

COMPLÉMENT D'INFORMATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029

RÉSEAUX AUTONOMES

TABLE DES MATIÈRES

1. LEXIQUE ET LOCALISATION DE L'INFORMATION	9
1.1. Lexique des termes techniques et abréviations.....	11
1.2. Localisation de l'information	12
2. SUIVI DE LA STRATÉGIE DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026	19
3. PRÉVISION DE LA DEMANDE	23
3.1. Méthodologie de la prévision de la demande	25
3.2. Prévision des besoins en énergie et en puissance	25
4. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS	27
5. BILANS	31
5.1. Bilan en énergie	33
5.2. Bilan en puissance	33
6. STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT	35
6.1. Interventions en efficacité énergétique.....	37
6.1.1. <i>Utilisation efficace de l'énergie</i>	37
6.1.2. <i>Économies d'énergie</i>	37
6.1.3. <i>Gestion de la demande en puissance (GDP)</i>	39
6.2. Conversion des réseaux autonomes	39
6.3. Moyens permettant d'assurer la fiabilité en puissance	41
7. AUTRES INFORMATIONS RELATIVES AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT EN RÉSEAUX AUTONOMES	43
7.1. Écarts entre la production et les ventes.....	45
7.2. Historique de la demande 2009-2018 par territoires et par réseaux	46
7.3. Prévision de la demande 2019-2029 par territoires et par réseaux.....	54
7.4. Comparaison des prévisions par rapport au Plan d'approvisionnement 2017-2026	64
7.5. Bilan en puissance par réseaux	74
7.6. Caractéristiques des équipements de production.....	79

7.7.	Approvisionnement en carburant des centrales	80
7.8.	Interventions en efficacité énergétique	81

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 3.1 :	Prévision des besoins en énergie par territoires	25
Tableau 3.2 :	Prévision des besoins en puissance par territoires	25
Tableau 5.1 :	Marge de puissance par réseaux après application du critère de planification	33
Tableau 7.1 :	Écarts entre la production et les ventes - 2018	45
Tableau 7.2 :	Historique de la demande – Réseaux autonomes	46
Tableau 7.2-1 :	Historique de la demande – Îles-de-la-Madeleine.....	46
Tableau 7.2-1-a :	Historique de la demande – Cap-aux-Meules.....	47
Tableau 7.2-1-b :	Historique de la demande – L'Île-d'Entrée.....	47
Tableau 7.2-2 :	Historique de la demande – Nunavik.....	47
Tableau 7.2-2-a :	Historique de la demande – Akulivik.....	47
Tableau 7.2-2-b :	Historique de la demande – Aupaluk.....	48
Tableau 7.2-2-c :	Historique de la demande – Inukjuak.....	48
Tableau 7.2-2-d :	Historique de la demande – Ivujivik.....	48
Tableau 7.2-2-e :	Historique de la demande – Kangiqsualujjuaq.....	48
Tableau 7.2-2-f :	Historique de la demande – Kangiqsujuaq	49
Tableau 7.2-2-g :	Historique de la demande – Kangirsuk.....	49
Tableau 7.2-2-h :	Historique de la demande – Kuujjuaq.....	49
Tableau 7.2-2-i :	Historique de la demande – Kuujjuarapik	49
Tableau 7.2-2-j :	Historique de la demande – Puvirnituaq	50
Tableau 7.2-2-k :	Historique de la demande – Quaqtuaq	50
Tableau 7.2-2-l :	Historique de la demande – Salluit	50
Tableau 7.2-2-m :	Historique de la demande – Tasiujaq	50
Tableau 7.2-2-n :	Historique de la demande – Umiujaq.....	51
Tableau 7.2-3 :	Historique de la demande – Basse-Côte-Nord	51
Tableau 7.2-3-a :	Historique de la demande – Lac Robertson.....	51

Tableau 7.2-3-b : Historique de la demande – La Romaine	51
Tableau 7.2-3-c : Historique de la demande – Port-Menier	52
Tableau 7.2-4 : Historique de la demande – Schefferville	52
Tableau 7.2-5 : Historique de la demande – Haute-Mauricie	52
Tableau 7.2-5-a : Historique de la demande – Clova	52
Tableau 7.2-5-b : Historique de la demande – Obedjiwan	53
Tableau 7.3 : Prévission de la demande – Réseaux autonomes	54
Tableau 7.3-1 : Prévission de la demande – Îles-de-la-Madeleine.....	54
Tableau 7.3-1-a : Prévission de la demande – Cap-aux-Meules	55
Tableau 7.3-1-b : Prévission de la demande – L'Île-d'Entrée.....	55
Tableau 7.3-2 : Prévission de la demande – Nunavik.....	56
Tableau 7.3-2-a : Prévission de la demande – Akulivik	56
Tableau 7.3-2-b : Prévission de la demande – Aupaluk.....	56
Tableau 7.3-2-c : Prévission de la demande – Inukjuak	57
Tableau 7.3-2-d : Prévission de la demande – Ivujivik.....	57
Tableau 7.3-2-e : Prévission de la demande – Kangiqsualujjuaq	57
Tableau 7.3-2-f : Prévission de la demande – Kangiqsujaq	58
Tableau 7.3-2-g : Prévission de la demande – Kangirsuk.....	58
Tableau 7.3-2-h : Prévission de la demande – Kuujjuaq.....	58
Tableau 7.3-2-i : Prévission de la demande – Kuujjuarapik	59
Tableau 7.3-2-j : Prévission de la demande – Puvirnituq.....	59
Tableau 7.3-2-k : Prévission de la demande – Quaqtac	59
Tableau 7.3-2-l : Prévission de la demande – Salluit.....	60
Tableau 7.3-2-m : Prévission de la demande – Tasiujaq	60
Tableau 7.3-2-n : Prévission de la demande – Umiujaq	60
Tableau 7.3-3 : Prévission de la demande – Basse-Côte-Nord	61
Tableau 7.3-3-a : Prévission de la demande – Lac Robertson	61
Tableau 7.3-3-b : Prévission de la demande – La Romaine	61
Tableau 7.3-3-c : Prévission de la demande – Port-Menier	62
Tableau 7.3-4 : Prévission de la demande – Schefferville	62
Tableau 7.3-5 : Prévission de la demande – Haute-Mauricie.....	62

Tableau 7.3-5-a : Prévission de la demande – Clova	63
Tableau 7.3-5-b : Prévission de la demande – Obedjiwan	63
Tableau 7.4 : Prévission de la demande – Réseaux autonomes	64
Tableau 7.4-1 : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Îles- de-la-Madeleine	65
Tableau 7.4-1-a : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Cap-aux-Meules	65
Tableau 7.4-1-b : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent L'Île-d'Entrée.....	66
Tableau 7.4-2 : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Nunavik	66
Tableau 7.4-2-a : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Akulivik	66
Tableau 7.4-2-b : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Aupaluk.....	67
Tableau 7.4-2-c : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Inukjuak	67
Tableau 7.4-2-d : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Ivujivik.....	67
Tableau 7.4-2-e : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Kangiqsualujuaq	68
Tableau 7.4-2-f : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Kangiqsujuaq.....	68
Tableau 7.4-2-g : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Kangirsuk.....	68
Tableau 7.4-2-h : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Kuujjuaq.....	69
Tableau 7.4-2-i : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Kuujjuarapik.....	69
Tableau 7.4-2-j : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Puvirnituq	69
Tableau 7.4-2-k : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Quaqtaq.....	70
Tableau 7.4-2-l : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Salluit .	70
Tableau 7.4-2-m : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Tasiujaq	70

Tableau 7.4-2-n : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Umiujaq.....	71
Tableau 7.4-3 : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Basse- Côte-Nord.....	71
Tableau 7.4-3-a : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Lac Robertson	71
Tableau 7.4-3-b : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent La Romaine.....	72
Tableau 7.4-3-c : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Port- Menier	72
Tableau 7.4-4 : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Schefferville.....	72
Tableau 7.4-5 : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Haute- Mauricie.....	73
Tableau 7.4-5-a : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Clova.....	73
Tableau 7.4-5-b : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Obedjiwan	73
Tableau 7.5-1-a : Bilan en puissance – Cap-aux-Meules.....	74
Tableau 7.5-1-b : Bilan en puissance – L'Île-d'Entrée.....	74
Tableau 7.5-2-a : Bilan en puissance – Akulivik.....	74
Tableau 7.5-2-b : Bilan en puissance – Aupaluk.....	74
Tableau 7.5-2-c : Bilan en puissance – Inukjuak.....	74
Tableau 7.5-2-d : Bilan en puissance – Ivujivik.....	75
Tableau 7.5-2-e : Bilan en puissance – Kangiqsualujjuaq.....	75
Tableau 7.5-2-f : Bilan en puissance – Kangiqsujuaq	75
Tableau 7.5-2-g : Bilan en puissance – Kangirsuk.....	75
Tableau 7.5-2-h : Bilan en puissance – Kuujjuaq.....	75
Tableau 7.5-2-i : Bilan en puissance – Kuujjuarapik	76
Tableau 7.5-2-j : Bilan en puissance – Puvirnituq.....	76
Tableau 7.5-2-k : Bilan en puissance – Quaقتaq	76
Tableau 7.5-2-l : Bilan en puissance – Salluit	76
Tableau 7.5-2-m : Bilan en puissance – Tasiujaq	76

Tableau 7.5-2-n : Bilan en puissance – Umiujaq	77
Tableau 7.5-3-a : Bilan en puissance – Lac Robertson	77
Tableau 7.5-3-b : Bilan en puissance – La Romaine	77
Tableau 7.5-3-c : Bilan en puissance – Port-Menier	77
Tableau 7.5-4 : Bilan en puissance – Schefferville	77
Tableau 7.5-5-a : Bilan en puissance – Clova	78
Tableau 7.5-5-b : Bilan en puissance – Obedjiwan	78
Tableau 7.6 : Caractéristiques des équipements par centrale 2019	79
Tableau 7.7 : Contrats d'approvisionnement en carburant des centrales	80
Tableau 7.8.1 : Interventions en efficacité énergétique	81
Tableau 7.8.2 : Programme d'utilisation efficace de l'énergie en vigueur au 1 ^{er} avril 2019 ...	82
Tableau 7.8.3 : Impact cumulatif des interventions en économies d'énergie	83

1. LEXIQUE ET LOCALISATION DE L'INFORMATION

1.1. Lexique des termes techniques et abréviations

CDC :	Contrôle direct des charges
GDP :	gestion de la demande en puissance
guide de dépôt :	Guide de dépôt d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution, du 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
FCNQ :	Fédération des coopératives du Nouveau Québec
Nb :	nombre
Plan :	Plan d'approvisionnement 2017-2026
PAC :	pompe à chaleur
PTÉ :	potentiel technico-économique
PUEÉ :	Programme d'utilisation efficace de l'énergie
Régie :	Régie de l'énergie
consommation 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

1.2. Localisation de l'information

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

Exigences de dépôt	Localisation de l'information
Exigences générales	
1. Fournir le sommaire et le contexte du plan d'approvisionnement ainsi que le lexique des termes techniques.	HQD-1, document 1, section 4 HQD-3, document 1, section 1.1 (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).	Réseau intégré : HQD-1, document 1 HQD-2, document 3 Réseaux autonomes : HQD-1, document 1 HQD-3, document 1
Prévision de la demande	
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-3, document 1, section 4
40. Fournir l'historique depuis 2001 des données annuelles suivantes, pour chaque réseau autonome <ul style="list-style-type: none"> • le nombre d'abonnements ; • les ventes d'énergie ; • les pertes de distribution, la consommation des centrales et l'usage interne (électricité utilisée dans les bâtiments appartenant à Hydro-Québec) ; • la production d'énergie ; • l'appel de puissance à la pointe d'hiver ; • la puissance installée. 	HQD-3, document 1, section 7.2
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"> • les ventes d'énergie ; • l'appel de puissance à la pointe d'hiver. 	HQD-3, document 1, section 7.4

¹ 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
<p>42. Présenter les prévisions suivantes, sur un horizon d'au moins dix ans, pour chaque réseau autonome :</p> <ul style="list-style-type: none"> • le nombre d'abonnements au secteur domestique et agricole ; • les ventes d'énergie. Comparer cette prévision par rapport à celle du dernier plan d'approvisionnement ; • les pertes de distribution, la consommation des centrales et l'usage interne (électricité utilisée dans les bâtiments appartenant à Hydro-Québec) ; • la production d'énergie ; • l'appel de puissance à la pointe d'hiver. Comparer cette prévision par rapport à celle du dernier plan d'approvisionnement ; • la puissance installée ; • la puissance garantie selon le critère de planification ; • la réserve en puissance ; • la contribution des interventions commerciales prise en compte dans les prévisions. 	<p>HQD-3, document 1, section 7.3 sections 7.3 et 7.4 section 7.3 section 7.3 sections 7.3 et 7.4 section 7.5 section 7.5 section 7.5 sections 7.3 et 7.8</p>
<p>43. Fournir le contexte et les hypothèses à la base de ces prévisions et expliquer les résultats.</p>	<p>HQD-3, document 1, section 3</p>
<p>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^e parallèle).</p>	<p>HQD-3, document 1, section 7.8</p>
Stratégies d'approvisionnement	
<p>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.</p>	<p>HQD-3, document 1, section 7.6</p>
<p>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.</p>	<p>HQD-3, document 1, section 2</p>
<p>47. Présenter un tableau indiquant les augmentations de puissance requises sur un horizon de trois ans.</p>	<p>HQD-3, document 1, section 5</p>

Exigences de dépôt	Localisation de l'information
<p>48. Présenter pour chaque réseau autonome :</p> <ul style="list-style-type: none"> • un bref portrait de la situation actuelle ; • le suivi de la stratégie d'approvisionnement présentée dans le dernier plan d'approvisionnement ; • 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 ; • 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 ; • l'état d'avancement des études et de la réalisation des projets planifiés de production d'électricité et de raccordement au réseau intégré. 	<p>HQD-3, document 1, section 6 section 2</p> <p>sections 6 et 7.7</p> <p>section 6</p> <p>section 6</p>
Suivi des décisions	
<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-3, document 1, section 1</p>

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

Libellé de la demande	Localisation de l'information
D-2011-162 DEMANDE D'APPROBATION DU <i>PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020</i> DU DISTRIBUTEUR (R-3748-2010)	
1.1 BESOINS EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE [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"> • l'historique, sur dix ans, du nombre annuel d'abonnements et des ventes annuelles au secteur Résidentiel et agricole, pour chaque réseau autonome; • la prévision des ventes au secteur Résidentiel et agricole, sur un horizon de dix ans, pour chaque réseau autonome. 	HQD-2, document 1, section 6.4 HQD-2, document 1, section 6.5
1.2 PERTES [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 1, section 6.3
4. COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS [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.	HQD-3, doc.1, section 6.2.
D-2015-013 DEMANDE D'APPROBATION DU <i>PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023</i> DU DISTRIBUTEUR (R-3864-2013)	
1.2 PERTES [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 1, section 6.3
4. COÛT DES APPROVISIONNEMENTS [156] Présenter un balisage des coûts de fourniture d'électricité en réseaux autonomes, lors du prochain plan d'approvisionnement.	D-2017-140 : par. 276 La Régie conclut qu'il n'y a pas lieu de procéder à une étude de balisage sur les coûts de

² 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>DÉCISION D-2019-027 DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2019-2020 (R-4057-2018) PHASE 1</p>	
<p>16.3 RÉSEAUX AUTONOMES [578] Elle invite le Distributeur à poursuivre ses actions afin de développer davantage de programmes en efficacité énergétique en collaboration avec les intervenants du milieu.</p>	<p>HQD-3, document 1, section 6.1</p>

2. SUIVI DE LA STRATÉGIE DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026

1 Le Distributeur maintient sa stratégie annoncée dans l'*État d'avancement 2018 du Plan*
2 *d'approvisionnement 2017-2026*, soit d'assurer la fiabilité des approvisionnements tout en
3 respectant les critères établis. Celle-ci consiste à agir d'abord sur la demande en mettant de
4 l'avant les interventions en efficacité énergétique, suivies de moyens de conversion vers des
5 énergies plus propres et du déploiement de moyens, spécifiés à la section 6.3, permettant
6 d'assurer la fiabilité en puissance.

