,94	0,95	0,95	0,7%
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	14,02	14,15	14,27	14,37	14,53	14,56	14,66	14,75	14,91	14,94	15,03	0,7%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	3,56	3,60	3,63	3,65	3,67	3,70	3,72	3,74	3,77	3,79		0,7%
<b>Contribution des interventions commerciales</b>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Économies d'énergie:												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,28	0,70	0,72	0,75	0,77	0,80	0,82	0,85	0,87	0,90	0,92	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,13	0,19	0,20	0,21	0,21	0,22	0,23	0,23	0,24	0,25		
PUEE et tarification dissuasive:												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 2C-3.3 :  
PRÉVISION DE LA DEMANDE – PORT-MENIER**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
<b>Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles</b>	160	162	163	165	167	169	171	172	174	176	178	1,1%
<b>Ventes (GWh)</b>	4,09	4,11	4,14	4,18	4,23	4,24	4,27	4,30	4,34	4,35	4,38	0,7%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	2,04	2,05	2,07	2,09	2,12	2,14	2,16	2,19	2,22	2,23	2,26	1,0%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,38	0,38	0,39	0,39	0,40	0,40	0,40	0,40	0,41	0,41	0,41	0,7%
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	4,48	4,49	4,53	4,57	4,63	4,64	4,67	4,70	4,75	4,76	4,79	0,7%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	1,13	1,14	1,15	1,16	1,17	1,18	1,19	1,19	1,20	1,21		0,7%
<b>Contribution des interventions commerciales</b>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Économies d'énergie:												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,27	0,27	0,28	0,29	0,30	0,31	0,31	0,32	0,33	0,34	0,34	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09		
PUEE et tarification dissuasive:												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	1,01	1,01	1,02	1,03	1,04	1,05	1,06	1,07	1,08	1,08	1,09	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,37	0,37	0,37	0,38	0,38	0,38	0,39	0,39	0,39	0,40		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 2C-4 :  
PRÉVISION DE LA DEMANDE – SCHEFFERVILLE**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
<b>Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles</b>	667	685	703	719	735	750	765	778	791	803	814	2,0%
<b>Ventes (GWh)</b>	40,42	41,02	41,88	42,77	43,84	44,37	45,04	45,66	46,43	46,74	47,22	1,6%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	22,30	22,60	23,07	23,59	24,22	24,60	25,05	25,46	25,96	26,17	26,47	1,7%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	7,41	7,52	7,68	7,84	8,04	8,13	8,26	8,37	8,51	8,57	8,66	1,6%
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	47,83	48,54	49,56	50,61	51,88	52,50	53,29	54,03	54,95	55,31	55,87	1,6%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	10,77	10,98	11,21	11,44	11,67	11,85	12,03	12,19	12,34	12,47		1,6%
<b>Contribution des interventions commerciales</b>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Économies d'énergie:												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,89	0,91	1,08	1,25	1,42	1,59	1,76	1,93	2,10	2,28	2,45	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,24	0,26	0,31	0,35	0,40	0,44	0,49	0,53	0,58	0,63		
PUEÉ et tarification dissuasive :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 2C-5 :  
PRÉVISION DE LA DEMANDE – HAUTE-MAURICIE**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
<b>Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles</b>	503	510	516	523	530	537	544	551	558	565	573	1,3%
<b>Ventes (GWh)</b>	12,52	12,66	12,83	13,01	13,24	13,36	13,53	13,68	13,88	13,99	14,15	1,2%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	5,75	5,85	5,96	6,07	6,20	6,28	6,38	6,46	6,57	6,64	6,73	1,6%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	1,62	1,64	1,66	1,68	1,71	1,73	1,75	1,77	1,80	1,81	1,83	1,2%
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	14,14	14,29	14,49	14,70	14,95	15,09	15,27	15,45	15,68	15,80	15,98	1,2%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	3,41	3,46	3,51	3,55	3,60	3,65	3,69	3,73	3,77	3,82		1,3%
<b>Contribution des interventions commerciales</b>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Économies d'énergie:												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,64	0,64	0,70	0,76	0,83	0,89	0,95	1,01	1,07	1,14	1,20	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,17	0,18	0,20	0,21	0,23	0,25	0,26	0,28	0,30	0,31		
Utilisation efficace de l'énergie:												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	9,64	9,80	9,98	10,16	10,37	10,51	10,66	10,81	11,00	11,11	11,26	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	3,41	3,47	3,53	3,60	3,67	3,72	3,77	3,83	3,89	3,93		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 2C-5.1 :  
PRÉVISION DE LA DEMANDE – CLOVA**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
<b>Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles</b>	38	38	38	38	38	38	39	39	39	39	40	0,4%
<b>Ventes (GWh)</b>	0,68	0,68	0,69	0,69	0,70	0,70	0,70	0,70	0,71	0,71	0,71	0,4%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,44	0,44	0,44	0,44	0,45	0,4%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,10	0,10	0,10	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,4%
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	0,79	0,79	0,79	0,80	0,80	0,80	0,81	0,81	0,82	0,82	0,82	0,4%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	0,21	0,21	0,21	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22		0,5%
<b>Contribution des interventions commerciales</b>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Économies d'énergie:												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Utilisation efficace de l'énergie:												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 2C-5.2 :  
PRÉVISION DE LA DEMANDE – OBEDIJWAN**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
<b>Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles</b>	465	472	478	485	491	498	505	512	519	526	533	1,4%
<b>Ventes (GWh)</b>	11,83	11,97	12,15	12,32	12,54	12,66	12,83	12,98	13,17	13,28	13,44	1,3%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	5,32	5,42	5,53	5,64	5,77	5,85	5,94	6,03	6,13	6,20	6,28	1,7%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	1,52	1,53	1,56	1,58	1,61	1,62	1,64	1,66	1,69	1,70	1,72	1,3%
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	13,35	13,51	13,70	13,90	14,14	14,29	14,47	14,64	14,86	14,99	15,16	1,3%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	3,20	3,24	3,29	3,34	3,39	3,43	3,47	3,51	3,55	3,60		1,3%
<b>Contribution des interventions commerciales</b>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Économies d'énergie:												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,64	0,64	0,70	0,76	0,83	0,89	0,95	1,01	1,07	1,14	1,20	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,17	0,18	0,20	0,21	0,23	0,25	0,26	0,28	0,30	0,31		
Utilisation efficace de l'énergie:												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	9,64	9,80	9,98	10,16	10,37	10,51	10,66	10,81	11,00	11,11	11,26	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	3,41	3,47	3,53	3,60	3,67	3,72	3,77	3,83	3,89	3,93		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**ANNEXE 2D :**

**COMPARAISON DES PRÉVISIONS PAR RAPPORT AU  
*PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023***





## TABLE DES MATIÈRES

1. ÎLES-DE-LA-MADELEINE .....	51
2. NUNAVIK .....	52
3. BASSE-CÔTE-NORD .....	56
4. SCHEFFERVILLE.....	57
5. HAUTE-AURICIE .....	58

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2D :	Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> Réseaux autonomes .....	51
Tableau 2D-1 :	Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> Îles- de-la-Madeleine .....	51
Tableau 2D-1.1 :	Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> Cap-aux-Meules .....	52
Tableau 2D-1.2 :	Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> L'Île-d'Entrée .....	52
Tableau 2D-2 :	Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> Nunavik .....	52
Tableau 2D-2.1 :	Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> Akulivik .....	53
Tableau 2D-2.2 :	Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> Aupaluk .....	53
Tableau 2D-2.3 :	Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> Inukjuak.....	53
Tableau 2D-2.4 :	Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> Ivujivik .....	53
Tableau 2D-2.5 :	Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> Kangiqualujuaq.....	54
Tableau 2D-2.6 :	Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> Kangijsujuaq .....	54
Tableau 2D-2.7 :	Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> Kangirsuk .....	54
Tableau 2D-2.8 :	Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> Kuujuaq .....	54
Tableau 2D-2.9 :	Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> Kuujuarapik .....	55
Tableau 2D-2.10 :	Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> Puvirnituq .....	55
Tableau 2D-2.11 :	Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> Quaqtaq .....	55
Tableau 2D-2.12 :	Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> Salluit .....	55
Tableau 2D-2.13 :	Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> Tasiujaq.....	56

---

Tableau 2D-2.14 : Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> Umiujaq.....	56
Tableau 2D-3 : Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> Basse-Côte-Nord .....	56
Tableau 2D-3.1 : Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> Lac-Robertson .....	57
Tableau 2D-3.2 : Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> La Romaine .....	57
Tableau 2D-3.3 : Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> Port-Menier .....	57
Tableau 2D-4 : Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> Schefferville .....	58
Tableau 2D-5 : Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> Haute-Mauricie .....	58
Tableau 2D-5.1 : Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> Clova.....	58
Tableau 2D-5.2 : Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> Obedjiwan .....	59

1 Les ventes de la période 2013-2015 ont été inférieures à celles prévues dans le *Plan*  
 2 *d'approvisionnement 2014-2023*. Le constat est le même pour les besoins en puissance aux  
 3 pointes des hivers 2013-2014 à 2015-2016. Les écarts en puissance proviennent  
 4 essentiellement des territoires des Îles-de-la-Madeleine et de Schefferville. Ainsi,  
 5 l'actualisation des données historiques contribue au niveau plus faible de la prévision sur  
 6 toute la période, autant pour les ventes d'énergie que pour la pointe annuelle. De plus,  
 7 l'actualisation des perspectives démographiques et des consommations unitaires prévues  
 8 entraîne un écart qui atteint -24,6 GWh à l'année 2023 et -6,3 MW à l'hiver 2022-2023.  
 9 Environ la moitié de la baisse des besoins en puissance est attribuable aux  
 10 Îles-de-la-Madeleine.

**TABLEAU 2D :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023**  
**RÉSEaux AUTONOMES**

Ventes d'énergie (en GWh)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	373,2	378,7	384,3	391,9	394,7	399,2	403,6	409,4	412,0	415,8	419,4	46,2
Plan d'approvisionnement 2014-2023	378,5	387,3	394,5	402,6	407,5	413,9	420,2	428,0	432,5	438,3	444,0	65,5
Écart	-5,3	-8,6	-10,2	-10,7	-12,7	-14,7	-16,6	-18,6	-20,5	-22,6	-24,6	
Îles-de-la-Madeleine	-4,1	-5,0	-7,6	-6,8	-8,1	-9,4	-10,6	-11,8	-12,9	-13,9	-14,9	
Nunavik	-0,6	-0,8	0,7	0,0	-0,4	-0,7	-1,1	-1,4	-1,9	-2,4	-2,9	
Basse-Côte-Nord	-1,3	-1,9	-2,7	-2,7	-2,7	-2,9	-3,2	-3,5	-3,8	-4,0	-4,3	
Schefferville	0,1	-1,0	-0,6	-1,1	-1,3	-1,4	-1,3	-1,3	-1,3	-1,4	-1,4	
Haute-Mauricie	0,6	0,2	0,0	-0,2	-0,2	-0,3	-0,4	-0,5	-0,7	-0,8	-1,0	

  

Pointe annuelle (en MW)	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	92,5	94,0	94,3	96,3	97,2	98,2	99,2	100,2	101,1	101,9	9,4
Plan d'approvisionnement 2014-2023	94,9	96,6	98,1	99,5	101,0	102,5	104,0	105,5	106,9	108,2	13,3
Écart	-2,3	-2,6	-3,7	-3,2	-3,8	-4,3	-4,8	-5,3	-5,8	-6,3	
Îles-de-la-Madeleine	-0,6	-1,6	-1,4	-1,3	-1,6	-1,9	-2,2	-2,5	-2,8	-3,1	
Nunavik	-0,3	0,1	-0,7	-0,3	-0,4	-0,4	-0,5	-0,6	-0,7	-0,8	
Basse-Côte-Nord	0,1	0,2	-0,2	0,0	-0,1	-0,1	-0,2	-0,3	-0,3	-0,4	
Schefferville	-1,3	-1,3	-1,4	-1,6	-1,6	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	
Haute-Mauricie	-0,1	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,3	

<sup>1</sup>Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

## 1. ÎLES-DE-LA-MADELEINE

11 Le niveau des ventes de tous les secteurs d'activité a été inférieur à la prévision du *Plan*  
 12 *d'approvisionnement 2014-2023* pour les années 2013 à 2015. Au cours de cette période, la  
 13 croissance des abonnements a été nettement plus faible qu'anticipé. La plus faible  
 14 croissance sur la période du Plan s'explique également par la révision des hypothèses de  
 15 croissance démographique.