Interventions en efficacité énergétique

7 Le Distributeur a poursuivi ses campagnes de sensibilisation à la pointe hivernale auprès de
8 la clientèle résidentielle. Il a également poursuivi le déploiement de mesures d'économie
9 d'énergie. Le Distributeur dresse le portrait des mesures implantées à ce jour et celles en
10 cours, ainsi qu'un aperçu du futur à la section 6.1.2. Enfin, le programme d'utilisation efficace
11 de l'énergie (PUEÉ) est toujours offert dans les réseaux admissibles.

Conversion des réseaux autonomes

12 Le Distributeur vise toujours à convertir de façon partielle ou totale la production d'électricité
13 des réseaux autonomes vers des sources d'énergies plus propres et moins chères. Comme
14 annoncé dans l'*État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026*, la
15 stratégie d'appels de propositions au marché a été revue pour mieux l'adapter au contexte
16 d'affaires particulier de certaines communautés et à la complexité que pose l'intégration
17 d'énergie renouvelable dans ses installations.

Moyens permettant d'assurer la fiabilité en puissance

- 18 • Dans le village de Salluit, un groupe électrogène mobile a été raccordé afin d'assurer
19 la fiabilité en puissance à court terme.
- 20 • Dans le village d'Umiujaq, le Distributeur a augmenté la puissance de la centrale
21 actuelle. Il a remplacé un groupe de 400 kW par un de 560 kW et le groupe de
22 250 kW par un de 855 kW. Ces modifications ont ainsi permis d'augmenter la
23 puissance garantie de 279 kW.

3. PRÉVISION DE LA DEMANDE

3.1. Méthodologie de la prévision de la demande

1 La prévision de la demande d'électricité en énergie et en puissance pour les réseaux
 2 autonomes s'appuie sur l'analyse des données historiques (ventes, production des centrales
 3 et abonnements), la croissance démographique prévue et l'évolution attendue des
 4 consommations unitaires. La prévision prend aussi en compte l'impact des interventions en
 5 efficacité énergétique.

6 La prévision des besoins en énergie et en puissance comprend les ventes, la consommation
 7 des centrales, l'usage interne pour les bâtiments d'Hydro-Québec, ainsi que le niveau des
 8 pertes lié à la distribution et au transport de l'électricité.

3.2. Prévision des besoins en énergie et en puissance

9 Les tableaux 3.1 et 3.2 présentent respectivement la prévision des besoins en énergie et en
 10 puissance, à la pointe d'hiver, pour chacun des territoires sur la période du *Plan*
 11 *d'approvisionnement 2020-2029* (le « Plan »).

12 L'historique 2009 à 2018 est présenté pour chacun des territoires à la section 7.2 et la
 13 prévision détaillée à la section 7.3.

TABLEAU 3.1 :
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE PAR TERRITOIRES

en GWh	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029	
												GWh	Taux annuel moyen
Îles-de-la-Madeleine	199,7	203,0	205,3	207,9	210,5	213,5	215,1	1,0	1,0	1,0	1,0	-198,7	-41,4%
Nunavik	98,9	102,1	104,6	106,9	128,0	131,3	133,8	136,6	139,3	142,4	144,6	45,7	3,9%
Basse-Côte-Nord	90,5	91,2	91,1	76,1	76,2	76,6	76,3	76,4	76,5	76,9	76,6	-13,9	-1,6%
Schefferville	51,1	52,1	52,7	53,5	54,2	55,1	55,5	56,1	56,6	57,4	57,7	6,6	1,2%
Haute-Mauricie	15,1	15,3	15,5	15,7	15,9	16,2	16,3	16,5	16,8	17,0	17,2	2,1	1,3%

Note : les valeurs présentées prennent en compte les raccordements au réseau intégré pour les clients alimentés par les centrales de Cap-aux-Meules et de la Romaine.

TABLEAU 3.2 :
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE PAR TERRITOIRES

en MW	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	Croissance 2019-2029	
											MW	Taux annuel moyen
Îles-de-la-Madeleine	44,0	44,9	45,7	46,5	47,2	48,0	0,3	0,3	0,3	0,3	-43,7	-43,6%
Nunavik	18,8	19,3	19,7	24,8	25,3	25,9	26,5	27,0	27,5	28,1	9,3	4,6%
Basse-Côte-Nord	23,0	23,1	19,4	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,6	19,6	-3,4	-1,8%
Schefferville	11,6	11,8	12,0	12,1	12,3	12,5	12,6	12,7	12,9	13,0	1,4	1,2%
Haute-Mauricie	3,6	3,7	3,7	3,8	3,8	3,9	4,0	4,0	4,1	4,1	0,5	1,5%

Note : les valeurs présentées prennent en compte les raccordements au réseau intégré pour les clients alimentés par les centrales de Cap-aux-Meules et de la Romaine.

14 À l'instar du *Plan d'approvisionnement 2017-2026*, le Nunavik affiche encore une fois la plus
 15 forte croissance des besoins parmi tous les territoires. Une partie de cette hausse est encore
 16 due à l'accroissement démographique de la région. Elle est également attribuable en bonne

- 1 partie à la conversion de tous les clients résidentiels d'Inukjuak au chauffage à l'électricité à
2 la suite de la construction d'une centrale hydroélectrique.
- 3 En comparaison avec le *Plan d'approvisionnement 2017-2026*, le Plan intègre les impacts du
4 raccordement au réseau intégré pour les réseaux de la Romaine et des
5 Îles-de-la-Madeleine (IDLM), à l'exception de l'Île d'Entrée qui demeurera un réseau
6 autonome. L'augmentation marquée des besoins jusqu'en 2025 pour les Îles-de-la-
7 Madeleine s'explique par la conversion progressive des systèmes de chauffage au mazout
8 vers l'électricité en vue du raccordement au réseau intégré. Une fois les réseaux autonomes
9 raccordés au réseau intégré, ceux-ci sont exclus des calculs, ce qui explique les variations
10 observées dans les tableaux 3.1 et 3.2.

4. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

1 La puissance garantie est établie à partir du critère de planification, qui est composé des
2 critères de disponibilité et de stabilité :

3 • Le critère de disponibilité correspond à la puissance installée de la centrale,
4 moins celle du groupe le plus puissant (N-1). L'application de ce critère vise à
5 assurer une alimentation fiable de tous les clients en période de pointe, et ce,
6 dans l'éventualité où le groupe le plus puissant deviendrait indisponible.

7 • Le critère de stabilité correspond à 90 % de la capacité disponible. Ce critère
8 permet à chaque centrale de conserver une marge de puissance suffisante pour
9 absorber des variations brusques de charge ainsi que les déséquilibres
10 importants causés par la faible diversité de la charge.

11 La puissance garantie s'obtient donc par le produit $(N-1) \times 90 \%$.

12 Le critère de fiabilité basé sur la puissance garantie est appliqué dans l'ensemble des
13 22 réseaux autonomes. Dans un réseau avec plusieurs centrales, le critère s'applique à
14 l'ensemble du réseau (puissance installée de l'ensemble des centrales) et non à chacune
15 des centrales (par exemple, Lac Robertson et Schefferville).

16 Dans le cas d'un producteur hydroélectrique privé, la puissance du groupe le plus puissant
17 correspond à la puissance installée de ce producteur (par exemple, Inukjuak).

18 Les marges de puissance prévues pour chacun des réseaux autonomes sont présentées
19 dans le tableau 5.1. La marge de puissance correspond à la différence entre la prévision des
20 besoins en puissance sur l'horizon du Plan et la puissance garantie des équipements
21 permanents à laquelle s'ajoutent, le cas échéant, des groupes électrogènes mobiles ainsi
22 que des charges interruptibles.

23 Une valeur positive signifie que le Distributeur dispose d'une marge de puissance suffisante
24 pour satisfaire son critère de fiabilité. Une valeur négative signale un déficit de puissance. Le
25 Distributeur rappelle que les marges de puissance en réseaux autonomes sont exprimées en
26 kW compte tenu du fait que leur niveau est relativement bas, et de fait, qu'elles sont
27 fortement sensibles aux faibles variations de la demande.

| 5. BILANS

5.1. Bilan en énergie

- 1 Les équipements actuels suffisent à répondre aux besoins en énergie de la clientèle de
- 2 chacun des réseaux autonomes. Les contrats d'approvisionnements en combustibles sont
- 3 présentés à la section 7.8.

5.2. Bilan en puissance

- 4 Le bilan de puissance met en évidence la marge de puissance dont dispose le Distributeur
- 5 pour combler les besoins dans chacun des réseaux.

TABLEAU 5.1 :
MARGE DE PUISSANCE PAR RÉSEAUX
APRÈS APPLICATION DU CRITÈRE DE PLANIFICATION

en kW	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
Îles-de-la-Madeleine										
Cap-aux-Meules ⁽³⁾	6 574	5 666	4 835	4 038	3 287	2 543				
L'Île-d'Entrée	495	495	495	495	494	494	494	494	494	493
Nunavik										
Akulivik	433	416	398	379	360	341	322	304	286	268
Aupaluk	(34)	(93)	(123)	(133)	(145)	(157)	(167)	(178)	(187)	(197)
Inukjuak ⁽²⁾⁽⁴⁾	324	252	207	647	566	487	422	362	304	244
Ivujivik	0	(15)	(30)	(45)	(60)	(74)	(89)	(103)	(117)	(130)
Kangiqsualujuaq	(51)	(73)	(97)	(122)	(147)	(171)	(196)	(221)	(245)	(269)
Kangiqsujuaq ⁽¹⁾	872	855	838	822	801	780	760	740	720	701
Kangirsuk	70	58	47	37	28	19	10	1	(8)	(17)
Kuujuaq	366	281	190	94	(4)	(103)	(201)	(296)	(391)	(483)
Kuujuarapik ⁽¹⁾	1 404	1 341	1 298	1 268	1 238	1 209	1 181	1 154	1 128	1 102
Puvirnituq	215	134	58	(14)	(83)	(149)	(213)	(276)	(337)	(395)
Quaqtaq	33	19	4	(11)	(26)	(41)	(55)	(70)	(85)	(100)
Salluit ⁽¹⁾	1 524	1 467	1 425	1 390	1 354	1 318	1 282	1 247	1 213	1 180
Tasiujaq ⁽¹⁾	430	420	410	399	389	379	368	359	349	340
Umiujaq	182	164	146	129	112	95	79	63	48	33
Basse Côte-Nord										
Lac Robertson	1 833	1 793	1 765	1 744	1 726	1 711	1 697	1 684	1 672	1 660
La Romaine ⁽³⁾	433	402								
Port-Menier	420	415	410	404	398	392	385	379	373	367
Schefferville										
Schefferville	1 073	893	712	541	382	232	89	(46)	(174)	(295)
Haute-Mauricie										
Clova	18	16	14	12	11	9	7	5	3	1
Obedjiwan ⁽²⁾	342	289	237	183	128	70	11	(50)	(112)	(174)

1. Avec groupes électrogènes mobiles pour assurer temporairement le respect du critère de fiabilité.

2. Inclut l'option d'électricité interruptible.

3. Raccordement au réseau intégré prévu.

4. Raccordement de la centrale hydroélectrique privée prévue en 2022.

- 1 Pour l'hiver 2019-2020, les réseaux d'Aupaluk et de Kangiqsualujjuaq présentent des déficits
- 2 en puissance. Toutefois, les équipements actuels dans ces deux réseaux seront suffisants
- 3 pour répondre aux besoins étant donné qu'un dépassement n'est anticipé que pour un
- 4 nombre limité d'heures.

- 5 Pour la pointe 2020-2021, le Distributeur prévoit augmenter la puissance du groupe de
- 6 210 kW à Aupaluk. Pour les réseaux d'Ivujivik et de Kangiqsualujjuaq, des analyses sont en
- 7 cours dans le but de déterminer la meilleure solution de recharge.

- 8 Pour les autres réseaux présentant un déficit sur l'horizon du Plan, le Distributeur appliquera
- 9 sa stratégie présentée à la section 6.2.

6. STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

6.1. Interventions en efficacité énergétique

1 Conformément aux objectifs du *Plan d'approvisionnement 2017-2026*, le Distributeur
2 continuera à prioriser les interventions en efficacité énergétique dans les réseaux autonomes
3 pour assurer l'équilibre offre-demande, et ce, à moindre coût.

6.1.1. Utilisation efficace de l'énergie

4 Dans l'optique d'encourager la clientèle des réseaux autonomes à utiliser une source
5 d'énergie autre que l'électricité produite à partir d'une centrale thermique pour le chauffage
6 des espaces, le Distributeur dispose de deux importants leviers : le tarif dissuasif pour les
7 clients situés au nord du 53^e parallèle et le Programme d'utilisation efficace de
8 l'énergie (PUEÉ). Ces leviers ont deux objectifs : d'une part, réduire la charge du Distributeur
9 en période hivernale et, d'autre part, diminuer le coût des approvisionnements en
10 combustible pour les centrales thermiques.