**TABLEAU 2D-1 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023**  
**ÎLES-DE-LA-MADELEINE**

Ventes d'énergie (en GWh)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	168,29	170,14	169,88	173,65	173,62	174,24	174,88	176,16	176,14	176,68	177,16	8,87
Plan d'approvisionnement 2014-2023	172,35	175,17	177,53	180,41	181,75	183,63	185,46	187,97	189,00	190,62	192,08	19,73
Écart	-4,06	-5,04	-7,64	-6,76	-8,12	-9,39	-10,59	-11,81	-12,86	-13,94	-14,92	

  

Pointe annuelle (en MW)	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	41,08	40,67	41,20	41,68	41,80	41,94	42,08	42,22	42,35	42,45	1,37
Plan d'approvisionnement 2014-2023	41,73	42,22	42,62	42,95	43,41	43,87	44,33	44,75	45,15	45,51	3,78
Écart	-0,65	-1,55	-1,42	-1,27	-1,61	-1,93	-2,24	-2,53	-2,80	-3,06	

<sup>1</sup>Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 2D-1.1 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023**  
**CAP-AUX-MEULES**

Ventes d'énergie (en GWh)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	167,51	169,32	169,09	172,83	172,80	173,42	174,05	175,33	175,31	175,85	176,32	8,81
Plan d'approvisionnement 2014-2023	171,48	174,29	176,63	179,50	180,83	182,71	184,53	187,03	188,05	189,67	191,11	19,63
Écart	-3,97	-4,97	-7,54	-6,67	-8,03	-9,29	-10,48	-11,70	-12,74	-13,82	-14,79	

  

Pointe annuelle (en MW)	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	40,80	40,40	40,97	41,42	41,54	41,68	41,82	41,96	42,08	42,19	1,38
Plan d'approvisionnement 2014-2023	41,43	41,92	42,31	42,64	43,10	43,56	44,01	44,43	44,83	45,18	3,75
Écart	-0,63	-1,53	-1,34	-1,22	-1,56	-1,88	-2,19	-2,48	-2,75	-3,00	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 2D-1.2 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023**  
**L'ÎLE-D'ENTRÉE**

Ventes d'énergie (en GWh)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	0,79	0,81	0,79	0,82	0,82	0,82	0,83	0,83	0,83	0,83	0,84	0,05
Plan d'approvisionnement 2014-2023	0,87	0,88	0,89	0,91	0,91	0,92	0,93	0,94	0,95	0,96	0,96	0,09
Écart	-0,09	-0,07	-0,10	-0,09	-0,09	-0,10	-0,10	-0,11	-0,12	-0,12	-0,13	

  

Pointe annuelle (en MW)	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	0,28	0,28	0,23	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,27	-0,01
Plan d'approvisionnement 2014-2023	0,30	0,30	0,30	0,31	0,31	0,31	0,32	0,32	0,32	0,32	0,03
Écart	-0,02	-0,03	-0,08	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,06	-0,06	-0,06	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

## 2. NUNAVIK

1 Au Nunavik, les ventes pour les années 2013 et 2014 ont été inférieures à ce qui avait été  
2 prévu au *Plan d'approvisionnement 2014-2023*. Le secteur Résidentiel et agricole a présenté  
3 une croissance plus faible qu'anticipé entre 2013 et 2015 mais, des ventes plus fortes  
4 qu'anticipé en 2015 au secteur Commercial et institutionnel entraînent au final un écart positif  
5 en 2015. À plus long terme, l'actualisation des perspectives démographiques et des  
6 consommations unitaires prévues entraîne un écart de -2,95 GWh à l'année 2023 et  
7 de -0,81 MW (ou -3,8 %) à l'hiver 2022-2023. Toutefois, relativement au fort taux de  
8 croissance de la pointe prévue de ce territoire (taux de croissance d'environ 3 % sur période  
9 2013-2023), cet écart correspond à un report d'environ 18 mois des besoins en pointe  
10 prévus à l'hiver 2022-2023 du *Plan d'approvisionnement 2014-2023*.

**TABLEAU 2D-2 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023**  
**NUNAVIK**

Ventes d'énergie (en GWh)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	77,66	80,37	84,09	86,08	87,93	90,19	92,47	95,04	96,97	99,13	101,24	23,58
Plan d'approvisionnement 2014-2023	78,27	81,16	83,41	86,07	88,29	90,89	93,53	96,49	98,83	101,50	104,18	25,91
Écart	-0,61	-0,79	0,68	0,01	-0,36	-0,70	-1,06	-1,45	-1,86	-2,37	-2,95	

  

Pointe annuelle (en MW)	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	15,97	16,87	16,58	17,49	17,93	18,39	18,85	19,30	19,75	20,18	4,21
Plan d'approvisionnement 2014-2023	16,30	16,79	17,27	17,77	18,29	18,83	19,37	19,91	20,45	20,99	4,70
Écart	-0,33	0,08	-0,69	-0,28	-0,36	-0,43	-0,51	-0,60	-0,70	-0,81	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 2D-2.1 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023**  
**AKULIVIK**

Ventes d'énergie (en GWh)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	2,87	2,92	3,03	3,15	3,22	3,32	3,41	3,52	3,60	3,70	3,80	0,92
Plan d'approvisionnement 2014-2023	3,05	3,13	3,23	3,34	3,44	3,55	3,67	3,80	3,91	4,03	4,15	1,10
Écart	-0,17	-0,21	-0,20	-0,19	-0,21	-0,24	-0,26	-0,28	-0,30	-0,33	-0,35	

  

Pointe annuelle (en MW)	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	0,67	0,69	0,74	0,74	0,76	0,78	0,81	0,83	0,85	0,87	0,20
Plan d'approvisionnement 2014-2023	0,70	0,72	0,74	0,77	0,79	0,82	0,85	0,87	0,90	0,93	0,23
Écart	-0,03	-0,03	0,00	-0,03	-0,03	-0,04	-0,04	-0,05	-0,05	-0,06	

<sup>1</sup>Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 2D-2.2 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023**  
**AUPALUK**

Ventes d'énergie (en GWh)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	1,54	1,65	1,63	1,72	1,78	1,85	1,92	1,99	2,04	2,09	2,14	0,60
Plan d'approvisionnement 2014-2023	1,56	1,61	1,67	1,73	1,78	1,83	1,89	1,95	2,00	2,06	2,12	0,56
Écart	-0,01	0,04	-0,04	-0,01	0,00	0,02	0,03	0,03	0,04	0,03	0,02	

  

Pointe annuelle (en MW)	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	0,35	0,35	0,37	0,38	0,40	0,41	0,43	0,44	0,45	0,47	0,12
Plan d'approvisionnement 2014-2023	0,35	0,36	0,38	0,39	0,40	0,41	0,43	0,44	0,45	0,46	0,11
Écart	-0,01	-0,01	0,00	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

<sup>1</sup>Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 2D-2.3 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023**  
**INUKJUAQ**

Ventes d'énergie (en GWh)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	8,52	8,81	9,59	9,68	9,85	10,08	10,32	10,59	10,79	11,03	11,27	2,76
Plan d'approvisionnement 2014-2023	8,85	9,12	9,41	9,75	10,04	10,37	10,71	11,08	11,39	11,74	12,09	3,24
Écart	-0,33	-0,31	0,18	-0,07	-0,18	-0,29	-0,39	-0,49	-0,60	-0,71	-0,81	

  

Pointe annuelle (en MW)	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	1,74	1,86	1,82	1,92	1,97	2,01	2,06	2,11	2,15	2,20	0,46
Plan d'approvisionnement 2014-2023	1,78	1,84	1,90	1,96	2,03	2,09	2,16	2,23	2,30	2,36	0,58
Écart	-0,04	0,02	-0,08	-0,04	-0,06	-0,08	-0,10	-0,12	-0,14	-0,16	

<sup>1</sup>Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 2D-2.4 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023**  
**IVUJIVIK**

Ventes d'énergie (en GWh)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	1,90	2,22	2,20	2,40	2,47	2,55	2,62	2,69	2,74	2,81	2,87	0,97
Plan d'approvisionnement 2014-2023	2,01	2,11	2,19	2,28	2,36	2,43	2,51	2,59	2,65	2,72	2,79	0,78
Écart	-0,11	0,11	0,00	0,12	0,12	0,12	0,11	0,10	0,10	0,09	0,08	

  

Pointe annuelle (en MW)	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	0,46	0,48	0,46	0,51	0,53	0,54	0,56	0,57	0,58	0,60	0,14
Plan d'approvisionnement 2014-2023	0,45	0,48	0,49	0,51	0,53	0,55	0,56	0,58	0,59	0,61	0,15
Écart	0,00	0,01	-0,03	0,00	0,00	0,00	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	

<sup>1</sup>Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 2D-2.5 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023**  
**KANGIQSUALUJUAQ**

Ventes d'énergie (en GWh)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	4,10	4,14	4,09	4,16	4,23	4,33	4,43	4,55	4,64	4,75	4,85	0,75
Plan d'approvisionnement 2014-2023	4,10	4,21	4,30	4,42	4,52	4,63	4,75	4,88	4,99	5,11	5,23	1,13
Écart	0,00	-0,07	-0,21	-0,26	-0,29	-0,31	-0,32	-0,34	-0,35	-0,36	-0,38	

  

Pointe annuelle (en MW)	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	0,84	0,86	0,91	0,90	0,92	0,94	0,96	0,99	1,01	1,03	0,19
Plan d'approvisionnement 2014-2023	0,88	0,90	0,92	0,94	0,96	0,99	1,01	1,04	1,06	1,09	0,21
Écart	-0,04	-0,04	-0,01	-0,04	-0,04	-0,05	-0,05	-0,05	-0,06	-0,06	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 2D-2.6 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023**  
**KANGIQSUJUAQ**

Ventes d'énergie (en GWh)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	3,88	3,86	4,49	4,69	4,80	4,90	5,00	5,12	5,19	5,29	5,37	1,50
Plan d'approvisionnement 2014-2023	3,84	4,01	4,14	4,29	4,41	4,54	4,67	4,82	4,93	5,06	5,19	1,35
Écart	0,03	-0,15	0,35	0,40	0,39	0,36	0,33	0,30	0,26	0,22	0,18	

  

Pointe annuelle (en MW)	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	0,83	0,97	0,96	0,98	1,00	1,02	1,04	1,06	1,08	1,10	0,26
Plan d'approvisionnement 2014-2023	0,81	0,84	0,87	0,90	0,93	0,95	0,98	1,01	1,03	1,06	0,25
Écart	0,02	0,13	0,09	0,08	0,07	0,07	0,06	0,05	0,04	0,04	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 2D-2.7 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023**  
**KANGIRSUK**

Ventes d'énergie (en GWh)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	3,32	3,15	3,31	3,42	3,47	3,54	3,60	3,67	3,71	3,76	3,82	0,50
Plan d'approvisionnement 2014-2023	3,40	3,53	3,64	3,76	3,87	3,97	4,07	4,18	4,24	4,32	4,40	1,00
Écart	-0,08	-0,37	-0,32	-0,35	-0,39	-0,44	-0,47	-0,51	-0,53	-0,56	-0,58	

  

Pointe annuelle (en MW)	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	0,66	0,67	0,68	0,70	0,71	0,72	0,73	0,75	0,76	0,77	0,10
Plan d'approvisionnement 2014-2023	0,72	0,74	0,76	0,79	0,81	0,83	0,85	0,87	0,89	0,90	0,19
Écart	-0,05	-0,08	-0,08	-0,09	-0,10	-0,11	-0,12	-0,12	-0,13	-0,14	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 2D-2.8 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023**  
**KUUJUAQ**

Ventes d'énergie (en GWh)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	17,98	18,57	19,30	19,53	19,97	20,50	21,05	21,66	22,13	22,65	23,16	5,17
Plan d'approvisionnement 2014-2023	17,81	18,32	18,79	19,37	19,87	20,44	21,03	21,70	22,24	22,85	23,46	5,65
Écart	0,17	0,25	0,51	0,16	0,10	0,06	0,01	-0,04	-0,11	-0,20	-0,30	

  

Pointe annuelle (en MW)	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	3,61	3,82	3,58	3,87	3,98	4,08	4,19	4,30	4,40	4,50	0,89
Plan d'approvisionnement 2014-2023	3,56	3,65	3,75	3,86	3,97	4,08	4,20	4,32	4,44	4,56	1,00
Écart	0,05	0,17	-0,17	0,02	0,01	0,00	-0,01	-0,02	-0,04	-0,06	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 2D-2.9 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023**  
**KUUJJUARAPIK**

Ventes d'énergie (en GWh)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	10,01	10,60	11,00	11,18	11,37	11,58	11,78	12,03	12,19	12,38	12,57	2,56
Plan d'approvisionnement 2014-2023	10,19	10,51	10,79	11,10	11,35	11,63	11,92	12,25	12,51	12,80	13,10	2,90
Écart	-0,18	0,09	0,22	0,08	0,02	-0,06	-0,14	-0,23	-0,32	-0,42	-0,53	

  

Pointe annuelle (en MW)	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	2,00	2,14	2,03	2,17	2,21	2,25	2,29	2,32	2,36	2,40	0,40
Plan d'approvisionnement 2014-2023	2,04	2,10	2,16	2,21	2,27	2,32	2,38	2,44	2,50	2,55	0,51
Écart	-0,05	0,03	-0,13	-0,05	-0,06	-0,08	-0,09	-0,11	-0,13	-0,16	

<sup>1</sup>Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 2D-2.10 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023**  
**PUVIRNITUQ**

Ventes d'énergie (en GWh)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	9,72	10,09	10,51	10,90	11,21	11,61	12,02	12,45	12,80	13,17	13,52	3,81
Plan d'approvisionnement 2014-2023	9,56	10,09	10,34	10,66	10,95	11,35	11,78	12,24	12,62	13,04	13,45	3,89
Écart	0,15	0,00	0,17	0,24	0,26	0,26	0,24	0,21	0,18	0,13	0,07	

  

Pointe annuelle (en MW)	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	1,88	1,99	2,02	2,13	2,21	2,28	2,36	2,44	2,51	2,58	0,70
Plan d'approvisionnement 2014-2023	1,96	2,02	2,08	2,13	2,21	2,29	2,37	2,46	2,54	2,62	0,66
Écart	-0,08	-0,03	-0,06	0,00	0,00	-0,01	-0,01	-0,02	-0,03	-0,04	

<sup>1</sup>Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 2D-2.11 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023**  
**QUAQTAQ**

Ventes d'énergie (en GWh)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	2,31	2,44	2,76	2,82	2,92	3,03	3,13	3,23	3,32	3,41	3,49	1,18
Plan d'approvisionnement 2014-2023	2,34	2,43	2,51	2,60	2,67	2,75	2,84	2,93	3,01	3,10	3,18	0,84
Écart	-0,03	0,01	0,25	0,22	0,25	0,27	0,29	0,30	0,31	0,31	0,31	

  

Pointe annuelle (en MW)	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	0,50	0,54	0,57	0,58	0,60	0,62	0,64	0,66	0,68	0,70	0,21
Plan d'approvisionnement 2014-2023	0,49	0,51	0,52	0,54	0,56	0,57	0,59	0,61	0,62	0,64	0,15
Écart	0,01	0,04	0,05	0,04	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	

<sup>1</sup>Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 2D-2.12 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023**  
**SALLUIT**

Ventes d'énergie (en GWh)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	6,95	7,07	7,22	7,43	7,55	7,72	7,90	8,10	8,25	8,42	8,58	1,63
Plan d'approvisionnement 2014-2023	6,87	7,27	7,45	7,66	7,83	8,03	8,22	8,45	8,61	8,81	9,04	2,16
Écart	0,07	-0,19	-0,23	-0,23	-0,29	-0,31	-0,33	-0,34	-0,36	-0,39	-0,46	

  

Pointe annuelle (en MW)	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	1,41	1,48	1,43	1,52	1,56	1,59	1,63	1,66	1,70	1,73	0,32
Plan d'approvisionnement 2014-2023	1,51	1,56	1,60	1,64	1,69	1,73	1,77	1,81	1,85	1,90	0,39
Écart	-0,10	-0,09	-0,18	-0,12	-0,13	-0,14	-0,14	-0,15	-0,15	-0,16	

<sup>1</sup>Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 2D-2.13 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023**  
**TASIUJAJQ**

Ventes d'énergie (en GWh)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	2,06	2,21	2,27	2,31	2,33	2,37	2,40	2,45	2,48	2,52	2,56	0,50
Plan d'approvisionnement 2014-2023	2,15	2,21	2,27	2,34	2,40	2,46	2,52	2,60	2,65	2,71	2,78	0,63
Écart	-0,09	0,00	0,00	-0,04	-0,07	-0,09	-0,12	-0,15	-0,17	-0,20	-0,22	

  

Pointe annuelle (en MW)	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	0,46	0,50	0,45	0,50	0,50	0,51	0,52	0,53	0,53	0,54	0,08
Plan d'approvisionnement 2014-2023	0,48	0,49	0,50	0,52	0,53	0,54	0,56	0,57	0,59	0,60	0,12
Écart	-0,02	0,01	-0,05	-0,02	-0,03	-0,03	-0,04	-0,05	-0,05	-0,06	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 2D-2.14 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023**  
**UMIUJAJQ**

Ventes d'énergie (en GWh)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	2,50	2,62	2,69	2,70	2,75	2,83	2,91	3,00	3,08	3,16	3,24	0,74
Plan d'approvisionnement 2014-2023	2,53	2,61	2,68	2,76	2,82	2,89	2,95	3,02	3,08	3,15	3,22	0,69
Écart	-0,03	0,01	0,01	-0,06	-0,07	-0,06	-0,04	-0,02	0,00	0,01	0,02	

  

Pointe annuelle (en MW)	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	0,57	0,54	0,56	0,59	0,60	0,62	0,64	0,66	0,67	0,69	0,12
Plan d'approvisionnement 2014-2023	0,57	0,58	0,60	0,61	0,63	0,64	0,66	0,67	0,68	0,70	0,13
Écart	0,01	-0,05	-0,04	-0,03	-0,03	-0,02	-0,02	-0,01	-0,01	-0,01	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

### 3. BASSE-CÔTE-NORD

- 1 L'écart négatif entre les ventes des années 2013 et 2015 et celles prévues au *Plan d'approvisionnement 2014-2023* provient en bonne partie du secteur Commercial et
- 2 institutionnel. L'écart des besoins en puissance est relativement plus faible que celui des
- 3 ventes, car une augmentation des pertes et du ratio pointe/énergie vient compenser l'impact
- 4 sur les besoins en puissance. Ces deux paramètres ont été actualisés avec les dernières
- 5 données observées.
- 6

**TABLEAU 2D-3 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023**  
**BASSE-CÔTE-NORD**

Ventes d'énergie (en GWh)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	77,36	77,83	78,12	79,20	79,51	80,02	80,44	81,15	81,13	81,40	81,64	4,28
Plan d'approvisionnement 2014-2023	78,65	79,78	80,78	81,88	82,23	82,96	83,65	84,65	84,89	85,42	85,91	7,26
Écart	-1,29	-1,95	-2,67	-2,69	-2,72	-2,94	-3,21	-3,50	-3,77	-4,02	-4,27	

  

Pointe annuelle (en MW)	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	22,24	22,71	22,52	22,90	23,06	23,19	23,30	23,39	23,48	23,55	1,30
Plan d'approvisionnement 2014-2023	22,19	22,50	22,72	22,91	23,12	23,31	23,49	23,66	23,81	23,95	1,76
Écart	0,05	0,21	-0,20	-0,01	-0,06	-0,12	-0,19	-0,27	-0,33	-0,40	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.



**TABLEAU 2D-3.1 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023**  
**LAC-ROBERTSON**

Ventes d'énergie (en GWh)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	60,99	61,14	61,28	61,97	62,15	62,51	62,80	63,31	63,24	63,40	63,52	2,53
Plan d'approvisionnement 2014-2023	62,30	63,16	63,81	64,60	64,78	65,28	65,72	66,40	66,48	66,78	67,07	4,77
Écart	-1,31	-2,01	-2,52	-2,64	-2,63	-2,77	-2,92	-3,10	-3,23	-3,38	-3,55	

  

Pointe annuelle (en MW)	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	17,71	18,07	17,94	18,21	18,32	18,41	18,49	18,55	18,60	18,64	0,93
Plan d'approvisionnement 2014-2023	17,74	17,94	18,10	18,23	18,38	18,50	18,62	18,73	18,82	18,90	1,16
Écart	-0,03	0,13	-0,16	-0,02	-0,05	-0,09	-0,14	-0,17	-0,21	-0,26	

<sup>1</sup>Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 2D-3.2 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023**  
**LA ROMAINE**

Ventes d'énergie (en GWh)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	12,50	12,77	12,82	13,13	13,25	13,37	13,46	13,61	13,64	13,73	13,82	1,32
Plan d'approvisionnement 2014-2023	12,56	12,79	13,00	13,28	13,44	13,66	13,88	14,16	14,31	14,51	14,68	2,12
Écart	-0,06	-0,02	-0,18	-0,14	-0,19	-0,29	-0,41	-0,55	-0,67	-0,78	-0,86	

  

Pointe annuelle (en MW)	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	3,43	3,50	3,46	3,56	3,60	3,63	3,65	3,67	3,70	3,72	0,29
Plan d'approvisionnement 2014-2023	3,45	3,51	3,57	3,62	3,68	3,74	3,79	3,85	3,90	3,95	0,50
Écart	-0,02	-0,01	-0,10	-0,06	-0,08	-0,11	-0,14	-0,18	-0,20	-0,23	

<sup>1</sup>Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 2D-3.3 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023**  
**PORT-MENIER**

Ventes d'énergie (en GWh)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	3,87	3,92	4,01	4,09	4,11	4,14	4,18	4,23	4,24	4,27	4,30	0,43
Plan d'approvisionnement 2014-2023	3,78	3,83	3,97	4,00	4,01	4,03	4,05	4,09	4,10	4,13	4,16	0,38
Écart	0,08	0,09	0,04	0,09	0,10	0,11	0,13	0,14	0,14	0,14	0,14	

  

Pointe annuelle (en MW)	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	1,11	1,14	1,11	1,13	1,14	1,15	1,16	1,17	1,18	1,19	0,08
Plan d'approvisionnement 2014-2023	1,00	1,05	1,05	1,06	1,06	1,07	1,08	1,09	1,09	1,10	0,10
Écart	0,10	0,09	0,06	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	

<sup>1</sup>Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

#### 4. SCHEFFERVILLE

- 1 À Schefferville, les ventes sont inférieures à la prévision du *Plan d'approvisionnement*
- 2 *2014-2023* pour les années 2014 et 2015. Ces écarts, qui se répercutent sur toute la
- 3 période, s'expliquent principalement par les ventes au secteur Résidentiel et agricole plus
- 4 faibles que prévu. En plus des écarts dus à la prévision sur les ventes, les besoins en
- 5 énergie et en puissance sont également réduits par des pertes plus faibles que prévu. En
- 6 effet, le taux de pertes observé sur ce réseau est nettement à la baisse depuis les quatre
- 7 dernières années. À l'hiver 2022-2023, la prévision de la pointe annuelle est revue à la
- 8 baisse de -1,74 MW.

**TABLEAU 2D-4 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023**  
**SCHEFFERVILLE**

Ventes d'énergie (en GWh)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	37,42	38,02	39,77	40,42	41,02	41,88	42,77	43,84	44,37	45,04	45,66	8,24
Plan d'approvisionnement 2014-2023	37,33	39,06	40,32	41,52	42,32	43,25	44,12	45,13	45,70	46,42	47,09	9,75
Écart	0,08	-1,04	-0,55	-1,10	-1,30	-1,37	-1,35	-1,28	-1,33	-1,38	-1,43	

  

Pointe annuelle (en MW)	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	10,00	10,44	10,67	10,77	10,98	11,21	11,44	11,67	11,85	12,03	2,02
Plan d'approvisionnement 2014-2023	11,34	11,73	12,04	12,33	12,61	12,87	13,12	13,35	13,56	13,76	2,43
Écart	-1,34	-1,30	-1,37	-1,56	-1,63	-1,67	-1,68	-1,68	-1,71	-1,74	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

## 5. HAUTE-MAURICIE

1 Pour le territoire de la Haute-Mauricie, les ventes au secteur Industriel sont plus élevées que  
 2 prévu pour 2013 à 2015. Cet écart positif est en partie contrebalancé par des ventes au  
 3 secteur Commercial et institutionnel plus basses que prévu en 2014 et 2015. Au final, les  
 4 ventes 2015 et la pointe 2015-2016 présentent peu d'écart par rapport à la prévision du *Plan*  
 5 *d'approvisionnement 2014-2023*. À plus long terme, les écarts de -1,02 GWh en 2023 et  
 6 de -0,28 MW à l'hiver 2022-23 découlent d'une révision à la baisse de la croissance des  
 7 abonnements résidentiels.

**TABLEAU 2D-5 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023**  
**HAUTE-MAURICIE**

Ventes d'énergie (en GWh)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	12,46	12,36	12,43	12,52	12,66	12,83	13,01	13,24	13,36	13,53	13,68	1,22
Plan d'approvisionnement 2014-2023	11,87	12,16	12,42	12,71	12,90	13,15	13,39	13,76	14,04	14,37	14,70	2,83
Écart	0,60	0,20	0,01	-0,19	-0,25	-0,31	-0,37	-0,53	-0,68	-0,84	-1,02	

  

Pointe annuelle (en MW)	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	3,22	3,34	3,36	3,41	3,46	3,51	3,55	3,60	3,65	3,69	0,47
Plan d'approvisionnement 2014-2023	3,29	3,36	3,43	3,50	3,56	3,62	3,71	3,80	3,88	3,97	0,68
Écart	-0,07	-0,03	-0,08	-0,09	-0,10	-0,12	-0,16	-0,19	-0,24	-0,28	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 2D-5.1 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023**  
**CLOVA**

Ventes d'énergie (en GWh)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	0,64	0,69	0,68	0,68	0,68	0,69	0,69	0,70	0,70	0,70	0,70	0,06
Plan d'approvisionnement 2014-2023	0,71	0,72	0,74	0,75	0,76	0,77	0,78	0,80	0,81	0,83	0,85	0,12
Écart	-0,07	-0,04	-0,06	-0,07	-0,07	-0,08	-0,09	-0,10	-0,12	-0,13	-0,14	

  

Pointe annuelle (en MW)	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	0,21	0,22	0,19	0,21	0,21	0,21	0,22	0,22	0,22	0,22	0,00
Plan d'approvisionnement 2014-2023	0,22	0,22	0,22	0,23	0,23	0,24	0,24	0,25	0,25	0,26	0,04
Écart	0,00	-0,01	-0,03	-0,02	-0,02	-0,02	-0,03	-0,03	-0,03	-0,04	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 2D-5.2 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023**  
**OBEDJIWAN**

Ventes d'énergie (en GWh)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	11,82	11,67	11,75	11,83	11,97	12,15	12,32	12,54	12,66	12,83	12,98	1,16
Plan d'approvisionnement 2014-2023	11,15	11,44	11,68	11,95	12,14	12,38	12,61	12,96	13,23	13,54	13,85	2,70
Écart	0,67	0,24	0,07	-0,12	-0,17	-0,23	-0,28	-0,42	-0,56	-0,71	-0,87	
Pointe annuelle (en MW)	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2013-2023	
Plan d'approvisionnement 2017-2026 <sup>1</sup>	3,01	3,12	3,16	3,20	3,24	3,29	3,34	3,39	3,43	3,47	0,47	
Plan d'approvisionnement 2014-2023	3,07	3,14	3,21	3,27	3,33	3,39	3,47	3,55	3,63	3,72	0,64	
Écart	-0,07	-0,02	-0,04	-0,07	-0,08	-0,10	-0,13	-0,17	-0,20	-0,24		

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.



**ANNEXE 3A :**

**CARTE DES RÉSEAUX AUTONOMES**



**FIGURE 3A-1 :  
CARTE DES RÉSEAUX AUTONOMES**







**ANNEXE 3B :**

**BILAN EN PUISSANCE PAR RÉSEAUX**



---

**LISTE DES TABLEAUX**

Tableau 3B-1.1 :	Bilan en puissance – Cap-aux-Meules.....	69
Tableau 3B-1.2 :	Bilan en puissance – L'Île-d'Entrée .....	69
Tableau 3B-2.1 :	Bilan en puissance – Akulivik .....	69
Tableau 3B-2.2 :	Bilan en puissance – Aupaluk .....	69
Tableau 3B-2.3 :	Bilan en puissance – Inukjuak.....	69
Tableau 3B-2.4 :	Bilan en puissance – Ivujivik .....	70
Tableau 3B-2.5 :	Bilan en puissance – Kangiqsualujuaq.....	70
Tableau 3B-2.6 :	Bilan en puissance – Kangiqsujuaq .....	70
Tableau 3B-2.7 :	Bilan en puissance – Kangirsuk .....	70
Tableau 3B-2.8 :	Bilan en puissance – Kuujjuaq .....	70
Tableau 3B-2.9 :	Bilan en puissance – Kuujjuarapik .....	71
Tableau 3B-2.10 :	Bilan en puissance – Puvirnituq .....	71
Tableau 3B-2.11 :	Bilan en puissance – Quaقتaq .....	71
Tableau 3B-2.12 :	Bilan en puissance – Salluit .....	71
Tableau 3B-2.13 :	Bilan en puissance – Tasiujaq .....	71
Tableau 3B-2.14 :	Bilan en puissance – Umiujaq.....	72
Tableau 3B-3.1 :	Bilan en puissance – Lac-Robertson .....	72
Tableau 3B-3.2 :	Bilan en puissance – La Romaine.....	72
Tableau 3B-3.3 :	Bilan en puissance – Port-Menier .....	72
Tableau 3B-4 :	Bilan en puissance – Schefferville .....	72
Tableau 3B-5.1 :	Bilan en puissance – Clova .....	73
Tableau 3B-5.2 :	Bilan en puissance – Obedjiwan .....	73