11 De plus, toujours dans le but d'utiliser l'énergie le plus efficacement possible, une entente a
12 été conclue entre le Centre intégré de santé et de services sociaux des Îles (CISSS) et le
13 Distributeur afin que ce dernier récupère la chaleur provenant de la centrale thermique de
14 Cap-aux-Meules à des fins de chauffage des espaces. En 2019, le Ministère de la Santé et
15 des Services sociaux s'est dit favorable à l'utilisation de cette même boucle de chaleur par
16 une résidence privée pour personnes âgées aux IDLM. Des rencontres sont prévues sous
17 peu afin de négocier une entente.

18 En ce qui concerne les réseaux des IDLM et d'Inukjuak, le PUEÉ et la tarification dissuasive
19 perdront leur pertinence étant donné le raccordement au réseau intégré pour les IDLM et le
20 recours à une source d'énergie renouvelable par l'entremise de la nouvelle centrale
21 hydroélectrique pour Inukjuak.

22 Dans ce contexte, pour les IDLM, le Distributeur a mis en place un plan de transition pour le
23 PUEÉ qui permettra de prendre un virage énergétique harmonieux en effectuant le
24 remplacement graduel des systèmes de chauffage au combustible des clients participant au
25 programme par des équipements à l'électricité. Pour le moment, le Distributeur vise la
26 rétention de la clientèle inscrite au PUEÉ d'ici le raccordement afin d'éviter de surcharger la
27 centrale thermique. Enfin, le PUEÉ continue d'être offert dans les réseaux admissibles.

6.1.2. Économies d'énergie

28 Bien que la clientèle des réseaux autonomes soit admissible à l'ensemble des interventions
29 en efficacité énergétique³, le Distributeur a déployé beaucoup d'efforts afin d'adapter cette
30 offre aux besoins spécifiques de chaque réseau autonome. Ainsi, afin de maximiser
31 l'adhésion de ces clientèles, le Distributeur préconise une approche par projet, ce qui signifie

³ À l'exception de certains programmes chez les clients des réseaux autonomes qui utilisent le mazout pour le chauffage de l'eau et des espaces.

1 par exemple qu'une nouvelle intervention en efficacité énergétique pourrait être déployée au
2 sein d'un seul réseau pour une période définie. Le Distributeur compte maintenir cette
3 approche, car elle permet d'accompagner les clients dans leurs démarches du début à la fin,
4 de concentrer les efforts et de rejoindre le plus de clients possible.

5 Au 31 décembre 2018, l'implantation de différentes mesures en efficacité énergétique dans
6 les réseaux autonomes se traduit par des économies d'énergie annuelles de plus de 24 GWh
7 (6 % des ventes) et une diminution des besoins en puissance à la pointe de près de 6 MW.
8 Le détail des impacts énergétiques des programmes du Distributeur prévus au cours des
9 prochaines années dans les réseaux autonomes est présenté à la section 7.8.

10 La stratégie du Distributeur en réseaux autonomes visant à limiter la croissance de la
11 demande en électricité se poursuivra, de même qu'elle orientera les interventions futures. Le
12 Distributeur compte d'ailleurs réintroduire des activités de sensibilisation et possiblement de
13 formation en efficacité énergétique à l'intention de la clientèle résidentielle et commerciale
14 dans certains réseaux.

Nunavik

15 Les travaux effectués par l'entrepreneur mandaté par le Distributeur en lien avec le
16 programme de Remplacement de produits d'éclairage efficace dans les bâtiments Affaires du
17 Nunavik se sont poursuivis. Le potentiel en économies d'énergie est plus élevé que prévu.
18 Les résultats totaux seront connus en fin d'année 2019, soit à la date où prendra fin cette
19 intervention.

20 Toujours avec l'objectif d'améliorer l'efficacité énergétique au Nunavik, le Distributeur
21 établira, d'ici la fin de l'année 2019, un plan d'action sur la base, notamment des audits
22 énergétiques qui ont été réalisés à l'automne 2018 dans des habitations de cette région. Ce
23 plan considérera toutes les mesures rentables et permettra au Distributeur de poursuivre sa
24 collaboration avec les intervenants du milieu.

La Romaine (Basse-Côte-Nord)

25 Les programmes de remplacement des thermostats chez les clients résidentiels et de
26 produits d'éclairage chez les clients commerciaux ont été finalisés en août 2019 comme
27 prévu. Près de 175 clients ont participé à ces programmes.

Haute-Mauricie

28 Pour le réseau d'Opitciwan, certaines pistes d'amélioration ont été identifiées pour des
29 mesures en efficacité énergétique à la scierie. Le Distributeur procède actuellement à des
30 analyses pour déterminer la faisabilité d'implantation de ces mesures. Si les résultats sont
31 concluants, il soutiendra le client dans leur mise en place.

32 De plus, en 2019, le Distributeur a effectué une visite de plusieurs bâtiments Affaires qui
33 pourraient représenter des opportunités d'amélioration énergétique. Le Distributeur procède
34 actuellement aux analyses de faisabilité.

Îles-de-la-Madeleine

1 En vue du raccordement au réseau intégré en 2025 pour la clientèle desservie par la
2 centrale de Cap-aux-Meules, le Distributeur prévoit, dans le cadre de cette transition, un
3 accompagnement adapté des clients résidentiels inscrits au PUEÉ. Quant à la clientèle
4 Affaires, le Distributeur procédera, en continu, à la mise en place d'interventions en efficacité
5 énergétique selon une approche sur mesure et adaptée à chaque client.

Schefferville et Basse-Côte-Nord

6 Au cours de l'année 2019, les programmes d'isolation des entretoits des habitations
7 résidentielles de Schefferville, de La Romaine et de l'île d'Anticosti n'ont pu être poursuivis
8 comme prévu en 2018. Les soumissions reçues dans le cadre des appels de propositions ne
9 permettaient pas au Distributeur de déployer les mesures de façon rentable.

6.1.3. Gestion de la demande en puissance (GDP)

10 Le Distributeur poursuivra ses campagnes de sensibilisation à l'hiver auprès de la clientèle
11 résidentielle, afin que cette dernière continue d'adopter les comportements écoénergétiques
12 par temps froid et plus spécifiquement durant les heures de pointe.

6.2. Conversion des réseaux autonomes

13 Le Distributeur a entrepris de convertir de façon partielle ou totale la production d'électricité
14 des réseaux autonomes vers des sources d'énergie plus propres.

15 Comme mentionné dans l'*État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026*,
16 le Distributeur a adapté sa stratégie de conversion des réseaux autonomes au contexte
17 d'affaires des différentes communautés qu'il dessert. Cette conversion vers des énergies
18 plus propres et moins chères pourra ainsi prendre différentes formes :

- 19 • entente de gré à gré avec les communautés ;
- 20 • partenariats avec les communautés ;
- 21 • raccordement au réseau principal d'Hydro-Québec ;
- 22 • production et stockage chez le client.

23 Dans tous les cas, le Distributeur s'assurera que les projets de conversion qu'il privilégiera
24 respecteront les quatre critères suivants :

- 25 • fiabilité d'alimentation ;
- 26 • acceptabilité sociale ;
- 27 • réduction des coûts pour le Distributeur ;
- 28 • réduction de l'empreinte environnementale.

29 Dans ce contexte, le Distributeur évaluera au moment opportun, le coût des différentes
30 alternatives d'alimentation spécifiques à chacun des réseaux.

1 Par ailleurs, afin de préparer ses installations à l'intégration d'énergie renouvelable, le
2 Distributeur a entrepris la modernisation des automatismes de ses centrales diesel et étudie
3 la possibilité d'ajouter des systèmes de stockage dans six réseaux autonomes.

Nunavik

4 Le Distributeur vise toujours à développer des projets d'énergie renouvelable en partenariat
5 avec des organisations inuites régionales (Les Énergies Tarquti, Fédération des
6 Coopératives du Nouveau-Québec et société Makivik) et locales (corporations foncières et
7 coopératives locales). Dans le modèle d'affaires envisagé, les organisations inuites
8 posséderaient et opéreraient des parcs de production d'énergie renouvelable et le
9 Distributeur achèterait l'électricité produite en vertu de contrats d'approvisionnement en
10 électricité. Or, le déploiement de cette stratégie s'avère plus long que prévu. Malgré ce retard
11 sur le calendrier de conversion, le Distributeur maintient cette approche partenariale, jugeant
12 qu'elle demeure la mieux adaptée au contexte d'affaires particulier du Nunavik.

Quaqtaq

13 Le projet pilote de production d'énergie solaire de 20,4 kW est en opération depuis l'hiver
14 2018 sur le site de la centrale thermique de Quaqtaq. Plusieurs milliers de litres de diesel ont
15 été économisés à la centrale depuis sa mise en service.

16 Un autre projet pilote incluant une batterie de 600 kWh est aussi en service depuis la fin de
17 l'année 2018. Il s'agit du premier système de stockage déployé dans un réseau autonome
18 d'Hydro-Québec.

19 Un troisième projet pilote a également été mis en service en septembre 2019, avec l'appui
20 de la Société d'habitation du Québec et de Transition énergétique Québec (TEQ). Ce projet
21 pilote consiste à l'installation de 24 kW de panneaux solaires sur les toits de quatre
22 résidences et de systèmes de stockage électrochimique dans les salles mécaniques de
23 celles-ci. Ces installations permettront notamment d'optimiser la consommation énergétique
24 des maisons réduisant ainsi la consommation de diesel à la centrale de Quaqtaq. Le projet
25 pilote vise ainsi deux objectifs précis : l'évaluation économique et la performance de ce type
26 de solution en réseau autonome.

27 Ces projets pilotes permettent l'acquisition de connaissances nécessaires à la conversion
28 des réseaux autonomes du Nunavik, notamment en permettant de comparer différentes
29 approches d'intégration et de combinaisons de sources d'énergie renouvelable.

Tasiujaq

30 Dans le contexte où la centrale actuelle est en fin de vie utile, il est prévu de construire une
31 nouvelle centrale au diesel intégrant de l'énergie solaire pour une mise en service en
32 décembre 2022.

33 Une intégration plus importante d'énergie renouvelable dans ce réseau pourrait se faire dans
34 un deuxième temps en partenariat avec les organisations inuites mentionnées
35 précédemment.

Inukjuak

1 Un contrat d'approvisionnement d'énergie hydroélectrique issue d'un projet de 7,25 MW a
2 été soumis à la Régie en juin 2019 pour approbation. Le début des livraisons est prévu en
3 décembre 2022.

Kuujjuarapik-Whapmagoostui

4 Un projet de production d'énergie éolienne a été soumis au Distributeur par un promoteur
5 issu des communautés crie et inuite. Le Distributeur en évalue actuellement les aspects
6 technico-économiques. Si cette évaluation est concluante, le Distributeur amorcera la
7 négociation d'un contrat d'approvisionnement en électricité.

Îles-de-la-Madeleine

8 Un contrat d'approvisionnement d'énergie éolienne pour un projet de 6,4 MW a été approuvé
9 par la Régie dans sa décision D-2018-148. Le début des livraisons est prévu à l'été 2020.

10 En parallèle, le Distributeur projette de raccorder les IDLM au réseau intégré d'Hydro-
11 Québec pour 2025 avec un câble sous-marin à partir de la Gaspésie. La centrale thermique
12 actuelle serait maintenue en réserve. Enfin, le Distributeur prévoit déployer un microréseau
13 intégrant des technologies innovantes pour la production, la gestion et le stockage d'énergie,
14 en concertation avec le milieu. À cet effet, le comité composé d'Hydro-Québec, de TEQ et de
15 la municipalité des IDLM est en discussion sur le concept et l'implantation du projet.

La Romaine

16 Le raccordement au réseau intégré du village de La Romaine, attendu pour 2021, est en
17 cours de réalisation.

Obedjiwan

18 Le Distributeur poursuit les échanges sur la faisabilité d'implanter une centrale de
19 cogénération à base de biomasse forestière pour la conversion du réseau d'Obedjiwan.

6.3. Moyens permettant d'assurer la fiabilité en puissance

20 Comme annoncé dans l'*État d'avancement 2018 du Plan 2017-2026*, deux moyens sont
21 envisagés afin d'assurer la fiabilité en puissance, soit l'ajout d'une batterie aux centrales au
22 diesel existantes et l'ajout ou le remplacement de groupes permanents au diesel.

23 Pour les batteries, le Distributeur poursuit l'évaluation de celle installée à Quaqtq. Il évalue
24 entre autres les contraintes du milieu arctique, l'impact sur l'entretien des groupes diesel
25 ainsi que le rendement global en carburant de la centrale diesel. Bien que l'évaluation se
26 poursuive, le Distributeur entrevoit que cette solution n'est peut-être pas celle qui permettra
27 d'assurer la fiabilité en puissance à moindre coût.

- 1 Dans les situations où l'ajout de moyens permanents permettant de combler le déficit en
- 2 puissance ne peut être déployé à brève échéance, le Distributeur déploie des groupes
- 3 électrogènes mobiles. Cinq d'entre eux sont actuellement déployés au Nunavik.

7. AUTRES INFORMATIONS RELATIVES AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT EN RÉSEAUX AUTONOMES

7.1. Écarts entre la production et les ventes

- 1 Le tableau 7.1 présente les écarts entre la production en énergie et les ventes pour l'année
2 2018.

TABLEAU 7.1 :
ÉCARTS ENTRE LA PRODUCTION ET LES VENTES - 2018

	Production (GWh)	Consommation des centrales, pertes et usage interne (GWh)	Ventes (GWh)	Écarts entre la production et les ventes (%)	Consommation des centrales (GWh)	Usage interne (GWh)	Pertes (GWh)
Iles-de-la-Madeleine							
Cap-aux-Meules	199,6	20,7	179,0	11,6%	13,5	0,3	6,9
L'Île-d'Entrée	1,0	0,2	0,8	31,2%	0,2	0,0	0,0
Sous-total	200,6	20,9	179,7	11,6%	13,7	0,3	6,9
Nunavik							
Akulivik	3,3	0,2	3,1	7,9%	0,2	0,0	0,1
Aupaluk	2,1	0,1	2,0	5,1%	0,1	0,0	0,0
Inukjuak	10,9	0,9	10,0	8,6%	0,3	0,0	0,6
Ivujivik	2,5	0,1	2,4	5,9%	0,2	0,0	0,0
Kangiqsualujuaq	5,0	0,4	4,5	9,6%	0,2	0,0	0,3
Kangiqsujuaq	5,1	0,2	4,8	5,1%	0,2	0,0	0,0
Kangirsuk	4,0	0,4	3,5	12,6%	0,1	0,0	0,3
Kuujuaq	20,6	1,1	19,5	5,8%	0,4	0,0	0,6
Kuujuarapik	12,1	0,7	11,3	6,4%	0,4	0,0	0,3
Puvirnituaq	12,7	0,3	12,4	2,6%	0,3	0,0	0,0
Quaqtaq	2,9	0,3	2,7	10,1%	0,1	0,0	0,1
Salluit	8,8	1,0	7,8	12,3%	0,3	0,0	0,6
Tasiujaq	2,8	0,4	2,5	14,9%	0,2	0,0	0,2
Umiujaq	3,3	0,3	3,1	8,8%	0,2	0,0	0,1
Sous-total :	96,2	6,5	89,6	7,3%	3,1	0,2	3,2
Basse-Côte-Nord							
Lac-Robertson	71,7	8,6	63,1	13,6%	1,7	0,4	6,5
La Romaine	14,9	1,0	13,9	7,2%	0,4	0,0	0,6
Port-Menier	4,6	0,5	4,1	11,5%	0,3	0,0	0,2
Sous-total :	91,2	10,1	81,1	12,4%	2,4	0,5	7,3
Schefferville	50,9	5,9	45,1	13,0%	1,5	0,0	4,4
Haute-Mauricie							
Clova	0,8	0,1	0,7	21,0%	0,0	0,0	0,1
Obedjiwan	14,1	0,9	13,2	6,7%	0,3	0,0	0,6
Sous-total :	14,9	1,0	13,9	7,4%	0,3	0,0	0,7
Réseaux autonomes	453,8	44,4	409,5	10,8%	20,92	1,03	22,41

- 3 Les tableaux pour les années 2016 et 2017 ont respectivement été présentés dans les États
4 d'avancement 2017 et 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026 du Distributeur.