**TABLEAU 3B-1.1 :  
BILAN EN PUISSANCE – CAP-AUX-MEULES**

En MW	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
Besoins en puissance à la pointe	41,42	41,54	41,68	41,82	41,96	42,08	42,19	42,27	42,29	42,26
Puissance installée	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04
Puissance garantie <sup>1</sup>	50,28	50,28	50,28	50,28	50,28	50,28	50,28	50,28	50,28	50,28
Réserve en puissance	8,86	8,74	8,60	8,46	8,33	8,20	8,10	8,01	8,00	8,02

1. Incluant les génératrices mobiles et l'option de puissance interruptible, le cas échéant.

**TABLEAU 3B-1.2 :  
BILAN EN PUISSANCE – L'ÎLE-D'ENTRÉE**

En MW	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
Besoins en puissance à la pointe	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,27	0,27	0,27	0,27
Puissance installée	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
Puissance garantie <sup>1</sup>	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Réserve en puissance	0,49	0,49	0,49	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48

1. Incluant les génératrices mobiles et l'option de puissance interruptible, le cas échéant.

**TABLEAU 3B-2.1 :  
BILAN EN PUISSANCE – AKULIVIK**

En MW	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
Besoins en puissance à la pointe	0,74	0,76	0,78	0,81	0,83	0,85	0,87	0,89	0,91	0,94
Puissance installée	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02
Puissance garantie <sup>1</sup>	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Réserve en puissance	0,42	0,40	0,38	0,36	0,34	0,31	0,29	0,27	0,25	0,23

1. Incluant les génératrices mobiles et l'option de puissance interruptible, le cas échéant.

**TABLEAU 3B-2.2 :  
BILAN EN PUISSANCE – AUPALUK**

En MW	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
Besoins en puissance à la pointe	0,38	0,40	0,41	0,43	0,44	0,45	0,47	0,48	0,49	0,50
Puissance installée	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78
Puissance garantie <sup>1</sup>	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
Réserve en puissance	0,03	0,02	0,00	-0,01	-0,03	-0,04	-0,05	-0,06	-0,07	-0,08

1. Incluant les génératrices mobiles et l'option de puissance interruptible, le cas échéant.

**TABLEAU 3B-2.3 :  
BILAN EN PUISSANCE – INUKJUAK**

En MW	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
Besoins en puissance à la pointe	1,92	1,97	2,01	2,06	2,11	2,15	2,20	2,25	2,30	2,34
Puissance installée	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76
Puissance garantie <sup>1</sup>	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33
Réserve en puissance	0,41	0,36	0,32	0,27	0,22	0,18	0,13	0,08	0,04	-0,01

1. Incluant les génératrices mobiles et l'option de puissance interruptible, le cas échéant.

**TABLEAU 3B-2.4 :**  
**BILAN EN PUISSANCE – IVUJIVIK**

En MW	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
Besoins en puissance à la pointe	0,51	0,53	0,54	0,56	0,57	0,58	0,60	0,61	0,62	0,63
Puissance installée	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Puissance garantie <sup>1</sup>	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
Réserve en puissance	0,04	0,03	0,01	0,00	-0,02	-0,03	-0,04	-0,05	-0,07	-0,08

1. Incluant les génératrices mobiles et l'option de puissance interruptible, le cas échéant.

**TABLEAU 3B-2.5 :**  
**BILAN EN PUISSANCE – KANGISUALUJUAQ**

En MW	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
Besoins en puissance à la pointe	0,90	0,92	0,94	0,96	0,99	1,01	1,03	1,05	1,08	1,10
Puissance installée	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98
Puissance garantie <sup>1</sup>	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
Réserve en puissance	0,11	0,09	0,07	0,04	0,02	0,00	-0,02	-0,05	-0,07	-0,09

1. Incluant les génératrices mobiles et l'option de puissance interruptible, le cas échéant.

**TABLEAU 3B-2.6 :**  
**BILAN EN PUISSANCE – KANGISUJUAQ**

En MW	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
Besoins en puissance à la pointe	0,98	1,00	1,02	1,04	1,06	1,08	1,10	1,12	1,13	1,15
Puissance installée	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53
Puissance garantie <sup>1</sup>	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95
Réserve en puissance	0,98	0,95	0,93	0,91	0,89	0,87	0,86	0,84	0,82	0,80

1. Incluant les génératrices mobiles et l'option de puissance interruptible, le cas échéant.

**TABLEAU 3B-2.7 :**  
**BILAN EN PUISSANCE – KANGIRSUK**

En MW	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
Besoins en puissance à la pointe	0,70	0,71	0,72	0,73	0,75	0,76	0,77	0,78	0,79	0,80
Puissance installée	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46
Puissance garantie <sup>1</sup>	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81
Réserve en puissance	0,11	0,10	0,09	0,08	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02	0,01

1. Incluant les génératrices mobiles et l'option de puissance interruptible, le cas échéant.

**TABLEAU 3B-2.8 :**  
**BILAN EN PUISSANCE – KUJJUAQ**

En MW	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
Besoins en puissance à la pointe	3,87	3,98	4,08	4,19	4,30	4,40	4,50	4,60	4,69	4,79
Puissance installée	6,01	6,01	6,01	6,01	6,01	6,01	6,01	6,01	6,01	6,01
Puissance garantie <sup>1</sup>	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33
Réserve en puissance	0,45	0,35	0,24	0,14	0,03	-0,07	-0,17	-0,27	-0,37	-0,46

1. Incluant les génératrices mobiles et l'option de puissance interruptible, le cas échéant.

**TABLEAU 3B-2.9 :  
BILAN EN PUISSANCE – KUUJJIARAPIK**

En MW	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
Besoins en puissance à la pointe	2,17	2,21	2,25	2,29	2,32	2,36	2,40	2,43	2,47	2,50
Puissance installée	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41
Puissance garantie <sup>1</sup>	3,84	3,84	3,84	3,84	3,84	3,84	3,84	3,84	3,84	3,84
Réserve en puissance	1,68	1,64	1,60	1,56	1,52	1,48	1,44	1,41	1,37	1,34

1. Incluant les génératrices mobiles et l'option de puissance interruptible, le cas échéant.

**TABLEAU 3B-2.10 :  
BILAN EN PUISSANCE – PUVIRNITUQ**

En MW	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
Besoins en puissance à la pointe	2,13	2,21	2,28	2,36	2,44	2,51	2,58	2,65	2,71	2,77
Puissance installée	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75
Puissance garantie <sup>1</sup>	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58
Réserve en puissance	0,45	0,38	0,30	0,22	0,14	0,07	0,00	-0,06	-0,13	-0,19

1. Incluant les génératrices mobiles et l'option de puissance interruptible, le cas échéant.

**TABLEAU 3B-2.11 :  
BILAN EN PUISSANCE – QUAQTAQ**

En MW	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
Besoins en puissance à la pointe	0,58	0,60	0,62	0,64	0,66	0,68	0,70	0,72	0,74	0,75
Puissance installée	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09
Puissance garantie <sup>1</sup>	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
Réserve en puissance	0,04	0,01	-0,01	-0,03	-0,05	-0,07	-0,08	-0,10	-0,12	-0,14

1. Incluant les génératrices mobiles et l'option de puissance interruptible, le cas échéant.

**TABLEAU 3B-2.12 :  
BILAN EN PUISSANCE – SALLUIT**

En MW	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
Besoins en puissance à la pointe	1,52	1,56	1,59	1,63	1,66	1,70	1,73	1,77	1,80	1,82
Puissance installée	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88
Puissance garantie <sup>1</sup>	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54
Réserve en puissance	0,02	-0,02	-0,05	-0,09	-0,13	-0,16	-0,19	-0,23	-0,26	-0,29

1. Incluant les génératrices mobiles et l'option de puissance interruptible, le cas échéant.

**TABLEAU 3B-2.13 :  
BILAN EN PUISSANCE – TASIUAQ**

En MW	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
Besoins en puissance à la pointe	0,50	0,50	0,51	0,52	0,53	0,53	0,54	0,55	0,56	0,57
Puissance installée	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
Puissance garantie <sup>1</sup>	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
Réserve en puissance	0,49	0,48	0,48	0,47	0,46	0,45	0,44	0,43	0,43	0,42

1. Incluant les génératrices mobiles et l'option de puissance interruptible, le cas échéant.

**TABLEAU 3B-2.14 :**  
**BILAN EN PUISSANCE – UMIUJAQ**

En MW	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
Besoins en puissance à la pointe	0,59	0,60	0,62	0,64	0,66	0,67	0,69	0,71	0,72	0,74
Puissance installée	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Puissance garantie <sup>1</sup>	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
Réserve en puissance	0,00	-0,02	-0,03	-0,05	-0,07	-0,09	-0,11	-0,12	-0,14	-0,15

1. Incluant les génératrices mobiles et l'option de puissance interruptible, le cas échéant.

**TABLEAU 3B-3.1 :**  
**BILAN EN PUISSANCE – LAC-ROBERTSON**

En MW	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
Besoins en puissance à la pointe	18,21	18,32	18,41	18,49	18,55	18,60	18,64	18,67	18,69	18,71
Puissance installée	33,10	33,10	33,10	33,10	33,10	33,10	33,10	33,10	33,10	33,10
Puissance garantie <sup>1</sup>	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07
Réserve en puissance	1,86	1,75	1,66	1,58	1,52	1,47	1,43	1,40	1,38	1,36

1. Incluant les génératrices mobiles et l'option de puissance interruptible, le cas échéant.

**TABLEAU 3B-3.2 :**  
**BILAN EN PUISSANCE – LA ROMAINE**

En MW	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
Besoins en puissance à la pointe	3,56	3,60	3,63	3,65	3,67	3,70	3,72	3,74	3,77	3,79
Puissance installée	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72
Puissance garantie <sup>1</sup>	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10
Réserve en puissance	0,54	0,50	0,47	0,45	0,43	0,40	0,38	0,36	0,33	0,31

1. Incluant les génératrices mobiles et l'option de puissance interruptible, le cas échéant.

**TABLEAU 3B-3.3 :**  
**BILAN EN PUISSANCE – PORT-MENIER**

En MW	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
Besoins en puissance à la pointe	1,13	1,14	1,15	1,16	1,17	1,18	1,19	1,19	1,20	1,21
Puissance installée	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85
Puissance garantie <sup>1</sup>	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54
Réserve en puissance	0,41	0,40	0,39	0,38	0,37	0,36	0,35	0,35	0,34	0,33

1. Incluant les génératrices mobiles et l'option de puissance interruptible, le cas échéant.

**TABLEAU 3B-4 :**  
**BILAN EN PUISSANCE – SCHEFFERVILLE**

En MW	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
Besoins en puissance à la pointe	10,77	10,98	11,21	11,44	11,67	11,85	12,03	12,19	12,34	12,47
Puissance installée	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00
Puissance garantie <sup>1</sup>	12,69	12,69	12,69	12,69	12,69	12,69	12,69	12,69	12,69	12,69
Réserve en puissance	1,92	1,71	1,48	1,25	1,02	0,84	0,66	0,50	0,35	0,22

1. Incluant les génératrices mobiles et l'option de puissance interruptible, le cas échéant.



**TABLEAU 3B-5.1 :  
BILAN EN PUISSANCE – CLOVA**

En MW	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
Besoins en puissance à la pointe	0,21	0,21	0,21	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Puissance installée	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Puissance garantie <sup>1</sup>	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Réserve en puissance	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02

1. Incluant les génératrices mobiles et l'option de puissance interruptible, le cas échéant.

**TABLEAU 3B-5.2 :  
BILAN EN PUISSANCE – OBEDJIWAN**

En MW	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
Besoins en puissance à la pointe	3,20	3,24	3,29	3,34	3,39	3,43	3,47	3,51	3,55	3,60
Puissance installée	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90
Puissance garantie <sup>1</sup>	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74
Réserve en puissance	0,54	0,49	0,44	0,40	0,35	0,31	0,26	0,22	0,18	0,14

1. Incluant les génératrices mobiles et l'option de puissance interruptible, le cas échéant.



## **ANNEXE 3C :**

### **CARACTÉRISTIQUES DES ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION**



**TABLEAU 3C-1 :  
CARACTÉRISTIQUES DES ÉQUIPEMENTS PERMANENTS DE PRODUCTION**

	Nb de groupes	Puissance installée (kW)	Type de combustible	Année de construction	Âge moyen des groupes <sup>4</sup> (nb d'heures)	Rendement (kWh/litre) <sup>4</sup>	Facteur d'utilisation (%) <sup>(3,4)</sup>	Puissance garantie	génératrices mobiles (incluant critère de stabilité)	Interruptible
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>										
Cap-aux-Meules	6	6 x 11 174 = 67 044	Lourd no.6	1992	91 816	4,62	55	50 283		
L'Île-d'Entrée	4	1 x 250, 2 X 290, 1 x 320 = 1 150	Léger no.2	1992	17 328	3,23	36	747		
<b>Nunavik</b>										
Akulivik	3	2 x 727, 1 x 565 = 2 019	Léger no.2	2015	1 495	3,67	57	1 163		
Aupaluk	3	1 x 320, 1 x 210, 1 x 250 = 780	Léger no.2	Avant 1981	41 250	3,78	58	414		
Inukjuak	4	1 x 855, 1 x 600, 1 x 1 168, 1 x 1 135 = 3 758	Léger no.2	Avant 1981	49 462	3,85	60	2 331		
Iujivik	3	1 x 250, 2 x 365 = 980	Léger no.2	1985	14 292	3,39	55	554		
Kangiqsualujuaq	3	1 x 855, 2 x 560 = 1 975	Léger no.2	1986	71 204	3,46	60	1 008		
Kangiqsujuaq	3	1 x 409, 2 x 560 = 1 529	Léger no.2	1981	81 105	3,44	56	872	1 080	
Kangirsuk	3	2 x 450, 1 x 560 = 1 460	Léger no.2	1987	61 488	3,49	58	810		
Kuujuaq	5	5 x 1 202 = 6 010	Léger no.2	2010	20 341	3,90	59	4 327		
Kuujuarapik	3	3 x 1 135 = 3 405	Léger no.2	Avant 1981 <sup>(1)</sup>	10 789	3,74	62	2 043	1 800	
Puvimituq	4	2 x 1 135, 1 x 1 880, 1 x 600 = 4 750	Léger no.2	Avant 1981	74 147	3,75	64	2 583		
Quaqtaq	3	1 x 400, 1 x 320, 1 x 365 = 1 085	Léger no.2	1987	64 277	3,50	55	617		
Salluit	3	2 x 855, 1 x 1 168 = 2 878	Léger no.2	1990	79 599	3,74	61	1 539		
Tasiujaq	3	2 x 320, 1 x 210 = 850	Léger no.2	Avant 1981	50 178	3,28	59	477	509	
Umiujaq	3	1 x 250, 2 x 400 = 1 050	Léger no.2	1988	44 553	3,47	60	585		
<b>Basse-Côte-Nord</b>										
Blanc-Sablon	4	2 x 800, 2 x 1 600 = 4 800	Léger no.2	nd	32 110	nd	nd			
La Romaine	6	4 x 855, 1 x 1 168, 1 x 1 135 = 5 723	Léger no.2	1967	73 723	3,79	48	4 100		
La Tabatière	7	4 x 1 100, 2 x 800 1 x 700 = 6 700	Léger no.2	nd	33 744	nd	nd			
Lac-Robertson	2	2 x 10 800 = 21 600	Hydraulique	1995	so	so	45	20 070		
Port-Menier (Anticosti)	3	2 x 855, 1 x 1 135 = 2 845	Léger no.2	1992	73 693	3,69	46	1 539		
<b>Schefferville</b>										
Menihék <sup>(2)</sup>	3	2 x 4 500, 1 x 8 000 = 17 000	Hydraulique	1953	so	so	48	8 100	4 590	
<b>Haute-Mauricie</b>										
Clova	2	2 x 265 = 530	Léger no.2	Avant 1981	8 600	3,01	43	239		
Obedjiwan	4	2 x 1 600, 1 x 600, 1 x 1 100 = 4 900	Léger no.2	1975	10 918	3,62	49	2 970		765

Note 1 : Reconstruction partielle en 2002 à la suite d'un incendie.

Note 2 : Centrale située au Labrador et appartenant à Nalcor.

Note 3 : Correspond au ratio entre les besoins réels en énergie et le produit de la puissance réelle appelée à la pointe et le nombre d'heures de l'année.

Note 4 : Les données correspondent au réel observé 2015.



**ANNEXE 3D :**

**APPROVISIONNEMENT EN CARBURANT DES CENTRALES**





**TABLEAU 3D-1 :  
APPROVISIONNEMENT EN CARBURANT**

Centrales	Type de carburant	Fournisseur	Échéance du contrat	Options de renouvellement
Centrale de Cap-aux-Meules	Mazout lourd Diesel léger	Kildair Service LTEE Highlands Fuels Delivery G.P.	28 février 2013 31 décembre 2013	Quatre options d'une année Trois options d'une année
Centrale de L'Île-d'Entrée	Diesel léger	Highlands Fuels Delivery G.P.	31 août 2017	Deux options d'une année
Centrales du Nunavik <small>Kuujjuaq, Quaqtuaq et Kangiqsualujjuaq les autres centrales</small>	Diesel artic Diesel artic	FCNQ PETRO INC. FCNQ	31 août 2012 31 août 2007	Une option de cinq années Deux options de cinq années
Centrales de la Basse-Côte-Nord	Diesel léger	Le groupe Harnois Inc.	30 juin 2019	Deux options d'une année
Centrale de Port-Menier	Diesel léger	Énergie Valéro	30 juin 2017	Deux options d'une année
Centrale de Clova	Diesel léger	Les Huiles H.L.H. LTEE	31 mars 2018	Deux options d'une année
Centrale d'Obedjiwan	Diesel léger	Le groupe Harnois Inc.	31 décembre 2017	Deux options d'une année



## **ANNEXE 3E :**

### **INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE**



**TABLEAU 3E-1 :  
INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE PAR RÉSEAUX**

Interventions en efficacité énergétique			Anticosti	Basse-Côte-Nord	Îles-de-la-Madeleine	Schefferville	Nunavik	Haute-Mauricie	
Tarification dissuasive							✓		
Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ)			✓	✓	✓	Non applicable	✓	✓	
<b>Interventions en efficacité énergétique</b>									
Résidentiel	Sensibilisation	Campagne de sensibilisation à l'efficacité énergétique	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
		Campagne de sensibilisation à la pointe hivernale							
	Diagnostic résidentiel	Diagnostic résidentiel Mieux consommer (DRMC)	✓	✓	✓	✓	Non applicable	✓	
		Service "Comparez-vous"	✓	✓	✓	✓	Non applicable	✓	
	Offre intégrée	Mieux consommer	Produits économiseurs d'eau et d'énergie	En cours	En cours	En cours	En cours	Non applicable	En cours
			Éclairage LFC	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété
			Éclairage DEL - extérieur	En cours	Complété	En cours	En cours	Complété	Complété
			Minuteries pour chauffe-moteur (existant et nouv-const.)					Projet pilote	
	Rénovation énergétique	Portes et fenêtres	Ce programme est disponible dans sa forme actuelle à tous les réseaux autonomes						
		Social - MFR	Ce programme est disponible dans sa forme actuelle à tous les réseaux autonomes						
Isolation de l'entretoit (propriétaires et locataires)		En cours	Appel d'offres La Romaine 2017	En cours	En cours	Non applicable	En cours		
Chauffe-eau à trois éléments			✓		✓				
CI	Programme spécifique éclairage efficace		Complété	Appel d'offres La Romaine 2017	Complété	Complété	Projet pilote en cours et programme automne 2017-2019	Complété	
	Éclairage public		Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	
	Génératrices d'urgence						Projet pilote		
	Option d'électricité interruptible							✓	

Légende  ✓ Programme en continu

**TABLEAU 3E-2 :**  
**PROGRAMMES D'UTILISATION EFFICACE DE L'ÉNERGIE EN VIGUEUR AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2016**

Territoire	Programme	Clientèle	Combustible	Contribution du client	Entretien et dépannage		Subvention			
					Entretien annuel	Dépannage réparation	Remplacement	Conversion	Agrandissement	Nouvelle construction
Îles-de-la-Madeleine	Îles-de-la-Madeleine	Résidentiel	Mazout	30 % - 45,64 ¢/litre	Inclus	Inclus	Inclus	max : 8 500 \$ S : 1 000 \$ CE : 1 000 \$ 16\$/m <sup>2</sup> - 4 500 \$	max : 4 000 \$ S : 1 000 \$ CE : 1 000 \$ 16\$/m <sup>2</sup>	Aucun prix plafond CE : 1 000 \$ 20\$/m <sup>2</sup> - 5 000 \$
			Propane	30 % - 38,78 ¢/litre	Inclus	Inclus	Inclus	max : 8 500 \$ S : 1 000 \$ CE : 1 000 \$ 16\$/m <sup>2</sup> - 4 500 \$	max : 4 000 \$ S : 1 000 \$ CE : 1 000 \$ 16\$/m <sup>2</sup>	Aucun prix plafond CE : 1 000 \$ 20\$/m <sup>2</sup> - 5 000 \$
		Affaires	Mazout	10 % - 65,64 ¢/litre	90 % des coûts jusqu'à un maximum annuel variable selon la capacité de l'équipement		Système : 10 ¢/kWh Réservoir : 5 ¢/kWh Max. 50% CT	Système : 25 ¢/kWh Max. 90 % CT	Système : 25 ¢/kWh Max. 90 % CT	Système : 20 ¢/kWh Max. 75 % CT
Nunavik	Cri	Résidentiel	Mazout	30 % - 45,20 ¢/litre						
		Affaires	Mazout							
	Makivik	Résidentiel	Mazout	30 % - 45,20 ¢/litre	Inclus	Inclus				
		Affaires	Mazout	30 % - 50,56 ¢/litre	Inclus	Inclus				
Basse-Côte-Nord	La Romaine	Résidentiel	Mazout	30 % - 45,64 ¢/litre				max : 8 500 \$ S : 1 000 \$ CE : 500 \$ 16\$/m <sup>2</sup> - 4 500 \$	max : 4 000 \$ S : 1 000 \$ CE : 500 \$ 16\$/m <sup>2</sup>	max : 6 000 \$ CE : 500 \$ 10\$/m <sup>2</sup> - 4 000 \$
		Affaires								
	Anticosti	Résidentiel	Mazout	30 % - 45,64 ¢/litre	Inclus	Inclus	Inclus	max : 8 500 \$ S : 1 000 \$ CE : 1 000 \$ 16\$/m <sup>2</sup> - 4 500 \$	max : 4 000 \$ S : 1 000 \$ CE : 1 000 \$ 16\$/m <sup>2</sup>	max : 6 000 \$ CE : 1 000 \$ 10\$/m <sup>2</sup> - 4 000 \$
		Affaires	Mazout	30 % - 51,06 ¢/litre	Inclus	Inclus	Système : 20 ¢/kWh Réservoir : 10 ¢/kWh Max. 80% CT	Système complet : 42 ¢/kWh Max. 90 % CT		
Haute-Mauricie	Clova	Résidentiel					max : 8 500 \$ S : 1 000 \$ CE : 500 \$ 16\$/m <sup>2</sup> - 4 500 \$	max : 4 000 \$ S : 1 000 \$ CE : 500 \$ 16\$/m <sup>2</sup>	max : 6 000 \$ CE : 500 \$ 10\$/m <sup>2</sup> - 4 000 \$	
		Affaires								
	Obedjwan	Résidentiel	Mazout	30% - 45,64 ¢/litre	Inclus	Inclus				8 588 \$
		Affaires	Mazout	30 % - 51,06 ¢/litre	Inclus	Inclus				

**Note**  
Compensation varie en fonction des tarifs d'électricité. Prix de référence au 1<sup>er</sup> avril 2016.

**Légende :**  
S : Supplément maximum CE : Chauffe-eau CT : Coûts totaux

**TABLEAU 3E-3 :  
IMPACTS DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE**

année	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>											
Économies d'énergie:											
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	12,3	14,8	16,0	17,1	18,3	19,4	20,5	21,7	22,8	23,9	25,1
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	3,3	3,7	4,0	4,3	4,5	4,8	5,1	5,3	5,6	5,9	
Utilisation efficace de l'énergie:											
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	39,2	39,2	39,3	39,5	39,7	39,7	39,8	39,9	40,1	40,0	39,9
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	13,8	13,9	13,9	14,0	14,1	14,1	14,1	14,1	14,2	14,2	
<b>Nunavik</b>											
Économies d'énergie:											
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	3,7	8,6	8,9	9,2	9,5	9,9	10,2	10,5	10,8	11,1	11,4
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	1,2	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	
Utilisation efficace de l'énergie <sup>2</sup> :											
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	173,7	177,6	182,6	187,8	193,6	198,2	203,3	208,3	213,9	218,0	222,7
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	48,6	49,7	51,1	52,5	54,2	55,4	56,9	58,3	59,8	61,0	
<b>Basse-Côte-Nord</b>											
Économies d'énergie:											
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,8	1,2	1,4	1,5	1,7	1,9	2,0	2,2	2,4	2,5	2,7
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	
Utilisation efficace de l'énergie:											
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	
<b>Schefferville</b>											
Économies d'énergie:											
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,9	0,9	1,1	1,3	1,4	1,6	1,8	1,9	2,1	2,3	2,4
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	
Utilisation efficace de l'énergie:											
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
<b>Haute-Mauricie</b>											
Économies d'énergie:											
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,6	0,6	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	1,1	1,1	1,2
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	
Utilisation efficace de l'énergie:											
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	9,6	9,8	10,0	10,2	10,4	10,5	10,7	10,8	11,0	11,1	11,3
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	3,4	3,5	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8	3,8	3,9	3,9	
<b>Réseaux autonomes</b>											
Économies d'énergie:											
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	18,3	26,2	28,1	29,9	31,8	33,6	35,4	37,3	39,1	41,0	42,8
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	5,2	6,3	6,7	7,2	7,6	8,0	8,5	8,9	9,4	9,8	
Utilisation efficace de l'énergie:											
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	223,5	227,6	232,9	238,4	244,8	249,5	254,9	260,1	266,1	270,2	275,0
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	66,2	67,4	68,9	70,5	72,3	73,6	75,1	76,6	78,3	79,5	

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

2. L'économie est attribuable majoritairement à la tarification dissuasive.





**ANNEXE 4A :**

**PORTRAIT DE L'HISTORIQUE DE LA CONTRIBUTION  
DU CHAUFFAGE ÉLECTRIQUE AUX BILANS D'ÉNERGIE  
ET DE PUISSANCE DES ÎLES-DE-LA-MADELEINE**



- 1 Dans la décision D-2015-013<sup>3</sup>, la Régie demande au Distributeur de dresser, dans le présent  
 2 plan d'approvisionnement, un portrait précis de l'historique de la contribution du chauffage  
 3 électrique aux bilans d'énergie et de puissance des Îles-de-la-Madeleine.
- 4 Pour expliquer les variations historiques de la demande en électricité, les modèles de  
 5 prévision utilisent, entre autres, des variables climatiques (températures observées) d'une  
 6 station météorologique de référence, soit celle des Îles-de-la-Madeleine dans le cas présent.
- 7 Ces variables climatiques sont utiles pour normaliser la demande historique en énergie et en  
 8 puissance. Elles permettent d'estimer la quantité d'énergie qui est sensible aux conditions  
 9 climatiques (chauffage des locaux). Les modèles permettent de quantifier le volume de  
 10 chauffage électrique pour les ventes d'électricité des secteurs Résidentiel et agricole et  
 11 Commercial et institutionnel, ainsi que pour les besoins à la pointe du réseau.
- 12 Le tableau 4A-1 présente les volumes de chauffage estimés et la part de celui-ci dans  
 13 l'ensemble de la consommation du secteur de consommation ou du réseau.

**TABLEAU 4A-1 :**  
**CONTRIBUTION DU CHAUFFAGE ÉLECTRIQUE DES LOCAUX**  
**AUX BILANS D'ÉNERGIE ET DE PUISSANCE DES ÎLES-DE-LA-MADELEINE**

<b>Ventes</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
<b>Résidentiel et agricole</b>								
Chauffage des locaux (GWh)	24,5	25,0	25,9	26,5	27,3	27,7	28,3	28,9
Contribution en %	27%	27%	28%	28%	29%	29%	30%	30%
<b>Commercial et institutionnel</b>								
Chauffage des locaux (GWh)	8,7	8,7	8,8	8,8	9,0	8,9	8,9	9,1
Contribution en %	17%	17%	17%	17%	17%	18%	17%	18%
<b>Industriel et autres</b>								
Chauffage des locaux (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0
Contribution en %	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Total des ventes</b>								
Chauffage des locaux (GWh)	33,2	33,7	34,7	35,3	36,3	36,7	37,2	38,0
Contribution en %	20%	20%	21%	21%	21%	22%	22%	22%
<b>Besoins en puissance</b>								
Volume chauffage (MW)	13,4	13,6	14,0	14,2	14,6	14,8	15,0	15,3
Contribution en %	35%	34%	35%	36%	36%	36%	37%	38%

Note: Les ventes et les besoins en puissance sont normalisés pour les conditions climatiques.