7.2. Historique de la demande 2009-2018 par territoires et par réseaux

- 1 Au terme de l'année 2018, les réseaux autonomes comptaient 19 820 abonnements répartis
 2 sur cinq territoires, soit les Îles-de-la-Madeleine, le Nunavik, la Basse-Côte-Nord,
 3 Schefferville et la Haute-Mauricie. De ces abonnements, 16 939 étaient des abonnements
 4 résidentiels.
- 5 De 2009 à 2018, la clientèle des réseaux autonomes a crû d'environ 3 240 abonnements,
 6 dont plus de 75 % sont situés au Nunavik.
- 7 Quant à la production d'énergie, celle-ci est passée de 403 GWh à près de 454 GWh, soit
 8 une croissance annuelle moyenne de 1,3 %. En ce qui a trait à la somme des pointes
 9 annuelles pour tous les réseaux autonomes, celle-ci a connu une hausse de 1,2 % passant
 10 de 87 MW pour 2009-2010 à 97 MW pour 2018-2019.

TABLEAU 7.2 :
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – RÉSEAUX AUTONOMES

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre d'abonnements	16 581	16 831	17 266	17 668	18 055	18 225	18 539	19 166	19 553	19 820
<i>dont résidentiel</i>	13 997	14 233	14 644	15 024	15 367	15 510	15 819	16 213	16 598	16 939
Ventes (GWh)	355,46	342,22	361,78	365,86	375,68	387,37	398,77	399,02	395,88	409,48
<i>dont résidentiel</i>	196,33	186,01	198,50	200,87	213,88	213,29	217,90	216,68	212,94	223,59
Pertes, consommation des centrales et usage interne	47,88	47,36	51,20	45,82	48,89	49,79	46,95	42,34	39,98	44,36
Besoins en énergie (GWh)	403,34	389,59	412,98	411,68	424,57	437,15	445,72	441,35	435,86	453,84
En MW	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Besoins en puissance à la pointe	87,21	88,57	88,00	93,10	95,23	95,95	93,46	94,87	98,71	97,21
Puissance installée	160,81	160,81	162,50	163,89	163,73	164,82	169,92	169,92	170,15	170,76

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

TABLEAU 7.2-1 :
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – ÎLES-DE-LA-MADELEINE

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre d'abonnements	7 371	7 434	7 484	7 524	7 561	7 577	7 567	7 732	7 764	7 789
<i>dont résidentiel</i>	6 432	6 499	6 549	6 593	6 635	6 660	6 664	6 764	6 813	6 869
Ventes (GWh)	167,02	158,92	167,05	166,35	169,32	175,34	177,32	175,74	173,10	179,72
<i>dont résidentiel</i>	93,59	88,16	92,95	93,12	99,54	99,51	100,62	99,28	97,27	102,54
Pertes, consommation des centrales et usage interne	18,73	19,98	22,86	21,37	22,91	22,69	22,03	19,60	21,02	20,91
Besoins en énergie (GWh)	185,75	178,90	189,91	187,72	192,23	198,03	199,35	195,33	194,12	200,63
En MW	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Besoins en puissance à la pointe	39,21	39,76	38,88	42,06	41,94	41,64	40,98	41,63	45,30	42,95
Puissance installée	68,15	68,15	68,15	68,19	68,19	68,19	68,19	68,19	68,19	68,19

**TABLEAU 7.2-1-A :
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – CAP-AUX-MEULES**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre d'abonnements	7 272	7 333	7 383	7 425	7 463	7 480	7 472	7 632	7 662	7 688
<i>dont résidentiel</i>	6 353	6 421	6 471	6 516	6 558	6 584	6 588	6 685	6 732	6 789
Ventes (GWh)	166,17	158,12	166,19	165,54	168,53	174,49	176,48	175,01	172,37	178,96
<i>dont résidentiel</i>	92,94	87,57	92,30	92,53	98,89	98,86	99,98	98,73	96,72	101,97
Pertes, consommation des centrales et usage interne	18,52	19,81	22,65	21,16	22,69	22,47	21,82	19,40	20,83	20,67
Besoins en énergie (GWh)	184,68	177,93	188,84	186,70	191,22	196,97	198,31	194,41	193,20	199,63

En MW	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Besoins en puissance à la pointe	38,96	39,50	38,60	41,80	41,66	41,36	40,75	41,40	45,05	42,68
Puissance installée	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04

**TABLEAU 7.2-1-B :
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – L'ÎLE-D'ENTRÉE**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre d'abonnements	99	101	101	99	98	97	95	100	102	101
<i>dont résidentiel</i>	79	78	78	77	77	76	76	79	81	80
Ventes (GWh)	0,85	0,80	0,86	0,81	0,79	0,85	0,84	0,72	0,73	0,76
<i>dont résidentiel</i>	0,65	0,59	0,64	0,60	0,65	0,65	0,65	0,55	0,55	0,56
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,21	0,18	0,21	0,21	0,22	0,22	0,20	0,20	0,19	0,24
Besoins en énergie (GWh)	1,06	0,98	1,07	1,02	1,02	1,07	1,04	0,92	0,92	1,00

En MW	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Besoins en puissance à la pointe	0,25	0,26	0,28	0,26	0,28	0,28	0,23	0,23	0,25	0,27
Puissance installée	1,11	1,11	1,11	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15

**TABLEAU 7.2-2 :
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – NUNAVIK**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre d'abonnements	5 087	5 239	5 602	5 923	6 206	6 325	6 668	7 035	7 352	7 577
<i>dont résidentiel</i>	4 258	4 402	4 738	5 027	5 271	5 372	5 683	5 943	6 245	6 483
Ventes (GWh)	68,55	69,88	72,63	75,54	77,99	80,78	85,05	86,72	87,71	89,65
<i>dont résidentiel</i>	30,92	31,07	32,49	33,71	35,98	35,46	37,27	37,85	38,25	40,32
Pertes, consommation des centrales et usage interne	5,89	6,82	6,96	6,82	6,91	6,94	6,57	6,07	5,42	6,50
Besoins en énergie (GWh)	74,44	76,70	79,59	82,36	84,91	87,72	91,62	92,79	93,14	96,15

En MW	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Besoins en puissance à la pointe	14,13	14,74	15,02	15,46	15,97	16,87	16,58	17,03	17,80	17,98
Puissance installée	28,00	28,00	29,70	31,04	31,09	32,53	32,53	32,53	32,76	33,36

**TABLEAU 7.2-2-A :
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – AKULIVIK**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre d'abonnements	206	211	259	260	293	292	297	307	307	302
<i>dont résidentiel</i>	172	175	221	221	251	250	253	260	259	256
Ventes (GWh)	2,56	2,67	2,74	2,88	2,91	2,93	3,12	3,44	3,14	3,08
<i>dont résidentiel</i>	1,19	1,20	1,25	1,34	1,46	1,42	1,43	1,50	1,40	1,47
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,26	0,39	0,47	0,41	0,43	0,46	0,50	0,36	0,17	0,24
Besoins en énergie (GWh)	2,82	3,06	3,21	3,29	3,34	3,39	3,62	3,80	3,31	3,32

En MW	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Besoins en puissance à la pointe	0,56	0,64	0,65	0,65	0,67	0,69	0,74	0,69	0,76	0,72
Puissance installée	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02

TABLEAU 7.2-2-B :
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – AUPALUK

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre d'abonnements	100	99	116	125	137	138	139	145	140	142
<i>dont résidentiel</i>	66	66	81	87	99	99	99	100	98	98
Ventes (GWh)	1,16	1,20	1,31	1,40	1,54	1,66	1,64	1,81	1,89	2,00
<i>dont résidentiel</i>	0,43	0,45	0,51	0,56	0,61	0,61	0,62	0,63	0,61	0,68
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,08	0,11	0,11	0,19	0,20	0,13	0,15	0,09	0,11	0,10
Besoins en énergie (GWh)	1,25	1,31	1,42	1,58	1,74	1,79	1,80	1,90	2,00	2,10
En MW	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Besoins en puissance à la pointe	0,27	0,30	0,32	0,33	0,35	0,35	0,37	0,40	0,43	0,43
Puissance installée	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,85	0,85

TABLEAU 7.2-2-C :
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – INUKJUAQ

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre d'abonnements	592	615	656	659	729	735	772	794	809	869
<i>dont résidentiel</i>	530	551	586	590	656	655	680	691	707	765
Ventes (GWh)	7,73	7,77	8,33	8,70	8,61	8,85	9,66	9,47	9,76	10,02
<i>dont résidentiel</i>	3,91	3,93	4,18	4,38	4,45	4,41	4,76	4,72	4,88	4,99
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,62	0,58	0,66	0,48	0,65	0,89	0,72	0,77	0,55	0,86
Besoins en énergie (GWh)	8,35	8,35	9,00	9,18	9,25	9,74	10,38	10,24	10,31	10,88
En MW	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Besoins en puissance à la pointe	1,57	1,59	1,64	1,60	1,74	1,86	1,82	1,82	1,95	1,98
Puissance installée	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76

TABLEAU 7.2-2-D :
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – IVUJIVIK

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre d'abonnements	139	144	154	151	157	182	179	205	225	222
<i>dont résidentiel</i>	107	111	118	117	119	145	144	160	179	179
Ventes (GWh)	1,60	1,61	1,81	1,92	1,90	2,23	2,23	2,31	2,43	2,39
<i>dont résidentiel</i>	0,70	0,78	0,83	0,86	0,93	0,96	1,00	1,03	1,08	1,14
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,14	0,18	0,24	0,15	0,21	0,11	0,14	0,12	0,16	0,14
Besoins en énergie (GWh)	1,74	1,79	2,05	2,07	2,11	2,34	2,37	2,43	2,60	2,54
En MW	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Besoins en puissance à la pointe	0,36	0,38	0,44	0,39	0,46	0,48	0,46	0,47	0,53	0,49
Puissance installée	1,02	1,02	1,02	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98

TABLEAU 7.2-2-E :
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – KANGIQSUALUJUAQ

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre d'abonnements	272	285	289	312	315	321	317	330	369	375
<i>dont résidentiel</i>	232	245	247	269	271	275	272	277	311	316
Ventes (GWh)	3,78	3,80	3,96	4,09	4,10	4,17	4,16	4,09	4,65	4,54
<i>dont résidentiel</i>	1,90	1,85	1,86	1,93	2,00	1,98	1,89	1,82	1,91	1,93
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,34	0,31	0,34	0,31	0,33	0,30	0,42	0,59	0,45	0,43
Besoins en énergie (GWh)	4,12	4,11	4,30	4,40	4,44	4,47	4,58	4,68	5,09	4,97
En MW	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Besoins en puissance à la pointe	0,84	0,84	0,81	0,90	0,84	0,86	0,91	0,92	0,99	1,09
Puissance installée	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98

**TABLEAU 7.2-2-F :
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – KANGISUJUAQ**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre d'abonnements	243	250	271	278	277	282	363	398	433	461
<i>dont résidentiel</i>	194	204	224	230	235	234	313	334	369	393
Ventes (GWh)	3,35	3,58	3,72	3,61	3,88	3,86	4,53	4,61	4,58	4,84
<i>dont résidentiel</i>	1,47	1,67	1,77	1,78	1,97	1,75	2,03	2,09	2,10	2,26
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,30	0,33	0,31	0,40	0,36	0,65	0,36	0,21	0,33	0,24
Besoins en énergie (GWh)	3,66	3,91	4,04	4,01	4,24	4,51	4,89	4,81	4,92	5,08
En MW	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Besoins en puissance à la pointe	0,73	0,89	0,75	0,74	0,83	0,97	0,96	1,01	0,97	1,06
Puissance installée	1,52	1,52	1,52	1,52	1,57	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53

**TABLEAU 7.2-2-G :
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – KANGIRSUK**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre d'abonnements	251	252	264	267	270	269	289	298	299	295
<i>dont résidentiel</i>	207	207	217	218	218	218	235	241	240	239
Ventes (GWh)	3,06	3,20	3,24	3,18	3,32	3,17	3,38	3,45	3,40	3,52
<i>dont résidentiel</i>	1,31	1,26	1,36	1,35	1,41	1,40	1,41	1,44	1,41	1,47
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,20	0,18	0,17	0,20	0,17	0,18	0,17	0,15	0,30	0,44
Besoins en énergie (GWh)	3,26	3,38	3,41	3,38	3,49	3,35	3,56	3,59	3,70	3,96
En MW	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Besoins en puissance à la pointe	0,66	0,68	0,67	0,68	0,66	0,67	0,68	0,69	0,75	0,71
Puissance installée	1,36	1,36	1,36	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46

**TABLEAU 7.2-2-H :
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – KUJJUAQ**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre d'abonnements	1 265	1 280	1 406	1 514	1 529	1 532	1 591	1 650	1 720	1 747
<i>dont résidentiel</i>	1 098	1 113	1 227	1 325	1 329	1 331	1 387	1 438	1 499	1 544
Ventes (GWh)	16,13	16,05	16,39	17,24	17,97	18,72	19,51	19,71	19,48	19,48
<i>dont résidentiel</i>	7,03	6,82	7,24	7,46	7,87	7,79	8,09	8,44	8,53	8,78
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,95	1,48	0,95	1,16	1,02	0,90	0,81	0,62	0,69	1,12
Besoins en énergie (GWh)	17,07	17,53	17,34	18,40	18,99	19,62	20,31	20,33	20,17	20,60
En MW	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Besoins en puissance à la pointe	3,12	3,20	3,37	3,45	3,61	3,82	3,58	3,75	3,80	3,85
Puissance installée	4,56	4,56	6,25	6,25	6,25	6,01	6,01	6,01	6,01	6,01

**TABLEAU 7.2-2-I :
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – KUJJUARAPIK**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre d'abonnements	569	573	594	627	625	644	678	710	716	721
<i>dont résidentiel</i>	459	464	480	515	512	527	556	576	586	602
Ventes (GWh)	9,50	9,31	9,70	10,08	10,17	10,66	11,23	11,29	11,38	11,34
<i>dont résidentiel</i>	4,10	4,07	4,09	4,29	4,55	4,55	4,83	4,85	4,80	5,06
Pertes, consommation des centrales et usage interne	1,00	1,12	1,16	0,96	0,90	0,87	0,84	0,93	0,71	0,72
Besoins en énergie (GWh)	10,50	10,43	10,86	11,04	11,07	11,53	12,07	12,22	12,09	12,06
En MW	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Besoins en puissance à la pointe	1,81	1,94	1,87	2,01	2,00	2,14	2,03	2,17	2,25	2,14
Puissance installée	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41

TABLEAU 7.2-2-J :
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – PUVIRNITUQ

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre d'abonnements	611	660	680	748	813	849	917	944	974	1 028
<i>dont résidentiel</i>	523	574	595	657	716	751	815	838	866	912
Ventes (GWh)	8,08	8,42	8,68	9,16	9,76	10,11	10,61	11,20	11,47	12,41
<i>dont résidentiel</i>	3,56	3,60	3,71	3,87	4,23	4,21	4,57	4,54	4,53	5,03
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,65	0,80	1,06	1,08	1,00	0,98	0,86	0,87	0,34	0,32
Besoins en énergie (GWh)	8,72	9,22	9,74	10,24	10,77	11,09	11,47	12,07	11,81	12,73
En MW	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Besoins en puissance à la pointe	1,64	1,67	1,75	1,85	1,88	1,99	2,02	2,04	2,18	2,30
Puissance installée	2,87	2,87	2,87	4,15	4,15	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75

TABLEAU 7.2-2-K :
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – QUAQTAQ

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre d'abonnements	141	144	149	171	173	172	200	215	214	228
<i>dont résidentiel</i>	106	106	111	131	131	130	160	170	169	183
Ventes (GWh)	1,94	2,19	2,15	2,23	2,31	2,45	2,75	2,71	2,60	2,67
<i>dont résidentiel</i>	0,75	0,82	0,83	0,86	0,98	0,99	1,04	1,08	1,05	1,10
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,16	0,14	0,19	0,20	0,21	0,19	0,20	0,15	0,19	0,27
Besoins en énergie (GWh)	2,10	2,33	2,34	2,42	2,52	2,64	2,94	2,86	2,78	2,94
En MW	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Besoins en puissance à la pointe	0,46	0,42	0,46	0,51	0,50	0,54	0,57	0,55	0,53	0,57
Puissance installée	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09

TABLEAU 7.2-2-L :
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – SALLUIT

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre d'abonnements	432	437	462	468	528	548	564	625	672	706
<i>dont résidentiel</i>	367	371	398	400	452	470	482	532	580	608
Ventes (GWh)	5,85	5,82	6,25	6,48	6,95	7,12	7,28	7,62	7,65	7,82
<i>dont résidentiel</i>	3,01	3,02	3,23	3,23	3,55	3,43	3,62	3,68	3,76	4,07
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,63	0,76	0,78	0,87	0,84	0,80	0,85	0,71	0,80	0,96
Besoins en énergie (GWh)	6,48	6,58	7,03	7,35	7,79	7,92	8,13	8,33	8,45	8,79
En MW	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Besoins en puissance à la pointe	1,23	1,27	1,36	1,36	1,41	1,48	1,43	1,47	1,53	1,50
Puissance installée	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88

TABLEAU 7.2-2-M :
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – TASIUAQ

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre d'abonnements	116	116	131	140	156	159	159	168	191	196
<i>dont résidentiel</i>	84	84	98	105	120	121	121	130	151	155
Ventes (GWh)	1,85	2,11	1,99	2,10	2,06	2,22	2,26	2,22	2,36	2,48
<i>dont résidentiel</i>	0,62	0,62	0,66	0,74	0,82	0,81	0,82	0,85	0,87	0,91
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,31	0,20	0,27	0,22	0,31	0,26	0,32	0,29	0,36	0,37
Besoins en énergie (GWh)	2,16	2,31	2,26	2,32	2,36	2,48	2,58	2,51	2,72	2,85
En MW	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Besoins en puissance à la pointe	0,45	0,42	0,44	0,48	0,46	0,50	0,45	0,48	0,51	0,53
Puissance installée	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85

TABLEAU 7.2-2-N :
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – UMIUJAQ

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre d'abonnements	150	173	171	203	204	202	203	246	283	285
<i>dont résidentiel</i>	113	131	135	162	162	166	166	196	231	233
Ventes (GWh)	1,96	2,14	2,35	2,48	2,50	2,62	2,69	2,80	2,91	3,06
<i>dont résidentiel</i>	0,92	0,98	0,97	1,04	1,16	1,16	1,14	1,17	1,32	1,42
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,26	0,25	0,25	0,19	0,29	0,20	0,23	0,21	0,27	0,27
Besoins en énergie (GWh)	2,22	2,40	2,59	2,67	2,78	2,83	2,91	3,01	3,18	3,33
En MW	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Besoins en puissance à la pointe	0,44	0,50	0,50	0,53	0,57	0,54	0,56	0,60	0,62	0,62
Puissance installée	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,21	1,82

TABLEAU 7.2-3 :
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – BASSE-CÔTE-NORD

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre d'abonnements	2 849	2 871	2 867	2 868	2 878	2 889	2 878	2 945	2 960	2 958
<i>dont résidentiel</i>	2 293	2 304	2 306	2 314	2 322	2 332	2 328	2 363	2 371	2 376
Ventes (GWh)	77,42	72,34	77,09	77,04	78,25	79,92	81,07	81,32	78,97	81,13
<i>dont résidentiel</i>	49,82	45,56	49,20	48,82	51,45	51,44	51,89	52,08	50,24	51,45
Pertes, consommation des centrales et usage interne	12,17	11,11	10,68	9,33	10,42	10,77	10,67	10,78	8,33	10,06
Besoins en énergie (GWh)	89,59	83,45	87,77	86,36	88,66	90,69	91,74	92,10	87,29	91,20
En MW	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Besoins en puissance à la pointe	21,06	21,37	21,44	21,94	23,59	23,33	22,04	21,84	21,29	21,02
Puissance installée	42,22	42,22	42,22	42,22	42,02	41,67	41,67	41,67	41,67	41,67

TABLEAU 7.2-3-A :
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – LAC ROBERTSON

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre d'abonnements	2 277	2 296	2 292	2 291	2 295	2 297	2 287	2 333	2 331	2 329
<i>dont résidentiel</i>	1 825	1 833	1 828	1 833	1 836	1 838	1 833	1 860	1 855	1 858
Ventes (GWh)	60,83	56,90	60,90	60,92	61,70	62,78	63,60	63,83	61,76	63,09
<i>dont résidentiel</i>	39,06	35,78	38,73	38,36	40,38	40,37	40,63	40,88	39,27	39,95
Pertes, consommation des centrales et usage interne	10,99	10,11	9,44	8,18	8,91	9,26	9,40	9,45	7,02	8,59
Besoins en énergie (GWh)	71,81	67,01	70,34	69,10	70,62	72,04	73,00	73,28	68,79	71,68
En MW	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Besoins en puissance à la pointe	16,70	17,21	17,27	17,59	18,89	18,80	17,54	17,32	16,76	16,23
Puissance installée	33,71	33,71	33,71	33,71	33,50	33,10	33,10	33,10	33,10	33,10

TABLEAU 7.2-3-B :
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – LA ROMAINE

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre d'abonnements	371	370	371	373	377	383	383	398	415	417
<i>dont résidentiel</i>	323	322	325	327	331	337	338	348	361	363
Ventes (GWh)	12,50	11,57	12,36	12,35	12,64	13,07	13,25	13,21	13,11	13,95
<i>dont résidentiel</i>	8,76	7,93	8,51	8,48	9,01	9,01	9,16	9,12	8,99	9,46
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,79	0,63	0,88	0,75	1,00	0,97	0,89	0,95	0,90	1,00
Besoins en énergie (GWh)	13,29	12,20	13,24	13,10	13,64	14,04	14,13	14,16	14,01	14,95
En MW	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Besoins en puissance à la pointe	3,32	3,18	3,18	3,23	3,59	3,38	3,39	3,39	3,38	3,68
Puissance installée	5,67	5,67	5,67	5,67	5,67	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72

**TABLEAU 7.2-3-C :
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – PORT-MENIER**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre d'abonnements	201	205	204	204	206	209	208	214	214	212
<i>dont résidentiel</i>	145	149	153	154	155	157	157	155	155	155
Ventes (GWh)	4,09	3,87	3,83	3,77	3,90	4,07	4,23	4,28	4,10	4,09
<i>dont résidentiel</i>	2,00	1,85	1,95	1,97	2,07	2,06	2,11	2,08	1,98	2,04
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,40	0,36	0,36	0,39	0,51	0,54	0,38	0,38	0,40	0,47
Besoins en énergie (GWh)	4,49	4,23	4,18	4,16	4,41	4,61	4,61	4,66	4,50	4,57
En MW	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Besoins en puissance à la pointe	1,04	0,97	0,99	1,12	1,11	1,14	1,11	1,13	1,15	1,11
Puissance installée	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85

**TABLEAU 7.2-4 :
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – SCHEFFERVILLE**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre d'abonnements	720	725	747	779	832	857	865	858	867	863
<i>dont résidentiel</i>	542	548	563	589	634	642	648	631	640	649
Ventes (GWh)	31,04	29,15	33,36	36,19	37,62	38,86	42,87	42,45	43,01	45,08
<i>dont résidentiel</i>	16,92	16,14	18,71	19,92	21,31	21,29	22,53	21,87	21,34	22,72
Pertes, consommation des centrales et usage interne	10,18	8,60	9,81	7,22	7,73	8,36	6,00	4,45	4,17	5,86
Besoins en énergie (GWh)	41,21	37,75	43,17	43,41	45,34	47,22	48,87	46,90	47,18	50,94
En MW	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Besoins en puissance à la pointe	9,60	9,60	9,50	10,40	10,52	10,78	10,50	10,90	10,80	11,70
Puissance installée	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	22,10	22,10	22,10	22,10

**TABLEAU 7.2-5 :
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – HAUTE-MAURICIE**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre d'abonnements	554	562	566	574	578	577	561	596	610	633
<i>dont résidentiel</i>	472	480	488	501	505	504	496	512	529	562
Ventes (GWh)	11,44	11,94	11,65	10,76	12,50	12,47	12,46	12,79	13,09	13,90
<i>dont résidentiel</i>	5,09	5,07	5,16	5,30	5,60	5,60	5,59	5,60	5,84	6,57
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,91	0,85	0,89	1,08	0,93	1,02	1,68	1,43	1,04	1,03
Besoins en énergie (GWh)	12,34	12,79	12,53	11,84	13,43	13,49	14,13	14,23	14,13	14,92
En MW	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Besoins en puissance à la pointe	3,22	3,10	3,16	3,24	3,22	3,34	3,36	3,46	3,53	3,56
Puissance installée	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43

**TABLEAU 7.2-5-A :
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – CLOVA**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre d'abonnements	57	57	60	60	60	59	58	57	58	59
<i>dont résidentiel</i>	36	36	40	40	40	39	38	38	45	45
Ventes (GWh)	0,78	0,68	0,70	0,67	0,65	0,72	0,69	0,62	0,70	0,68
<i>dont résidentiel</i>	0,46	0,45	0,43	0,41	0,43	0,43	0,44	0,39	0,44	0,44
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,05	0,08	0,11	0,07	0,13	0,10	0,11	0,16	0,11	0,14
Besoins en énergie (GWh)	0,83	0,76	0,80	0,74	0,78	0,81	0,80	0,78	0,81	0,82
En MW	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Besoins en puissance à la pointe	0,19	0,24	0,22	0,23	0,21	0,22	0,19	0,19	0,21	0,23
Puissance installée	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53

**TABLEAU 7.2-5-B :
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – OBEDJIWAN**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre d'abonnements	497	505	506	514	518	518	503	539	552	574
<i>dont résidentiel</i>	436	444	448	461	465	465	458	474	484	517
Ventes (GWh)	10,66	11,26	10,95	10,09	11,85	11,75	11,77	12,17	12,39	13,22
<i>dont résidentiel</i>	4,62	4,62	4,73	4,89	5,17	5,17	5,15	5,21	5,40	6,13
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,86	0,77	0,78	1,01	0,80	0,92	1,57	1,27	0,93	0,88
Besoins en énergie (GWh)	11,52	12,03	11,73	11,09	12,65	12,67	13,33	13,44	13,32	14,10
En MW	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Besoins en puissance à la pointe	3,03	2,86	2,94	3,01	3,01	3,12	3,16	3,27	3,31	3,33
Puissance installée	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90

7.3. Prédiction de la demande 2019-2029 par territoires et par réseaux

TABLEAU 7.3 :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – RÉSEAUX AUTONOMES

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019- 2029
Nombre d'abonnements résidentiels	17 255	17 557	17 847	17 748	18 023	18 289	18 550	11 851	12 100	12 345	12 587	-3,1%
Ventes (GWh)	408,26	415,95	420,93	412,11	434,76	441,87	445,93	258,36	261,63	265,79	267,98	-4,1%
<i>dont résidentiel</i>	221,18	225,77	229,00	223,28	244,39	249,57	252,81	143,25	145,59	148,46	150,18	-3,8%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	47,01	47,79	48,23	47,95	49,91	50,72	51,08	28,17	28,48	28,89	29,07	
Besoins en énergie (GWh)	455,27	463,74	469,16	460,06	484,66	492,59	497,01	286,53	290,11	294,68	297,05	-4,2%
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	100,96	102,73	100,58	106,65	108,22	109,78	62,81	63,56	64,31	65,06		-4,8%

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Utilisation efficace de l'énergie :											
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	258,37	263,04	266,17	269,34	254,22	257,85	260,02	232,28	237,23	242,88	246,87
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	70,14	71,06	71,73	67,83	68,46	69,27	59,56	60,88	62,16	63,64	

Note : les valeurs présentées prennent en compte les raccordements au réseau intégré pour les clients alimentés par les centrales de Cap-aux-Meules et de la Romaine.