- 14 Pour l'année 2015, le Distributeur estime que sous des conditions climatiques normales, le  
 15 chauffage des locaux contribuent à 22 % de la demande en énergie (38 GWh) et 38 % de la  
 16 demande en puissance (15 MW). La part croissante du chauffage des locaux sur la période  
 17 2008 à 2015 indique une augmentation du taux de pénétration du chauffage électrique sur  
 18 cette même période.

<sup>3</sup> Décision D-2015-013, paragraphe 131.



**ANNEXE 4B :**

**OPPORTUNITÉ DE DÉPLOYER DES MOYENS PLUS EFFICACES  
POUR LE CHAUFFAGE DES LOCAUX EN RÉSEAUX AUTONOMES  
AU SUD DU 53<sup>E</sup> PARALLÈLE**



## 1. CONTEXTE

1 Dans sa décision 2015-013<sup>4</sup>, la Régie demande au Distributeur d'évaluer l'opportunité de  
2 mettre en place des moyens plus efficaces et économiques que les résistances électriques  
3 afin de répondre aux besoins de chauffage des locaux et de l'eau dans les réseaux à  
4 centrale thermique au sud du 53<sup>e</sup> parallèle et de présenter les résultats de ses analyses  
5 dans le présent plan d'approvisionnement.

6 Dans sa décision D-2016-033<sup>5</sup>, la Régie demande aussi au Distributeur de fournir, dans le  
7 cadre du présent plan d'approvisionnement, une étude d'opportunité pour le développement  
8 d'un programme de pompes à chaleur efficaces dans les réseaux autonomes ayant un climat  
9 permettant l'installation de ces technologies.

10 Ces deux demandes étant complémentaires, elles sont traitées dans la présente annexe.

## 2. INTRODUCTION

11 Le Distributeur a effectué une mise à jour du PTÉ des pompes à chaleur (PAC) en réseaux  
12 autonomes.

13 Le Distributeur rappelle qu'en réseaux autonomes, le chauffage de l'eau et des espaces au  
14 mazout demeure une option plus économique que le chauffage au moyen de résistances  
15 électriques. Le PUEÉ permet donc au Distributeur de réaliser des économies substantielles,  
16 de même qu'il constitue un moyen de gestion de la demande en puissance efficace puisqu'il  
17 permet un effacement des charges de chauffage des espaces et de l'eau du réseau,  
18 réduisant d'autant les besoins en puissance à la pointe. En 2015, le Distributeur a ouvert le  
19 PUEÉ au gaz propane pour les clients résidentiels des Îles-de-la-Madeleine.

### 2.1. Résultats de la mise à jour du PTÉ des pompes à chaleur

20 Une revue de la littérature et des contacts auprès de distributeurs ont été effectués pour  
21 identifier les produits disponibles commercialement. Ces produits ont permis d'établir les  
22 paramètres techniques d'opération et les coûts pour l'évaluation du PTÉ.

23 La durée de vie de la mesure est supposée être de 15 ans, sauf pour la géothermie, pour  
24 laquelle une durée de vie de 50 ans a été utilisée avec un remplacement des compresseurs  
25 après 15 ans.

26 Le sommaire des résultats est présenté au tableau 4B-1.

---

<sup>4</sup> Décision 2015-013, paragraphe 136.

<sup>5</sup> Décision D-2016-033, paragraphe 712.

**TABLEAU 4B-1 :  
SOMMAIRE DU PTÉ D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE DES POMPES À CHALEUR  
EN RÉSEAUX AUTONOMES – MARCHÉ RÉSIDENTIEL**

Nom de la mesure	PTÉ - MWh				
	La Romaine	IDLM	Haute-Mauricie	Schefferville	Total
PAC pour climat froid centrale	710	695	38	0	1 444
PAC murale pour climat froid	232	0	0	0	232
PAC à haut rendement centrale	560	622	27	0	1 209
PAC murale à haut rendement	219	0	0	0	219
PAC centrale conventionnelle	84	0	0	0	84
PAC murale conventionnelle	0	0	0	0	0
PAC géothermique	22	0	0	0	22
<b>Total</b>	<b>1 828</b>	<b>1 317</b>	<b>65</b>	<b>0</b>	<b>3 210</b>

### ***La Romaine***

1 Le réseau de La Romaine présente le PTÉ d'économies d'énergie le plus important pour les  
 2 pompes à chaleur en raison de son coût évité élevé et de la proportion élevée de chauffage  
 3 TAÉ.

4 Cependant, la mise en service du projet de raccordement au réseau intégré étant prévue  
 5 pour la fin de 2017, le coût évité pour La Romaine sera établi au niveau du coût évité en  
 6 réseau intégré. Dans ce contexte, les programmes déployés dans cette communauté seront  
 7 désormais identiques à ceux en réseau intégré.

### ***Les Îles-de-la-Madeleine***

8 Le réseau des Îles-de-la-Madeleine (IDLM) présente un PTÉ uniquement pour les pompes à  
 9 chaleur centrales pour climat froid et à haut rendement.

10 Le PTÉ constitue une limite supérieure puisqu'il ne considère pas les contraintes de natures  
 11 commerciales et financières ou le taux d'adoption plausible des mesures par les  
 12 consommateurs. Il est donc important de rappeler que seule une partie du PTÉ est  
 13 commercialement exploitable.

14 En ce qui a trait au PTÉ des pompes à chaleur aux IDLM, le marché total dans lequel celles-  
 15 ci sont rentables en regard du coût évité est limité. Le tableau 4B-2 détaille les résultats du  
 16 PTÉ des pompes à chaleur dans ce réseau.



**TABLEAU 4B-2 :  
PTÉ DES POMPES À CHALEUR DANS LE RÉSEAU DES IDLM**

Nom de la mesure	Segment	Potentiel - MWh			Marché du PTÉ - unités		
		Nouveau	Remplacement	Existant	Nouveau	Remplacement	Existant
PAC pour climat froid centrale	Unifamilial syst. central sans appoint	46,1	76,8	361,0	6	10	47
PAC à climat froid centrale	Unifamilial syst. central avec appoint bois	17,6	35,2	158,3	3	6	27
PAC à haute efficacité centrale	Unifamilial syst. central sans appoint	40,5	67,5	324,0	6	10	48
PAC à haute efficacité centrale	Unifamilial syst. central avec appoint bois	15,4	30,8	143,8	3	6	28
<b>TOTAL</b>		120	210	987	18	32	150

1 Plusieurs éléments sont pris en considération par le Distributeur lorsqu'il analyse  
 2 l'opportunité de développer une offre commerciale en efficacité énergétique pour des  
 3 mesures ayant un PTÉ, notamment le marché potentiel. Comme le démontre le  
 4 tableau 4B-2, quatre segments de marché montrent un potentiel d'économies d'énergie  
 5 rentables, lesquelles ne représentent que 200 unités. Compte tenu que seule une portion de  
 6 ce potentiel peut réalistement être exploitée commercialement, le Distributeur considère que  
 7 le potentiel de cette opportunité est insuffisant pour développer un programme.



**ANNEXE 4C :**

**COMPENSATIONS PUEÉ POUR LES CLIENTS COMMUNAUTAIRES  
ET PRIVÉS PAR RÉSEAUX ET MARCHÉS**



1 Dans sa décision D-2015-013<sup>6</sup>, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le  
 2 présent plan d’approvisionnement, réseau par réseau, une liste des clients CII  
 3 communautaires ou privés qui bénéficient du PUEÉ pour leurs besoins de chaleur, ainsi que  
 4 ceux qui possèdent déjà des groupes électrogènes.

5 En vertu de la *Loi sur la protection des renseignements personnels*, le Distributeur ne peut  
 6 fournir les informations demandées. Le tableau 4C-1 présente le nombre de clients privés,  
 7 par segments de clientèle, bénéficiant du PUEÉ dans chacun des réseaux autonomes.

**TABLEAU 4C-1 :**  
**DÉNOMBREMENT DES CLIENTS PRIVÉS DES MARCHÉS RÉSIDENTIEL ET AFFAIRES**  
**EN RÉSEAUX AUTONOMES PARTICIPANT AU PUEÉ <sup>(1)</sup>**

Avril 2016	Résidentiel	Affaires	Total
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>	<b>2 813</b>	<b>234</b>	<b>3 047</b>
<i>Cap-aux-Meules</i>	2 759	232	2 991
<i>Île-d'Entrée</i>	54	2	56
<b>Anticosti</b>	<b>63</b>	<b>13</b>	<b>76</b>
<b>Obedjiwan</b>	<b>410</b>	<b>20</b>	<b>430</b>
<b>Nunavik</b>	<b>392</b>	<b>286</b>	<b>678</b>
<i>Akulivik</i>	0	10	10
<i>Aupaluk</i>	3	8	11
<i>Inukjuak</i>	6	21	27
<i>Ivujivik</i>	4	11	15
<i>Kangiqsualujjuaq</i>	1	13	14
<i>Kangiqsujuaq</i>	3	20	23
<i>Kangirsuk</i>	5	16	21
<i>Kuujjuaq</i>	115	71	186
<i>Kuujjuarapik</i>	23	23	46
<i>Puvirnituaq</i>	7	33	40
<i>Quaqtaq</i>	10	15	25
<i>Salluit</i>	10	23	33
<i>Tasiujaq</i>	4	10	14
<i>Umiujaq</i>	3	12	15
<i>Whapmagoostui</i>	198	s/o	198
<b>Total des réseaux autonomes</b>	<b>3 678</b>	<b>553</b>	<b>4 231</b>

<sup>1</sup> En vertu des modalités du PUEÉ, les clients recevant une subvention d'une autre source pour leur consommation de mazout ne sont pas éligibles à la compensation de mazout.

<sup>6</sup> Décision D-2015-013, paragraphe 169.

- 1 Pour la même raison que celles invoquée précédemment, le Distributeur n'est pas en
- 2 mesure de fournir l'information demandée relative aux groupes électrogènes. Par ailleurs, il
- 3 ne possède qu'un échantillonnage restreint de clients institutionnels possédant des groupes
- 4 électrogènes et plusieurs de ces clients ne participent pas au PUEÉ.

**ANNEXE 4D :**

**BALISAGE SUR LES TARIFS ET PROGRAMMES  
DE CONTRÔLE DIRECT DE LA CHARGE  
AU CANADA ET AUX ÉTATS-UNIS**





## 1. FAITS SAILLANTS

1 Le contrôle direct des charges (CDC) est un moyen de plus en plus répandu parmi les  
2 distributeurs d'électricité pour maîtriser les pointes de consommation sur leurs réseaux. Un  
3 balisage a été effectué afin d'identifier les différentes pratiques en matière de contrôle direct  
4 des charges résidentielles au Canada et aux États-Unis. Le Distributeur en présente ici les  
5 principaux résultats.

### 1.1. Étendue de la pratique du CDC

6 Le balisage a permis de constater que cette pratique demeure peu répandue au Canada.  
7 Les distributeurs ontariens offrent un programme de contrôle de la consommation des  
8 climatiseurs centraux, chauffe-eau et pompes pour piscine financé par l'*Ontario Power*  
9 *Authority*. Aucun crédit n'est alloué, les clients profitant d'économies liées à une réduction de  
10 consommation lors de périodes de haut prix, puisqu'une tarification différenciée dans le  
11 temps est applicable en Ontario.

12 Hydro-Sherbrooke, quant à elle, offre à ses clients au tarif DT l'option d'interrompre leur  
13 chauffe-eau lors des périodes de haut prix afin de réduire davantage leur consommation  
14 d'électricité.

15 Aux États-Unis, toutefois, cette pratique est plus répandue, principalement pour l'usage de  
16 climatisation. Ainsi, vingt-sept des distributeurs examinés effectuaient un CDC de  
17 climatisation. Chez douze d'entre eux, le CDC est un tarif distinct, une compensation  
18 (« *rider* ») ou une option dans le tarif de base. Chez les autres, le CDC fait l'objet d'un  
19 programme. Un distributeur effectue un CDC selon chacune des approches.

### 1.2. Clientèle et équipements visés

20 La majorité des distributeurs offrent ces tarifs ou programmes à leurs clients résidentiels  
21 propriétaires de leur résidence unifamiliale. Certains acceptent les locataires avec un  
22 consentement du propriétaire de la résidence.

23 Tous les tarifs ou programmes offerts visent les climatiseurs ou les thermopompes.  
24 Douze distributeurs offrent le contrôle des chauffe-eau, dont deux à la condition qu'un  
25 climatiseur soit également sous contrôle. Deux distributeurs contrôlent les pompes pour  
26 piscine. Enfin, deux distributeurs contrôlent les systèmes de chauffage centraux.

### 1.3. Modalités de participation et d'interruption

27 Généralement, le mesurage de l'équipement sous contrôle est distinct. Quelques  
28 distributeurs exigent un droit d'accès à l'équipement, principalement si l'appareillage n'est  
29 pas installé à l'extérieur de la résidence.

1 Si le client possède plus d'un équipement de même type (par exemple, deux chauffe-eau ou  
2 deux climatiseurs), tous doivent être sous contrôle. L'appareillage de contrôle et son  
3 installation sont aux frais des distributeurs.

4 Certains distributeurs offrent une option de refus d'évènement ou d'interruption, par exemple  
5 une fois par mois ou deux fois par saison.

6 Par ailleurs, les clauses de sortie recensées sont peu contraignantes. Les clients peuvent  
7 généralement se retirer en tout temps. Dans certains cas, les clients peuvent garder les  
8 crédits accumulés jusqu'à leur retrait alors que dans d'autres, ils perdent l'intégralité du  
9 crédit. Seuls neuf distributeurs exigent une durée d'adhésion minimale de douze mois.

10 Plusieurs programmes ou tarifs prévoient également un renouvellement automatique de  
11 l'adhésion des clients.

12 Enfin, certains programmes comportent des limites quant au territoire d'application en  
13 fonction des besoins du réseau et des infrastructures installées, ou encore quant au nombre  
14 d'adhérents.

### ***Climatisation***

15 De façon générale, le contrôle des équipements de climatisation se fait de façon cyclique,  
16 par exemple, 15 minutes d'arrêt par période de 30 minutes sur une période de 4 heures. Les  
17 périodes d'interruption se limitent généralement à la saison estivale, les après-midi et débuts  
18 de soirée des jours de semaine (excluant les jours fériés).

19 En plus des limites quotidiennes, certains distributeurs prévoient des limites annuelles (en  
20 nombre d'heures ou d'évènements). Toutefois, certains distributeurs indiquent que les limites  
21 ne s'appliquent pas en situation d'urgence.

### ***Chauffage de l'eau***

22 Certains distributeurs spécifient la capacité minimale du chauffe-eau (30 ou 40 gallons).

23 Les interruptions ont généralement une durée variant entre 3 et 5 heures en continu. Un  
24 distributeur peut interrompre le chauffe-eau pour une période allant jusqu'à 8 heures par jour.  
25 Les interruptions peuvent généralement avoir lieu toute l'année.

## **1.4. Rémunération**

26 Tous les distributeurs offrent un crédit fixe en \$ par mois ou en \$ par saison, sauf deux qui  
27 offrent un tarif réduit par rapport au tarif de base. Le crédit saisonnier est généralement versé  
28 à l'automne suivant la période de climatisation. Certains distributeurs offrent un crédit à  
29 l'installation en sus des crédits mensuels, annuels ou par évènement.

30 De façon générale, le crédit offert pour les programmes visant les chauffe-eau est inférieur à  
31 celui des programmes visant la climatisation. Le crédit mensuel varie de 1,50 \$ à 10 \$.

- 1 Enfin, un distributeur offre un crédit de 85 \$ non récurrent à l'installation d'un thermostat
- 2 contrôlable à distance.

## **2. RÉSULTATS DÉTAILLÉS**

- 3 Cette section présente le détail des modalités des programmes et tarifs recensés par le
- 4 Distributeur.

Compagnie		Hydro-Sherbrooke	Toronto Hydro, ON	Alabama Power, AL
Tarif distinct, composante du tarif de base ou programme		Tarif distinct	Programme	Tarif distinct
Nom		Tarif DT	Peak saver plus	Rate Rider DLC Direct Load Control
Crédit (Distributeurs américains en \$US)		Haut prix du tarif DT	Aucun crédit. Périodes correspondent généralement aux périodes de haut prix (TDT), le client évite donc de la consommation à haut prix	25 \$/an, versé en novembre
Conditions d'admissibilité	Domaine d'application		Clients résidentiels (unifamiliales) ou commerciaux, locataires admissibles avec consentement du propriétaire	
	Équipement visé	Chauffe-eau	A/C central, chauffe-eau, pompe pour piscine	A/C et thermopompe
Modalités	Période d'application	15 septembre au 15 mai	Mai à septembre	Juin à septembre
	Période d'interruption	6h00-22h30, 5 heures max	12h-19h	12h-19h sur semaine
	Nb max d'interruptions	Environ 250 heures par an	A/C : cycle de 15 min par période de 30 min Chauffe-eau et pompe : 4 h/jour	20,1 min par période de 30 min et 150 h/an
	Conditions et Installations de l'appareillage de contrôle		Installation aux frais du distributeur	- Distributeur installe, possède et entretient l'appareillage. - Distributeur doit avoir accès à l'appareillage - Si plus d'un équipement, tous doivent être sous contrôle
	Sortie/retour	Conditions identiques au DT. Pas de contrat, client peut se retirer à tout moment		
Autres			- Financé par l'OPA - Possibilité de refus	

Compagnie		Alliant Energy Iowa et Wisconsin		Austin Energy, TX	City of Bridgeport, NE
Tarif distinct, composante du tarif de base ou programme		Programme		Programme	Composante du tarif
Nom		Appliance Cycling		Power Partner	Residential Electric Service
Crédit (Distributeurs américains en \$US)		Varie selon l'état (n.d.)		85 \$ versé 1 fois	24\$/an versés en septembre
Conditions d'admissibilité	Domaine d'application	Clients résidentiels, propriétaire, résidence principale seulement			Clients résidentiels : maison unifamiliale, mesurage individuel, compteur unique
	Équipement visé	A/C		A/C central	A/C, thermopompe, chauffe-eau
Modalités	Période d'application	Mai à septembre		Juin à septembre	Juin à septembre
	Période d'interruption	13h-19h (généralement), sur semaine		16h-18h	
	Nb max d'interruptions	Iowa & Minnesota : cycles de 15 min	Wisconsin : cycles 50 %, 75 %, 100 %	20 min par période de 60 min et environ 15 jours par année	
	Conditions et Installations de l'appareillage de contrôle	- Distributeur fournit et installe l'appareillage, à ses frais - Option chauffe-eau : cycle 100 %, max 6h/jour (Iowa seulement)		Thermostats programmables à distance	
	Sortie/retour			Retrait possible en tout temps	
Autres		Participation limitée			

Compagnie		Baltimore G&E, MD		ComEd, IL
Tarif distinct, composante du tarif de base ou programme		Programme		Programme
Nom		Peak Rewards - Chauffe-eau	Peak Rewards - A/C	Smart Ideas Central Air Conditioning Cycling
Crédit (Distributeurs américains en \$US)		- Crédits de 25 \$/an (6,25 \$/mois hiver) + 25 \$ la première année - 14 \$ les mois d'été	Jusqu'à <250 \$/an (selon puissance de l'appareil) Options 1/2/3 : 50/75/100 \$/an Boni de 50/75/100 \$ la première année	Option 50 % : 5 \$/mois Option 100 % : 10 \$/mois
Conditions d'admissibilité	Domaine d'application	Clients résidentiels, propriétaires ou locataires avec approbation du propriétaire	Clients résidentiels, propriétaires ou locataires avec approbation du propriétaire	Propriétaires résidentiels
	Équipement visé	Chauffe-eau	Thermopompe	A/C
Modalités	Période d'application	À l'année	Juin à septembre	Juin à septembre
	Période d'interruption	6h-9h et 18h-21h		11h-20h sur semaine
	Nb max d'interruptions	- 3 heures maximum en hiver - Jusqu'à 7 heures en été - Pas d'option de retrait lors d'événements urgents	- Interruptions jusqu'à 7 heures - Pas de retrait lors des événements urgents - Options 1/2 : cyclage 30/45 min./heure - Option 3 : Arrêt complet de la climatisation	Option 50 % : 15 min par période de 30 min Option 100 % : 3 h en continu
	Conditions et Installations de l'appareillage de contrôle	Distributeur installe, opère et entretien l'appareillage, à ses frais	Distributeur installe, opère et entretien l'appareillage, à ses frais	
	Sortie/retour		- Contrat minimum 1 an. - Clients peuvent modifier leur niveau de cyclage	
Autres				

Compagnie		Dominion	DTE Electric, MI	
Tarif distinct, composante du tarif de base ou programme		Programme	Tarif distinct	Tarif distinct
Nom		Smart Cooling Rewards ou Air Conditioner Cycling program	Interruptible Space-conditionning Service Rate (D1.1)	Water Heating Service Rate (D5, option I)
Crédit (Distributeurs américains en \$US)		40 \$/an versé au mois de décembre suivant l'été	Tarif réduit	- Tarif réduit - Économie de 33 % sur l'énergie, réduction. de 1,95 \$/mois suppl.
Conditions d'admissibilité	Domaine d'application	Clients résidentiels au tarif de base (TDT non admissible), propriétaires d'unifamiliales seulement	Clients résidentiels ou commerciaux sans puissance, mesurage distinct pour l'équipement sous contrôle	Clients résidentiels ou commerciaux, mesurage distinct pour l'équipement sous contrôle
	Équipement visé	A/C central	A/C et thermopompe centraux	Chauffe-eau (sanitaire)
Modalités	Période d'application	Juin à septembre	Juin à octobre	À l'année
	Période d'interruption	14h-18h sur semaine, sauf jours fériés		
	Nb max d'interruptions	Cycle de 4 h/jour, 30 fois et 120 h par an (généralement cycle de 30 min par période de 60 min et de 2 à 4 h d'interruption par jour)	30 min par période de 60 min et 8 h/jour	4 h/jour
	Conditions et Installations de l'appareillage de contrôle	- Distributeur fournit et installe l'appareillage, à ses frais - Droit d'accès	- Si plus d'un équipement du même type, tous doivent être sous contrôle - Compteur, installation et branchement de l'équip. au compteur à la charge du distributeur. - Modifications à l'équipement pour pouvoir le raccorder au compteur aux frais du client	- Capacité minimale de 30 gallons - Charge maximale de 5,5 kW
	Sortie/retour	- Retrait possible en tout temps, sans compensation - Retour possible après 60 jours		Préavis de 3 jours et retour possible après 12 mois
Autres				Option III disponible avec mesurage distinct sans appareil de contrôle

Compagnie		Duke Energy, FL				
Tarif distinct, composante du tarif de base ou programme		Tarif distinct				
Nom		Rate Schedule RSL-1 Residential Load Management				
Crédit (Distributeurs américains en \$US)		3,50 \$/mois	8,00 \$/mois	8,00 \$/mois	5,00 \$/mois	2,50 \$/mois
Conditions d'admissibilité	Domaine d'application	Clients résidentiels avec consommation > 600 kWh/mois				
	Équipement visé	Chauffe-eau	Thermopompe	Chauffage central avec accum. thermique	A/C central	Pompe pour piscine
Modalités	Période d'application	À l'année				
	Période d'interruption	Novembre à mars : 6h-11h/18h-22h ; avril à octobre : 13h-22h				
	Nb max d'interruptions	300 min	16,5 min par période de 30 min	Illimité	16,5 min par période de 30 min.	300 min
	Conditions et Installations de l'appareillage de contrôle	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Distributeur installe, possède et entretient l'appareillage</li> <li>- Distributeur doit avoir accès à l'appareillage</li> <li>- Si plus d'un équipement, tous doivent être sous contrôle</li> <li>- Distributeur n'installera pas l'équipement si non-économique (coûts d'installation élevés, faible charge, équipement sous ou sur-dimensionné, usage saisonnier)</li> </ul>				
	Sortie/retour	Préavis de 40 jours et retour possible après 12 mois				
Autres		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Crédit max &lt; 40 % des coûts d'énergie non liés aux combustibles (consommation &gt; 600 kWh)</li> <li>- Limites ne s'appliquent pas en situation d'urgence</li> </ul>				



Compagnie		Duke Energy, IN	Duke Energy, SC	Entergy, AR
Tarif distinct, composante du tarif de base ou programme		Programme	Tarif distinct	Programme
Nom		Power Manager	Residential Water Heating Service Controlled/ Submetered (Sc. WC)	Summer Advantage Program
Crédit (Distributeurs américains en \$US)		À l'installation : 25 \$ ou 35 \$ Crédit par événement (n.d.)	- Tarif réduit - Économie de 54 % sur l'énergie, réduction de 1,64 \$/mois suppl.	Crédit à l'installation et annuel Cyclage 50 % : 25 \$ et 25 \$ Cyclage 75 % : 40 \$ et 40 \$
Conditions d'admissibilité	Domaine d'application	Clients résidentiels (unifamiliale), propriétaires	Clients résidentiels avec mesurage individuel	Propriétaires, locataires admissibles avec consentement du propriétaire
	Équipement visé	A/C central	Chauffe-eau	A/C
Modalités	Période d'application	Mai à septembre		
	Période d'interruption	Pm et soirée sur semaine, sauf fêtes		
	Nb max d'interruptions	Cycles de 2 à 3h30		
	Conditions et Installations de l'appareillage de contrôle	Installation aux frais du distributeur	- Tous les chauffe-eau doivent être électriques (sauf si source alternative de type solaire), contrôlés et mesurés conjointement - Capacité minimale de 30 gallons - Limite de wattage selon capacité en gallons - Câblage facturé au client (35 \$), le cas échéant	
	Sortie/retour		Contrat de 1 an. Durant la 1re année d'adhésion, le client peut se retirer du programme moyennant des frais de 25 \$	
Autres				

Compagnie		Excel Energy (WI)		Georgia Power
Tarif distinct, composante du tarif de base ou programme		Tarif	Programme	Programme
Nom		Off-Peak Service	Saver Switch Credit	Power Credit
Crédit (Distributeurs américains en \$US)		Rabais de 50% sur l'énergie consommée hors pointe	A/C : 5 \$/mois Chauffe-eau : 2 \$/mois	À l'adhésion : 20 \$ 2 \$/événement, versé une fois (novembre)
Conditions d'admissibilité	Domaine d'application	Clients résidentiels	- Clients résidentiels avec systèmes d'A/C central - Appartements non admissibles	Clients résidentiels (unifamiliale), propriétaires
	Équipement visé	A/C et chauffe-eau	A/C et chauffe-eau (chauffe-eau comme 2e équipement)	A/C central
Modalités	Période d'application	À l'année	À l'année	Mai à septembre
	Période d'interruption	Hors pointe : 21h-7h	12h-17h	12h-19h sur semaine
	Nb max d'interruptions		- En pointe critique. - A/C cyclé à intervalles de 20 min - Chauffe-eau interrompus jusqu'à 5 heures.	Cycle de 10 min par période de 15 min, 2 à 4 h Environ 10 événements par année
	Conditions et Installations de l'appareillage de contrôle	- Distributeur fournit et installe l'appareillage à ses frais - Compteur n'est alimenté qu'hors pointe	Distributeur fournit et installe l'appareillage, à ses frais	Si plus d'un équipement, tous doivent être sous contrôle
	Sortie/retour		- Participation minimale d'un an - Client peut se désinscrire du programme à tout moment.	Pas de contrat mais les clients doivent participer pendant au moins 12 mois
Autres		Client paie une redevance mensuelle sur le second compteur.		