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

1 Sans tenir compte du raccordement au réseau intégré pour les clients approvisionnés par la
2 centrale de Cap-aux-Meules, le nombre d'abonnements résidentiels pour le territoire des
3 IDLM en 2029 est estimé à 7 031, soit un accroissement annuel moyen de 0,2 %.

4 De 2019 à 2025, soit la période précédant le raccordement prévu vers la fin 2025, les
5 demandes en énergie et en puissance devraient croître respectivement de 1,3 % et 1,8 %.
6 La croissance de la pointe supérieure à celle de la demande en énergie s'explique entre
7 autres par la conversion graduelle des systèmes de chauffage au mazout arrivés en fin de
8 vie utile vers des systèmes de chauffage électriques.

TABLEAU 7.3-1 :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – ÎLES-DE-LA-MADELEINE

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019- 2029
Nombre d'abonnements résidentiels	6 920	6 958	6 984	7 004	7 020	7 029	7 035	83	83	83	83	-35,8%
Ventes (GWh)	177,91	180,90	182,89	185,26	187,51	190,21	191,66	0,74	0,74	0,74	0,74	-42,2%
<i>dont résidentiel</i>	100,88	103,20	104,93	106,95	108,90	111,14	112,49	0,56	0,56	0,56	0,56	-40,5%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	21,78	22,14	22,38	22,67	22,95	23,27	23,45	0,22	0,22	0,22	0,22	
Besoins en énergie (GWh)	199,69	203,04	205,27	207,93	210,46	213,48	215,11	0,96	0,96	0,96	0,96	-41,4%
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	43,96	44,87	45,70	46,50	47,25	47,99	0,25	0,25	0,25	0,25		-43,6%

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Utilisation efficace de l'énergie :											
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	46,53	44,77	42,43	40,08	37,74	35,40	33,06	0,26	0,26	0,27	0,26
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	14,71	13,96	13,21	12,46	11,71	10,96	0,08	0,08	0,08	0,08	

Note : les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de Cap-aux-Meules.

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

**TABLEAU 7.3-1-A :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – CAP-AUX-MEULES**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019- 2029
Nombre d'abonnements résidentiels	6 838	6 877	6 902	6 922	6 938	6 947	6 952					
Ventes (GWh)	177,17	180,16	182,15	184,52	186,77	189,47	190,92					
<i>dont résidentiel</i>	100,32	102,64	104,38	106,39	108,34	110,57	111,93					
Pertes, consommation des centrales et usage interne	21,56	21,92	22,17	22,45	22,73	23,06	23,23					
Besoins en énergie (GWh)	198,73	202,08	204,31	206,97	209,50	212,53	214,15					
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	43,71	44,62	45,45	46,25	47,00	47,74						
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	46,26	44,51	42,16	39,82	37,48	35,14	32,79					
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	14,63	13,88	13,13	12,38	11,63	10,88						

Note : Les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de Cap-aux-Meules.

**TABLEAU 7.3-1-B :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – L'ÎLE-D'ENTRÉE**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029
Nombre d'abonnements résidentiels	82	82	82	82	82	82	82	83	83	83	83	0,1%
Ventes (GWh)	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,0%
<i>dont résidentiel</i>	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,0%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	
Besoins en énergie (GWh)	0,96	0,96	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,0%
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,1%
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,27	0,26	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08		

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

- 1 Le Nunavik représente le territoire des réseaux autonomes avec le plus fort potentiel de
- 2 croissance. En effet, un total de 9 032 abonnés résidentiels est prévu en 2029 par rapport à
- 3 6 719 en 2019, soit une croissance annuelle moyenne de 3,0 %.
- 4 Les demandes en énergie et en puissance pour la même période devraient s'établir
- 5 respectivement à près de 145 GWh et 28 MW, pour des croissances respectives de 3,9 % et
- 6 4,6 %. Ces taux de croissance, qui sont supérieurs à celui des abonnements, s'expliquent
- 7 notamment par la conversion électrique de la clientèle résidentielle d'Inukjuak à la suite de la
- 8 mise en service de la centrale hydroélectrique qui alimentera ce réseau.

**TABLEAU 7.3-2 :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – NUNAVIK**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019- 2029
Nombre d'abonnements résidentiels	6 719	6 955	7 191	7 427	7 663	7 898	8 131	8 361	8 588	8 812	9 032	3,0%
Ventes (GWh)	91,56	94,50	96,91	98,93	118,46	121,54	123,83	126,39	128,90	131,79	133,79	3,9%
<i>dont résidentiel</i>	40,50	41,69	42,79	44,10	62,70	64,80	66,45	68,32	70,18	72,26	73,83	6,2%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	7,37	7,55	7,68	8,00	9,54	9,80	9,97	10,19	10,40	10,63	10,79	
Besoins en énergie (GWh)	98,93	102,05	104,59	106,93	127,99	131,34	133,80	136,58	139,29	142,42	144,59	3,9%
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	18,75	19,29	19,75	24,76	25,34	25,93	26,47	27,01	27,55	28,09		4,6%
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	198,91	205,07	210,38	215,68	202,70	208,42	212,75	217,59	222,31	227,68	231,47	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	51,19	52,78	54,14	50,91	52,24	53,71	54,82	56,06	57,27	58,65		

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

**TABLEAU 7.3-2-A :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – AKULIVIK**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029
Nombre d'abonnements résidentiels	266	277	287	297	307	318	328	338	348	357	366	3,2%
Ventes (GWh)	3,13	3,21	3,28	3,37	3,45	3,56	3,63	3,72	3,81	3,91	3,98	2,4%
<i>dont résidentiel</i>	1,45	1,49	1,53	1,58	1,64	1,70	1,74	1,80	1,85	1,90	1,94	3,0%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,25	0,26	0,26	0,27	0,28	0,29	0,29	0,30	0,31	0,31	0,32	
Besoins en énergie (GWh)	3,38	3,46	3,54	3,64	3,73	3,84	3,93	4,02	4,11	4,22	4,30	2,4%
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	0,73	0,75	0,77	0,78	0,80	0,82	0,84	0,86	0,88	0,89		2,3%
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	6,95	7,14	7,32	7,54	7,76	8,02	8,21	8,43	8,65	8,89	9,06	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	1,77	1,82	1,86	1,92	1,98	2,04	2,09	2,15	2,20	2,26		

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

**TABLEAU 7.3-2-B :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – AUPALUK**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029
Nombre d'abonnements résidentiels	102	106	109	113	117	121	124	128	131	135	138	3,1%
Ventes (GWh)	2,28	2,56	2,83	2,87	2,93	2,99	3,04	3,09	3,13	3,19	3,22	3,5%
<i>dont résidentiel</i>	0,71	0,73	0,75	0,78	0,80	0,83	0,85	0,87	0,90	0,92	0,94	2,8%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,16	0,19	0,18	0,23	0,23	0,24	0,24	0,24	0,25	0,25	0,26	
Besoins en énergie (GWh)	2,45	2,75	3,01	3,10	3,16	3,23	3,28	3,33	3,38	3,44	3,48	3,6%
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	0,51	0,57	0,60	0,61	0,62	0,63	0,64	0,65	0,66	0,67		3,1%
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	4,30	4,66	5,03	5,14	5,26	5,40	5,50	5,61	5,72	5,84	5,92	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	1,12	1,22	1,32	1,34	1,38	1,41	1,44	1,47	1,50	1,53		

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

TABLEAU 7.3-2-C :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – INUKJUAQ

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019- 2029
Nombre d'abonnements résidentiels	793	820	848	875	903	930	958	985	1 013	1 041	1 068	3,0%
Ventes (GWh)	9,89	10,33	10,62	10,77	28,39	29,30	30,03	30,77	31,50	32,34	32,96	12,8%
<i>dont résidentiel</i>	4,92	5,05	5,17	5,32	22,73	23,49	24,09	24,78	25,47	26,26	26,86	18,5%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,92	0,84	0,86	0,94	2,33	2,42	2,47	2,54	2,60	2,67	2,73	
Besoins en énergie (GWh)	10,81	11,17	11,48	11,71	30,72	31,72	32,49	33,31	34,10	35,01	35,69	12,7%
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	2,01	2,08	2,12	6,77	6,97	7,19	7,36	7,55	7,73	7,94		16,5%
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	22,72	23,54	24,16	24,68	6,81	6,99	7,14	7,20	7,25	7,31	7,33	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	5,78	5,99	6,15	1,69	1,76	1,80	1,84	1,86	1,87	1,89		

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

TABLEAU 7.3-2-D :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – IVUJIVIK

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029
Nombre d'abonnements résidentiels	186	192	199	205	212	218	225	231	237	243	249	3,0%
Ventes (GWh)	2,64	2,72	2,79	2,86	2,93	3,01	3,07	3,14	3,21	3,28	3,34	2,4%
<i>dont résidentiel</i>	1,19	1,23	1,25	1,29	1,33	1,37	1,41	1,45	1,48	1,53	1,56	2,7%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,13	0,19	0,20	0,20	0,21	0,21	0,22	0,22	0,23	0,23	0,24	
Besoins en énergie (GWh)	2,77	2,91	2,98	3,06	3,14	3,22	3,29	3,36	3,44	3,52	3,57	2,6%
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	0,55	0,57	0,58	0,60	0,61	0,63	0,64	0,66	0,67	0,68		2,4%
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	5,75	5,91	6,06	6,22	6,39	6,58	6,73	6,90	7,06	7,24	7,37	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	1,48	1,52	1,56	1,60	1,65	1,70	1,73	1,78	1,82	1,86		

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

TABLEAU 7.3-2-E :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – KANGIQSUALUJUAQ

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029
Nombre d'abonnements résidentiels	325	335	344	354	363	372	382	391	400	410	419	2,6%
Ventes (GWh)	4,58	4,69	4,78	4,90	5,02	5,15	5,25	5,37	5,48	5,61	5,71	2,2%
<i>dont résidentiel</i>	1,96	2,00	2,05	2,10	2,15	2,21	2,26	2,32	2,37	2,43	2,48	2,3%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,47	0,47	0,47	0,49	0,50	0,51	0,52	0,53	0,54	0,56	0,57	
Besoins en énergie (GWh)	5,06	5,15	5,26	5,38	5,51	5,66	5,77	5,90	6,03	6,17	6,27	2,2%
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	1,06	1,08	1,11	1,13	1,15	1,18	1,20	1,23	1,25	1,28		2,1%
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	10,00	10,22	10,43	10,69	10,95	11,25	11,48	11,75	12,01	12,31	12,52	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	2,61	2,66	2,72	2,79	2,86	2,93	2,99	3,06	3,13	3,21		

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

TABLEAU 7.3-2-F :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – KANGISUJUAQ

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029
Nombre d'abonnements résidentiels	406	419	432	445	458	471	484	496	508	520	532	2,7%
Ventes (GWh)	5,14	5,26	5,35	5,45	5,56	5,68	5,77	5,87	5,97	6,08	6,16	1,8%
<i>dont résidentiel</i>	2,42	2,48	2,53	2,60	2,67	2,75	2,82	2,89	2,96	3,04	3,10	2,5%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,32	0,36	0,37	0,38	0,38	0,39	0,40	0,40	0,41	0,42	0,43	
Besoins en énergie (GWh)	5,45	5,62	5,72	5,83	5,94	6,07	6,17	6,27	6,38	6,50	6,58	1,9%
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	1,08	1,10	1,11	1,13	1,15	1,17	1,19	1,21	1,23	1,25		1,6%
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	11,37	11,64	11,86	12,13	12,42	12,74	12,98	13,26	13,53	13,84	14,06	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	2,93	3,00	3,05	3,12	3,20	3,28	3,34	3,41	3,48	3,56		

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

TABLEAU 7.3-2-G :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – KANGIRSUK

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029
Nombre d'abonnements résidentiels	245	252	258	264	270	277	283	289	295	301	307	2,3%
Ventes (GWh)	3,53	3,59	3,64	3,69	3,73	3,79	3,82	3,87	3,91	3,97	4,00	1,3%
<i>dont résidentiel</i>	1,48	1,52	1,54	1,58	1,61	1,66	1,69	1,72	1,76	1,80	1,83	2,1%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,25	0,25	0,26	0,26	0,26	0,27	0,27	0,27	0,28	0,28	0,28	
Besoins en énergie (GWh)	3,78	3,84	3,89	3,95	4,00	4,06	4,09	4,14	4,19	4,25	4,28	1,2%
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	0,74	0,75	0,76	0,77	0,78	0,79	0,80	0,81	0,82	0,83		1,2%
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	7,42	7,58	7,69	7,83	7,96	8,12	8,23	8,36	8,49	8,64	8,74	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	1,94	1,98	2,01	2,04	2,08	2,12	2,14	2,18	2,21	2,25		

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

TABLEAU 7.3-2-H :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – KUUIJUAQ

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029
Nombre d'abonnements résidentiels	1 598	1 652	1 706	1 760	1 814	1 868	1 920	1 972	2 022	2 072	2 120	2,9%
Ventes (GWh)	19,84	20,29	20,69	21,17	21,67	22,26	22,70	23,20	23,69	24,25	24,65	2,2%
<i>dont résidentiel</i>	8,73	8,99	9,23	9,52	9,81	10,14	10,40	10,68	10,96	11,28	11,50	2,8%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	1,00	1,01	1,02	1,05	1,07	1,10	1,12	1,15	1,17	1,20	1,22	
Besoins en énergie (GWh)	20,84	21,30	21,71	22,22	22,74	23,36	23,82	24,34	24,86	25,45	25,87	2,2%
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	3,96	4,05	4,14	4,23	4,33	4,43	4,53	4,62	4,72	4,81		2,2%
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	41,76	42,82	43,79	44,97	46,18	47,57	48,62	49,81	50,98	52,30	53,25	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	10,89	11,16	11,42	11,72	12,04	12,40	12,67	12,98	13,29	13,63		

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

TABLEAU 7.3-2-I :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – KUUJUARAPIK

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029
Nombre d'abonnements résidentiels	619	637	654	671	689	706	723	740	756	772	788	2,4%
Ventes (GWh)	11,63	11,99	12,28	12,43	12,59	12,78	12,89	13,03	13,17	13,35	13,43	1,4%
<i>dont résidentiel</i>	5,08	5,21	5,31	5,43	5,56	5,71	5,82	5,95	6,07	6,22	6,32	2,2%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,94	1,00	1,01	1,05	1,06	1,08	1,09	1,10	1,11	1,13	1,14	
Besoins en énergie (GWh)	12,58	13,00	13,28	13,48	13,65	13,86	13,98	14,13	14,28	14,47	14,57	1,5%
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	2,28	2,34	2,39	2,42	2,45	2,48	2,50	2,53	2,56	2,58		1,4%
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	25,16	25,88	26,44	26,90	27,36	27,92	28,28	28,73	29,17	29,70	30,03	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	6,41	6,59	6,73	6,85	6,97	7,11	7,20	7,31	7,42	7,56		

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

TABLEAU 7.3-2-J :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – PUVIRITUQ

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029
Nombre d'abonnements résidentiels	956	999	1 043	1 086	1 130	1 173	1 217	1 260	1 303	1 345	1 386	3,8%
Ventes (GWh)	12,22	12,68	13,05	13,44	13,81	14,21	14,51	14,84	15,17	15,53	15,78	2,6%
<i>dont résidentiel</i>	4,89	5,10	5,29	5,51	5,73	5,96	6,16	6,38	6,60	6,84	7,02	3,7%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	1,04	1,01	1,04	1,07	1,10	1,14	1,16	1,19	1,21	1,24	1,27	
Besoins en énergie (GWh)	13,26	13,69	14,09	14,51	14,91	15,34	15,67	16,03	16,38	16,77	17,04	2,5%
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	2,37	2,45	2,52	2,60	2,67	2,73	2,80	2,86	2,92	2,98		2,6%
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	25,43	26,46	27,33	28,27	29,19	30,19	30,99	31,88	32,74	33,70	34,41	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	6,48	6,74	6,96	7,20	7,43	7,69	7,89	8,12	8,34	8,58		

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

TABLEAU 7.3-2-K :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – QUAQTAQ

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029
Nombre d'abonnements résidentiels	191	199	207	216	224	232	240	248	256	264	272	3,6%
Ventes (GWh)	2,79	2,87	2,94	3,01	3,08	3,17	3,23	3,30	3,38	3,46	3,52	2,3%
<i>dont résidentiel</i>	1,13	1,17	1,21	1,25	1,30	1,35	1,40	1,45	1,50	1,55	1,60	3,6%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,23	0,25	0,25	0,26	0,26	0,27	0,28	0,28	0,29	0,30	0,30	
Besoins en énergie (GWh)	3,02	3,12	3,19	3,27	3,35	3,44	3,51	3,58	3,66	3,76	3,82	2,4%
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	0,58	0,60	0,61	0,63	0,64	0,66	0,67	0,69	0,70	0,72		2,3%
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	5,86	6,05	6,21	6,40	6,60	6,82	6,99	7,19	7,39	7,61	7,78	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	1,51	1,56	1,60	1,65	1,70	1,76	1,80	1,85	1,90	1,96		

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

**TABLEAU 7.3-2-L :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – SALLUIT**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029
Nombre d'abonnements résidentiels	629	650	671	692	714	735	756	777	798	818	839	2,9%
Ventes (GWh)	8,13	8,42	8,67	8,83	9,02	9,23	9,38	9,55	9,73	9,92	10,06	2,2%
<i>dont résidentiel</i>	4,16	4,28	4,39	4,52	4,66	4,82	4,94	5,08	5,22	5,37	5,49	2,8%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,97	1,03	1,05	1,09	1,11	1,14	1,15	1,18	1,20	1,22	1,24	
Besoins en énergie (GWh)	9,10	9,45	9,72	9,93	10,13	10,36	10,53	10,73	10,92	11,15	11,30	2,2%
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	1,66	1,71	1,76	1,79	1,83	1,86	1,90	1,93	1,97	2,00		2,1%
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	19,65	20,27	20,84	21,35	21,89	22,51	22,98	23,52	24,05	24,65	25,08	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	5,06	5,22	5,36	5,49	5,63	5,79	5,91	6,05	6,19	6,34		

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

**TABLEAU 7.3-2-M :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – TASIUAJQ**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029
Nombre d'abonnements résidentiels	161	167	173	179	185	191	197	203	208	214	219	3,1%
Ventes (GWh)	2,51	2,56	2,60	2,65	2,70	2,76	2,80	2,84	2,89	2,94	2,98	1,7%
<i>dont résidentiel</i>	0,93	0,96	0,99	1,03	1,06	1,10	1,13	1,16	1,19	1,23	1,25	3,0%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,38	0,37	0,37	0,38	0,39	0,39	0,40	0,41	0,41	0,42	0,43	
Besoins en énergie (GWh)	2,89	2,93	2,97	3,03	3,09	3,15	3,20	3,25	3,30	3,37	3,41	1,7%
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	0,54	0,55	0,56	0,57	0,58	0,59	0,60	0,61	0,62	0,63		1,8%
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	5,35	5,50	5,62	5,76	5,90	6,06	6,18	6,31	6,44	6,59	6,70	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	1,40	1,44	1,47	1,50	1,54	1,58	1,61	1,65	1,68	1,72		

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

**TABLEAU 7.3-2-N :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – UMIUAJQ**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029
Nombre d'abonnements résidentiels	242	251	260	269	278	287	296	304	313	321	329	3,1%
Ventes (GWh)	3,25	3,34	3,41	3,49	3,57	3,66	3,73	3,80	3,87	3,96	4,01	2,1%
<i>dont résidentiel</i>	1,45	1,49	1,54	1,59	1,64	1,70	1,75	1,80	1,84	1,90	1,94	3,0%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,29	0,32	0,33	0,34	0,35	0,35	0,36	0,37	0,38	0,38	0,39	
Besoins en énergie (GWh)	3,54	3,66	3,74	3,83	3,92	4,02	4,09	4,17	4,25	4,34	4,40	2,2%
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	0,68	0,70	0,72	0,74	0,75	0,77	0,78	0,80	0,82	0,83		2,2%
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	7,19	7,40	7,59	7,81	8,02	8,26	8,44	8,65	8,84	9,07	9,23	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	1,83	1,88	1,93	1,99	2,04	2,10	2,15	2,20	2,25	2,31		

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

- 1 Sans les variations associées au raccordement du réseau de la Romaine au réseau intégré,
- 2 le nombre d'abonnés résidentiels du territoire de la Basse-Côte-Nord est estimé à 2 467 en
- 3 2029, soit une hausse annuelle moyenne de 0,3 % par rapport à 2 384 en 2019. Par ailleurs,
- 4 pour la même période, les demandes en énergie et en puissance devraient connaître des
- 5 croissances annuelles moyennes similaires à celle des abonnements.

**TABLEAU 7.3-3 :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – BASSE-CÔTE-NORD**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019- 2029
Nombre d'abonnements résidentiels	2 384	2 393	2 401	2 026	2 029	2 033	2 036	2 039	2 042	2 046	2 049	-1,5%
Ventes (GWh)	80,64	81,28	81,21	67,15	67,24	67,59	67,39	67,45	67,52	67,86	67,64	-1,7%
<i>dont résidentiel</i>	50,92	51,32	51,29	41,70	41,77	42,00	41,89	41,94	42,00	42,23	42,11	-1,9%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	9,83	9,91	9,89	8,91	8,92	8,97	8,94	8,95	8,95	9,01	8,97	
Besoins en énergie (GWh)	90,47	91,19	91,10	76,06	76,16	76,56	76,32	76,40	76,47	76,86	76,61	-1,6%
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	23,02	23,10	19,43	19,46	19,49	19,51	19,53	19,55	19,56	19,58		-1,8%
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	1,10	1,11	1,11	1,12	1,13	1,14	1,14	1,15	1,16	1,17	1,18	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,37	0,37	0,37	0,38	0,38		

Note : Les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de la Romaine.

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

**TABLEAU 7.3-3-A :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – LAC ROBERTSON**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019- 2029
Nombre d'abonnements résidentiels	1 860	1 862	1 864	1 865	1 867	1 869	1 871	1 873	1 875	1 876	1 878	0,1%
Ventes (GWh)	62,70	63,14	63,00	63,09	63,16	63,47	63,27	63,31	63,36	63,66	63,44	0,1%
<i>dont résidentiel</i>	39,49	39,72	39,61	39,66	39,71	39,92	39,79	39,83	39,87	40,07	39,94	0,1%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	8,39	8,46	8,43	8,44	8,45	8,51	8,47	8,47	8,48	8,53	8,49	
Besoins en énergie (GWh)	71,10	71,60	71,43	71,53	71,61	71,98	71,73	71,79	71,84	72,18	71,93	0,1%
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	18,24	18,28	18,31	18,33	18,34	18,36	18,37	18,39	18,40	18,41		0,1%
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
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)¹</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 7.3-3-B :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – LA ROMAINE**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019- 2029
Nombre d'abonnements résidentiels	368	373	378									
Ventes (GWh)	13,94	14,11	14,17									
<i>dont résidentiel</i>	9,44	9,59	9,66									
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,98	0,99	1,00									
Besoins en énergie (GWh)	14,92	15,10	15,17									
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	3,67	3,70										
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,00	0,00	0,00									
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	0,00	0,00										

Note : Les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de la Romaine.

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

**TABLEAU 7.3-3-C :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – PORT-MENIER**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029
Nombre d'abonnements résidentiels	156	158	159	161	162	163	165	166	168	169	170	0,9%
Ventes (GWh)	4,00	4,04	4,04	4,06	4,08	4,12	4,12	4,14	4,16	4,20	4,21	0,5%
<i>dont résidentiel</i>	1,99	2,01	2,02	2,04	2,06	2,08	2,09	2,11	2,13	2,16	2,17	0,8%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,46	0,46	0,46	0,46	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,48	0,48	
Besoins en énergie (GWh)	4,46	4,50	4,50	4,52	4,54	4,58	4,59	4,61	4,64	4,68	4,68	0,5%
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	1,12	1,12	1,13	1,14	1,14	1,15	1,15	1,16	1,17	1,17	1,17	0,5%
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	1,10	1,11	1,11	1,12	1,13	1,14	1,14	1,15	1,16	1,17	1,18	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,37	0,37	0,37	0,38	0,38	0,38	

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

**TABLEAU 7.3-4 :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – SCHEFFERVILLE**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029
Nombre d'abonnements résidentiels	663	677	691	704	716	728	738	749	759	768	777	1,6%
Ventes (GWh)	44,30	45,18	45,69	46,35	46,96	47,73	48,09	48,61	49,10	49,77	50,01	1,2%
<i>dont résidentiel</i>	22,33	22,87	23,21	23,63	24,02	24,49	24,73	25,06	25,37	25,78	25,95	1,5%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	6,79	6,93	7,01	7,11	7,20	7,32	7,37	7,45	7,53	7,63	7,67	
Besoins en énergie (GWh)	51,10	52,10	52,69	53,45	54,16	55,05	55,46	56,06	56,63	57,40	57,68	1,2%
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	11,62	11,80	11,98	12,15	12,31	12,46	12,60	12,74	12,86	12,99	12,99	1,2%
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
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)¹</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 7.3-5 :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – HAUTE-MAURICIE**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029
Nombre d'abonnements résidentiels	568	574	581	588	595	602	610	619	627	637	646	1,3%
Ventes (GWh)	13,85	14,09	14,23	14,43	14,59	14,80	14,97	15,17	15,37	15,63	15,79	1,3%
<i>dont résidentiel</i>	6,55	6,69	6,78	6,90	7,01	7,15	7,24	7,36	7,48	7,63	7,73	1,7%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	1,23	1,26	1,27	1,26	1,30	1,35	1,34	1,36	1,38	1,41	1,42	
Besoins en énergie (GWh)	15,08	15,35	15,50	15,69	15,90	16,15	16,31	16,53	16,75	17,04	17,21	1,3%
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	3,61	3,67	3,72	3,78	3,84	3,89	3,96	4,02	4,08	4,15	4,15	1,5%
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	11,83	12,08	12,25	12,46	12,65	12,88	13,06	13,28	13,50	13,77	13,95	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	3,88	3,97	4,02	4,09	4,15	4,23	4,29	4,36	4,43	4,52	4,52	

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

**TABLEAU 7.3-5-A :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – CLOVA**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029
Nombre d'abonnements résidentiels	46	46	47	47	48	48	49	49	50	50	50	1,0%
Ventes (GWh)	0,67	0,68	0,68	0,69	0,69	0,70	0,70	0,71	0,72	0,72	0,73	0,9%
<i>dont résidentiel</i>	0,43	0,44	0,44	0,45	0,45	0,46	0,46	0,47	0,47	0,48	0,49	1,2%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	
Besoins en énergie (GWh)	0,81	0,82	0,82	0,83	0,84	0,85	0,85	0,86	0,86	0,87	0,88	0,8%
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	0,22	0,22	0,22	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,24	0,24		0,8%
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
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)¹</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 7.3-5-B :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – OBEDIWAN**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029
Nombre d'abonnements résidentiels	523	528	535	541	547	554	562	570	578	587	596	1,3%
Ventes (GWh)	13,18	13,42	13,55	13,75	13,90	14,10	14,27	14,46	14,66	14,91	15,06	1,3%
<i>dont résidentiel</i>	6,12	6,25	6,34	6,45	6,56	6,69	6,78	6,89	7,00	7,15	7,25	1,7%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	1,09	1,11	1,13	1,12	1,16	1,21	1,20	1,21	1,23	1,26	1,27	
Besoins en énergie (GWh)	14,27	14,53	14,67	14,86	15,06	15,31	15,46	15,67	15,89	16,16	16,33	1,4%
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	3,39	3,45	3,50	3,55	3,61	3,67	3,72	3,78	3,85	3,91		1,6%
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	11,83	12,08	12,25	12,46	12,65	12,88	13,06	13,28	13,50	13,77	13,95	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	3,88	3,97	4,02	4,09	4,15	4,23	4,29	4,36	4,43	4,52		

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

7.4. Comparaison des prévisions par rapport au Plan d'approvisionnement 2017-2026

Pour la période de 2016 à 2018, les ventes pour l'ensemble des réseaux autonomes se sont situées assez près de celles prévues dans le *Plan d'approvisionnement 2017-2026* avec une erreur de prévision inférieure à 1 % pour ces trois années. À l'instar des ventes d'énergie, la prévision des pointes annuelles a elle aussi affiché une erreur de prévision inférieure à 1 % pour la même période.

Sur la période prévisionnelle de 2019 à 2026, les écarts découlent en grande partie des éléments suivants :

- le raccordement des IDLM au réseau intégré ainsi que la conversion graduelle des systèmes de chauffage au mazout vers des systèmes à l'électricité pour les années précédant le raccordement ;
- la mise en service d'une centrale hydroélectrique à Inukjuak et la conversion à l'électricité des systèmes pour le chauffage de l'eau et des espaces résidentiels ;
- le raccordement du réseau de la Romaine au réseau intégré.

Outre ces trois réseaux, la prévision de la demande en puissance de l'ensemble des réseaux autonomes est demeurée sensiblement la même que celle présentée dans le Plan d'approvisionnement 2017-2026, avec des variations maximales de 2 GWh et 0,1 MW sur la période 2019-2026.