Compagnie		Florida Power & Light, FL					
Tarif distinct, composante du tarif de base ou programme		Tarif distinct					
Nom		Residential Load Control Program (RLP)					
Crédit (Distributeurs américains en \$US)		1,50 \$/mois	3,00 \$/mois	9,00 \$/mois	3,00 \$/mois	4,00 \$/mois	2,00 \$/mois
Conditions d'admissibilité	Domaine d'application	Unifamiliale, mesurage individuel					
	Équipement visé	Chauffe-eau	A/C option C	A/C option S	Pompe pour piscine	Système central de chauffage option C	Système central de chauffage option S
Modalités	Période d'application	À l'année	Avril à octobre	Avril à octobre	À l'année	Novembre à mars	Novembre à mars
	Période d'interruption	5h-11h/14h-22h	14h-22h	14h-22h	5h-11h/14h-22h	5h-11h/16h-22h	5h-11h/16h-22h
	Nb max d'interruptions	240 min/jour	15 min par période de 30 min et 180 min/jour	180 min/jour	240 min/jour	15 min par période de 30 min et 180 min/jour	180 min/jour
	Conditions et Installations de l'appareillage de contrôle	<ul style="list-style-type: none"> <li>- FPL n'installera pas l'équipement si non-économique (coûts d'installation élevés, équipement sous ou sur-dimensionné, usage saisonnier)</li> <li>- Si plus d'un équipement du même type, tous doivent être sous contrôle et un seul crédit applicable</li> </ul>					
	Sortie/retour	Préavis de 7 jours et retour possible après 12 mois					
Autres		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Crédit maximal &lt; 40 % des frais d'énergie de la période</li> <li>- Crédits permettent de réduire les coûts tout en maintenant la base de clients participants</li> <li>- Limites quotidiennes ne s'appliquent pas en situation d'urgence, sauf A/C option C (17,5 min par période de 30 min et 210 min/jour) et chauffe-eau</li> </ul>					

Compagnie		Idaho Power, ID	MidAmerican Energy Iowa, Illinois, Sud Dakota	PECO
Tarif distinct, composante du tarif de base ou programme		Programme	Programme	Programme
Nom		A/C Cool Credit Program	Summer Saver	Smart A/C Saver
Crédit (Distributeurs américains en \$US)		5,00 \$/mois (sur factures de juillet, août, septembre)	Versé une fois à l'automne, 40 \$ à la fin de la 1re saison et 30 \$/an	10 \$
Conditions d'admissibilité	Domaine d'application	Clients résidentiels, locataires admissibles avec consentement du propriétaire	Clients résidentiels (unifamiliale), propriétaires	Clients résidentiels
	Équipement visé	A/C central	A/C central, thermopompe	
Modalités	Période d'application	15 juin au 15 août	Juin à septembre	Juin à septembre
	Période d'interruption	16h-20h, généralement	14h-19h sur semaine, sauf fêtes	12h-20h
	Nb max d'interruptions	15 min par période de 30 min, cycle de 4 h/jour	cycle	15 min par période de 30 min, max de 6 événements par saison
	Conditions et Installations de l'appareillage de contrôle	Si plus d'un équipement, tous doivent être sous contrôle	Distributeur fournit et installe l'appareillage, à ses frais	
	Sortie/retour	Retrait possible en tout temps, crédit applicable lors des mois de participation		
Autres		Option de refus 1 fois/mois, préavis à 16h la veille		

Compagnie		Progress Energy (Duke), NC		
Tarif distinct, composante du tarif de base ou programme		Tarif (rider)		
Nom		Residential Service - Load Control Rider LC-WIN-2A	Residential Service - Load Control Rider LC-SUM-3A	Projet pilote : idem à LC-SUM-3A mais le distributeur surveille la consommation et le comportement du client
Crédit (Distributeurs américains en \$US)		25 \$ à l'installation et 25 \$/an		
Conditions d'admissibilité	Domaine d'application	Clients résidentiels	Clients résidentiels	Clients résidentiels
	Équipement visé	Chauffe-eau	Thermopompe centrale	A/C central, thermopompe
Modalités	Période d'application	À l'année	Décembre à mars	Mai à septembre
	Période d'interruption			
	Nb max d'interruptions	4 h/jour	4 h/jour et 60 h/hiver	4 h/jour et 60 h/été
	Conditions et Installations de l'appareillage de contrôle	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Chauffe-eau : min 30 gallons et max 5,5 kW (sans réservoir non-admissible)</li> <li>- Si plus d'un équipement, tous doivent être sous contrôle</li> <li>- Droit d'accès</li> </ul>		
	Sortie/retour	Contrat de 1 an. Préavis de 30 jours Retour en tout temps sans versement du crédit initial		
Autres		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Crédit de 25 \$ accordé pour chaque participant référé (max 100 \$/an)</li> <li>- Le client peut refuser 2 interruptions de sa thermopompe par hiver ou l'été, selon le cas</li> </ul>		

Compagnie		PEPCO, DC / Maryland	Rocky Mountain Power (UTAH)	San Diego G&E, CA
Tarif distinct, composante du tarif de base ou programme		Programme	Programme	Programme
Nom		Energy Wise Rewards	Cool Keeper	Summer Saver
Crédit (Distributeurs américains en \$US)		Crédit à l'installation/annuel 50 %, 1-3 °F : 40/40 \$ 75 %, 2-4 °F : 60/60 \$ 100 %, 4-7 °F : 80/80 \$	20 \$/an versé en novembre	Crédit par tonne (max/an) Cyclage 50 % : 11,50 \$ (46 \$) Cyclage 100 % : 30 \$ (120 \$)
Conditions d'admissibilité	Domaine d'application	Clients résidentiels	Clients résidentiels et commerciaux (locataires admissibles avec consentement du propriétaire)	
	Équipement visé	A/C central, thermopompe	A/C central	A/C central
Modalités	Période d'application	Juin à octobre	Juin à août	Mai à octobre
	Période d'interruption		14h-20h sur semaine, sauf jours fériés	7 jours/semaine, sauf jours fériés ou fêtes
	Nb max d'interruptions	- 3 à 6 h/jour, Cyclage 50/75/100 % - Généralement 5 événements par année	Cyclage (50 %), de 10 à 15 fois par été Limite de 4 h/jr et 100 h/an	Cyclage, max 15 jours/été
	Conditions et Installations de l'appareillage de contrôle	- Installation aux frais du distributeur - Thermostat programmable depuis le Web ou interrupteur extérieur	Installation et appareillage gratuit	Installation aux frais du distributeur
	Sortie/retour	Contrat de 1 an ; Si le client met fin à son engagement avant, crédit initial révoqué	Retrait possible en tout temps, sans compensation	Retrait possible en tout temps, crédit non applicable
Autres		- Changement du niveau d'engagement possible 2 fois la 1re année et 1 fois les suivantes - Possibilité de refuser 2 interruptions par été, lors des jours non prioritaires	Jusqu'à 2 événements peuvent être refusés. Si plus de 2, compensations futures non versées et impossibilité d'adhérer à nouveau au programme	

Compagnie		Southern California Edison, CA	Vectren (Excel Energy)	Xcel Energy, Co
Tarif distinct, composante du tarif de base ou programme		Tarif distinct	Tarif	Tarif
Nom		Summer Discount Plan	Summer Cycler	Saver's Switch
Crédit (Distributeurs américains en \$US)		Crédit/jour d'été/tonne de A/C Cyclage 100 % : 0,36 \$ Cyclage 50 % : 0,18 \$ Versé mensuellement	A/C : 5 \$/mois Chauffe-eau : 2 \$/mois max : 28 \$/été	40 \$/an versé en octobre
Conditions d'admissibilité	Domaine d'application	Unifamiliale, mesurage individuel, compteur unique	Clients résidentiels et commerciaux	Clients résidentiels (locataires admissibles avec consentement du propriétaire), condos et appartements exclus
	Équipement visé	A/C central	A/C et chauffe-eau (comme 2e équipement)	A/C central
Modalités	Période d'application	À l'année	Juin à septembre	
	Période d'interruption		12h-17h	14h-19h (généralement)
	Nb max d'interruptions	6 h/jour et 180 h/an Cyclage 50 % : 15 min par période de 30 min	Cyclage des appareils	Cyclage de 15 à 20 min
	Conditions et Installations de l'appareillage de contrôle	Distributeur installe, possède et entretient l'appareillage, à ses frais	Distributeur fournit et installe l'appareillage, à ses frais	Installation aux frais du distributeur
	Sortie/retour	- Contrat de 1 an - Changement possible d'option (base ou override) 1 fois par 12 mois - Passage cyclage de 50 à 100 % en tout temps		Retrait possible en tout temps
Autres		Option permettant au client de choisir de ne pas s'interrompre ( <i>customer-controlled override capabilities</i> ) avec crédits réduits de moitié, maximum cinq refus par année		





**ANNEXE 4E :**

**STRATÉGIE VISANT À RÉDUIRE L'UTILISATION  
DU CHAUFFAGE D'APPOINT À RÉSISTANCE ÉLECTRIQUE  
DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES AU NORD DU 53<sup>E</sup> PARALLÈLE**



1 Dans sa décision D-2016-033<sup>7</sup>, la Régie demandait au Distributeur de proposer, lors du  
2 présent plan d'approvisionnement, une stratégie de réduction du chauffage électrique  
3 d'appoint dans les réseaux autonomes à centrale thermique au nord du 53<sup>e</sup> parallèle,  
4 incluant le cas échéant, des propositions de modifications tarifaires.

5 La présente annexe décrit les actions entreprises par le Distributeur afin de réduire  
6 l'utilisation du chauffage électrique d'appoint dans les réseaux autonomes au nord du  
7 53<sup>e</sup> parallèle.

### ***Campagne de sensibilisation***

8 Afin de rejoindre le maximum de clients, le Distributeur mise sur la collaboration avec les  
9 intervenants du milieu et une diversité de plateformes médias. Un comité de liaison a été mis  
10 sur pied avec les intervenants du Nunavik représentés par la Société Makivik,  
11 l'Administration régionale Kativik et l'Office municipal d'habitation Kativik. Ce comité se réunit  
12 mensuellement depuis le 11 mars 2016. L'objectif est de proposer des mesures en efficacité  
13 énergétique et de suivre les projets mis de l'avant afin d'assurer, entre autres, leur  
14 avancement.

15 Le comité a privilégié une campagne de sensibilisation au lieu de l'implantation de mesures.  
16 L'utilisation de chauffeuses au propane comme chauffage d'appoint dans les maisons ou les  
17 remises a été écartée par le comité en raison, d'une part, de la difficulté d'approvisionnement  
18 en combustible (la livraison se fait par bateau) et, d'autre part, du risque d'incendie.

19 Le but de la campagne est d'encourager la population du Nunavik à intégrer l'efficacité  
20 énergétique dans son mode de vie, de favoriser la compréhension de cette notion, et ce,  
21 particulièrement durant la saison froide. À cet effet, des affiches ont été installées dans les  
22 lieux publics afin d'expliquer à la population comment l'électricité est produite et distribuée  
23 jusqu'aux résidences. L'axe de communication de la campagne pour l'hiver 2016-2017 est  
24 « L'importance de nos gestes sur l'environnement ». Les conseils en efficacité énergétique  
25 recommandés par le comité sont illustrés, imagés et traduits par la firme Avatak du Nunavik.  
26 Ces conseils se retrouvent sur les sites Web des partenaires.

27 Comme indiqué dans le dossier R-3980-2016<sup>8</sup>, plusieurs moyens de communication ont été  
28 ou seront utilisés, dont :

- 29 • une campagne média à la radio ;
- 30 • une page Facebook ;
- 31 • des contenus Web en Inuktituk accessibles à travers les sites des partenaires ;
- 32 • des affiches dans les lieux publics ;
- 33 • un dépliant distribué par la poste à l'ensemble de la population.

<sup>7</sup> Décision D-2016-033, paragraphe 923.

<sup>8</sup> Pièce HQD-10, document 1 (B-0043), section 3.4.

### **Modifications tarifaires**

1 Comme indiqué dans le dossier R-3933-2015<sup>9</sup>, le Distributeur a proposé d'accentuer  
2 graduellement le signal de prix de la 2<sup>e</sup> tranche du tarif D (au rythme de 8 % par année en  
3 sus de la hausse tarifaire moyenne). Ceci permettra de refléter, à terme, le coût évité en  
4 réseaux autonomes au nord du 53<sup>e</sup> parallèle (excluant le réseau de Schefferville) et de  
5 réduire la consommation en 2<sup>e</sup> tranche, notamment le chauffage électrique d'appoint. Tout  
6 en acceptant la proposition du Distributeur, la Régie autorisait le report de son application  
7 afin de permettre la mise en œuvre, en collaboration avec les parties concernées, de  
8 mesures pour réduire la consommation en 2<sup>e</sup> tranche. Considérant qu'un plan d'actions était  
9 en cours d'élaboration et que des mesures étaient en voie d'être déployées, le Distributeur a  
10 proposé de mettre en application au 1<sup>er</sup> avril 2016 l'augmentation graduelle du prix de la  
11 2<sup>e</sup> tranche des tarifs domestiques applicables au nord du 53<sup>e</sup> parallèle, ce que la Régie a  
12 autorisé dans sa décision D-2016-033<sup>10</sup>.

### **Utilisation des chauffe-moteurs**

13 De plus, dans sa décision D-2016-033<sup>11</sup>, la Régie demandait au Distributeur de poursuivre  
14 ses efforts auprès de la clientèle des réseaux autonomes, visant la réduction de la durée  
15 d'utilisation des chauffe-moteurs, en période de pointe notamment, et le déploiement de  
16 solutions pour éliminer le chauffage électrique des remises et des entrées de maison.

17 Un projet pilote de minuteriers pour chauffe-moteur est présentement en cours dans trois  
18 villages du Nunavik, soit Kuujjuarapik, Salluit et Umiujaq. Le projet pilote vise à identifier les  
19 paramètres d'adoption de telles minuteriers, notamment le type de programmation. Si les  
20 résultats du projet pilote sont concluants, le Distributeur a l'intention de déployer cette  
21 mesure à toute la clientèle du Nunavik, et ce, dès l'hiver 2018.

---

<sup>9</sup> Pièce HQD-14, document 2 (B-0051), section 6.2.

<sup>10</sup> Décision D-2016-033, paragraphe 922.

<sup>11</sup> Décision D-2016-033, paragraphe 727.