TABLEAU 7.4 :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – RÉSEAUX AUTONOMES

Ventes d'énergie (en GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029 ¹	395,68	393,53	401,76	408,26	415,95	420,93	412,11	434,76	441,87	445,93	258,36	-137,32
Plan d'approvisionnement 2017-2026	391,86	394,75	399,17	403,57	409,43	411,96	415,78	419,37	424,23	425,59	428,29	36,43
Écart	3,82	-1,22	2,59	4,69	6,52	8,97	-3,66	15,38	17,64	20,34	-169,92	
Îles-de-la-Madeleine	1,04	-2,12	1,66	3,03	4,73	6,75	8,58	10,35	12,10	14,10	-176,78	
Nunavik	0,23	-0,26	-1,53	-0,91	-0,54	-0,05	-0,20	17,22	17,92	18,55	19,18	
Basse-Côte-Nord	1,32	-1,04	-0,14	0,20	0,13	0,09	-14,25	-14,40	-14,60	-14,64	-14,73	
Schefferville	0,91	1,80	1,71	1,53	1,33	1,32	1,31	1,30	1,30	1,34	1,39	
Haute-Mauricie	0,32	0,39	0,89	0,83	0,86	0,87	0,91	0,91	0,92	0,98	1,02	

Pointe annuelle (en MW)	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029 ¹	95,86	97,12	98,86	100,96	102,73	100,58	106,65	108,22	109,78	62,81	-33,05
Plan d'approvisionnement 2017-2026	96,25	97,23	98,23	99,23	100,19	101,07	101,89	102,66	103,33	103,92	7,67
Écart	-0,39	-0,11	0,63	1,73	2,54	-0,48	4,76	5,56	6,45	-41,12	
Îles-de-la-Madeleine	0,76	0,91	1,33	1,88	2,65	3,36	4,05	4,71	5,44	-42,28	
Nunavik	-0,45	-0,13	-0,41	-0,10	-0,01	0,00	4,58	4,74	4,93	5,07	
Basse-Côte-Nord	-0,27	-0,57	-0,23	-0,28	-0,30	-4,04	-4,09	-4,12	-4,15	-4,18	
Schefferville	-0,48	-0,39	-0,11	0,18	0,13	0,13	0,12	0,12	0,12	0,13	
Haute-Mauricie	0,05	0,07	0,06	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10	0,12	0,14	

Note : les valeurs présentées prennent en compte les raccordements au réseau intégré pour les clients alimentés par les centrales de Cap-aux-Meules et de la Romaine.

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

1 Aux IDLM, les écarts positifs observés à partir de 2019, par rapport au *Plan*
 2 *d'approvisionnement 2017-2026*, sont notamment dus à la conversion graduelle des
 3 systèmes de chauffage au mazout en fin de vie utile vers des systèmes électriques en vue
 4 du raccordement au réseau intégré des clients approvisionnés par la centrale de
 5 Cap-aux-Meules. Ces conversions n'étaient pas prises en compte dans le plan
 6 d'approvisionnement précédent puisqu'en l'absence de raccordement, celles-ci auraient été
 7 à l'encontre des objectifs du PUEÉ.

8 Les écarts négatifs de près de 177 GWh en 2026 et de 42 MW à l'hiver 2025-26 s'expliquent
 9 essentiellement par le raccordement de la centrale de Cap-aux-Meules au réseau intégré.

TABLEAU 7.4-1 :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT
ÎLES-DE-LA-MADELEINE

Ventes d'énergie (en GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029 ¹	174,69	171,50	175,90	177,91	180,90	182,89	185,26	187,51	190,21	191,66	0,74	-173,95
Plan d'approvisionnement 2017-2026	173,65	173,62	174,24	174,88	176,16	176,14	176,68	177,16	178,11	177,55	177,52	3,87
Écart	1,04	-2,12	1,66	3,03	4,73	6,75	8,58	10,35	12,10	14,10	-176,78	

Pointe annuelle (en MW)	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029 ¹	42,44	42,71	43,27	43,96	44,87	45,70	46,50	47,25	47,99	0,25	-42,19
Plan d'approvisionnement 2017-2026	41,68	41,80	41,94	42,08	42,22	42,35	42,45	42,54	42,55	42,53	0,85
Écart	0,76	0,91	1,33	1,88	2,65	3,36	4,05	4,71	5,44	-42,28	

Note : Les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de Cap-aux-Meules.

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

TABLEAU 7.4-1-A :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT
CAP-AUX-MEULES

Ventes d'énergie (en GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029 ¹	173,97	170,78	175,16	177,17	180,16	182,15	184,52	186,77	189,47	190,92		
Plan d'approvisionnement 2017-2026	172,83	172,80	173,42	174,05	175,33	175,31	175,85	176,32	177,27	176,71		
Écart	1,14	-2,03	1,74	3,12	4,83	6,84	8,67	10,45	12,20	14,21		

Pointe annuelle (en MW)	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029 ¹	42,21	42,46	43,00	43,71	44,62	45,45	46,25	47,00	47,74		
Plan d'approvisionnement 2017-2026	41,42	41,54	41,68	41,82	41,96	42,08	42,19	42,27	42,29		
Écart	0,79	0,92	1,32	1,89	2,66	3,37	4,06	4,73	5,45		

Note : Les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de Cap-aux-Meules.

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

TABLEAU 7.4-1-B :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT
L'ÎLE-D'ENTRÉE

Ventes d'énergie (en GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	0,72	0,72	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,02
Plan d'approvisionnement 2017-2026	0,82	0,82	0,82	0,83	0,83	0,83	0,83	0,84	0,84	0,84	0,84	0,03
Écart	-0,10	-0,10	-0,08	-0,09	-0,09	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,11

Pointe annuelle (en MW)	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	0,23	0,25	0,27	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,02
Plan d'approvisionnement 2017-2026	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,27	0,27	0,27	0,27	0,01
Écart	-0,03	-0,01	0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques

- 1 Pour le Nunavik, de façon générale, les écarts observés de 2016 à 2022 sont légèrement à la baisse, notamment en raison de ventes réelles inférieures aux ventes prévues dans le *Plan d'approvisionnement 2017-2026* pour le secteur résidentiel.
- 2
- 3
- 4 Les écarts positifs observés à partir de 2023, par rapport au *Plan d'approvisionnement 2017-2026*, coïncident avec la mise en service de la centrale hydroélectrique à Inukjuak et la conversion à l'électricité des systèmes pour le chauffage de l'eau et des espaces résidentiels.
- 5
- 6
- 7

TABLEAU 7.4-2 :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT
NUNAVIK

Ventes d'énergie (en GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	86.31	87.67	88.66	91.56	94.50	96.91	98.93	118.46	121.54	123.83	126.39	40.08
Plan d'approvisionnement 2017-2026	86.08	87.93	90.19	92.47	95.04	96.97	99.13	101.24	103.62	105.28	107.21	21.14
Écart	0.23	-0.26	-1.53	-0.91	-0.54	-0.05	-0.20	17.22	17.92	18.55	19.18	

Pointe annuelle (en MW)	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	17.03	17.80	17.98	18.75	19.29	19.75	24.76	25.34	25.93	26.47	9.44
Plan d'approvisionnement 2017-2026	17.49	17.93	18.39	18.85	19.30	19.75	20.18	20.60	21.00	21.40	3.91
Écart	-0.45	-0.13	-0.41	-0.10	-0.01	0.00	4.58	4.74	4.93	5.07	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques

TABLEAU 7.4-2-A :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT
AKULIVIK

Ventes d'énergie (en GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	3,43	3,14	3,04	3,13	3,21	3,28	3,37	3,45	3,56	3,63	3,72	0,29
Plan d'approvisionnement 2017-2026	3,15	3,22	3,32	3,41	3,52	3,60	3,70	3,80	3,90	3,98	4,07	0,92
Écart	0,28	-0,08	-0,27	-0,28	-0,31	-0,33	-0,33	-0,34	-0,34	-0,34	-0,34	

Pointe annuelle (en MW)	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	0,69	0,76	0,72	0,73	0,75	0,77	0,78	0,80	0,82	0,84	0,15
Plan d'approvisionnement 2017-2026	0,74	0,76	0,78	0,81	0,83	0,85	0,87	0,89	0,91	0,94	0,20
Écart	-0,05	0,00	-0,06	-0,08	-0,08	-0,08	-0,09	-0,09	-0,09	-0,10	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

TABLEAU 7.4-2-B :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT
AUPALUK

Ventes d'énergie (en GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	1,80	1,88	1,98	2,28	2,56	2,83	2,87	2,93	2,99	3,04	3,09	1,29
Plan d'approvisionnement 2017-2026	1,72	1,78	1,85	1,92	1,99	2,04	2,09	2,14	2,20	2,24	2,28	0,56
Écart	0,08	0,10	0,13	0,37	0,58	0,79	0,78	0,79	0,80	0,80	0,81	

Pointe annuelle (en MW)	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	0,40	0,43	0,43	0,51	0,57	0,60	0,61	0,62	0,63	0,64	0,25
Plan d'approvisionnement 2017-2026	0,38	0,40	0,41	0,43	0,44	0,45	0,47	0,48	0,49	0,50	0,11
Écart	0,01	0,03	0,01	0,08	0,13	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

TABLEAU 7.4-2-C :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT
INUKJUAK

Ventes d'énergie (en GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	9,40	9,77	9,79	9,89	10,33	10,62	10,77	28,39	29,30	30,03	30,77	21,37
Plan d'approvisionnement 2017-2026	9,68	9,85	10,08	10,32	10,59	10,79	11,03	11,27	11,55	11,75	11,99	2,31
Écart	-0,28	-0,09	-0,29	-0,43	-0,26	-0,18	-0,26	17,12	17,75	18,27	18,78	

Pointe annuelle (en MW)	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	1,82	1,95	1,98	2,01	2,08	2,12	6,77	6,97	7,19	7,36	5,55
Plan d'approvisionnement 2017-2026	1,92	1,97	2,01	2,06	2,11	2,15	2,20	2,25	2,30	2,34	0,42
Écart	-0,11	-0,01	-0,04	-0,05	-0,03	-0,03	4,57	4,72	4,89	5,02	

TABLEAU 7.4-2-D :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT
IVUJIVIK

Ventes d'énergie (en GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	2,30	2,43	2,37	2,64	2,72	2,79	2,86	2,93	3,01	3,07	3,14	0,84
Plan d'approvisionnement 2017-2026	2,40	2,47	2,55	2,62	2,69	2,74	2,81	2,87	2,93	2,98	3,04	0,64
Écart	-0,09	-0,04	-0,17	0,03	0,03	0,04	0,05	0,06	0,08	0,09	0,10	

Pointe annuelle (en MW)	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	0,47	0,53	0,49	0,55	0,57	0,58	0,60	0,61	0,63	0,64	0,17
Plan d'approvisionnement 2017-2026	0,51	0,53	0,54	0,56	0,57	0,58	0,60	0,61	0,62	0,63	0,12
Écart	-0,04	0,01	-0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

TABLEAU 7.4-2-E :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT
KANGIQSUALUJUAQ

Ventes d'énergie (en GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	4,07	4,64	4,51	4,58	4,69	4,78	4,90	5,02	5,15	5,25	5,37	1,30
Plan d'approvisionnement 2017-2026	4,16	4,23	4,33	4,43	4,55	4,64	4,75	4,85	4,97	5,06	5,16	1,00
Écart	-0,09	0,41	0,18	0,16	0,14	0,14	0,15	0,16	0,18	0,19	0,21	

Pointe annuelle (en MW)	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	0,92	0,99	1,09	1,06	1,08	1,11	1,13	1,15	1,18	1,20	0,29
Plan d'approvisionnement 2017-2026	0,90	0,92	0,94	0,96	0,99	1,01	1,03	1,05	1,08	1,10	0,19
Écart	0,01	0,07	0,15	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,11	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

TABLEAU 7.4-2-F :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT
KANGIQSUJUAQ

Ventes d'énergie (en GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	4,61	4,58	4,84	5,14	5,26	5,35	5,45	5,56	5,68	5,77	5,87	1,26
Plan d'approvisionnement 2017-2026	4,69	4,80	4,90	5,00	5,12	5,19	5,29	5,37	5,48	5,55	5,63	0,94
Écart	-0,08	-0,21	-0,07	0,13	0,14	0,15	0,17	0,19	0,21	0,22	0,24	

Pointe annuelle (en MW)	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	1,01	0,97	1,06	1,08	1,10	1,11	1,13	1,15	1,17	1,19	0,19
Plan d'approvisionnement 2017-2026	0,98	1,00	1,02	1,04	1,06	1,08	1,10	1,12	1,13	1,15	0,17
Écart	0,03	-0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,04	0,04	0,04	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

TABLEAU 7.4-2-G :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT
KANGIRSUK

Ventes d'énergie (en GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	3,43	3,40	3,50	3,53	3,59	3,64	3,69	3,73	3,79	3,82	3,87	0,44
Plan d'approvisionnement 2017-2026	3,42	3,47	3,54	3,60	3,67	3,71	3,76	3,82	3,88	3,92	3,97	0,55
Écart	0,01	-0,08	-0,04	-0,07	-0,08	-0,07	-0,08	-0,08	-0,09	-0,09	-0,10	

Pointe annuelle (en MW)	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	0,69	0,75	0,71	0,74	0,75	0,76	0,77	0,78	0,79	0,80	0,11
Plan d'approvisionnement 2017-2026	0,70	0,71	0,72	0,73	0,75	0,76	0,77	0,78	0,79	0,80	0,10
Écart	0,00	0,04	-0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

TABLEAU 7.4-2-H :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT
KUJJJUAQ

Ventes d'énergie (en GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	19,60	19,46	19,30	19,84	20,29	20,69	21,17	21,67	22,26	22,70	23,20	3,60
Plan d'approvisionnement 2017-2026	19,53	19,97	20,50	21,05	21,66	22,13	22,65	23,16	23,73	24,13	24,59	5,06
Écart	0,07	-0,51	-1,20	-1,21	-1,37	-1,44	-1,48	-1,48	-1,47	-1,43	-1,39	

Pointe annuelle (en MW)	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	3,75	3,80	3,85	3,96	4,05	4,14	4,23	4,33	4,43	4,53	0,78
Plan d'approvisionnement 2017-2026	3,87	3,98	4,08	4,19	4,30	4,40	4,50	4,60	4,69	4,79	0,91
Écart	-0,13	-0,18	-0,24	-0,23	-0,25	-0,26	-0,27	-0,27	-0,26	-0,26	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

TABLEAU 7.4-2-I :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT
KUJJJUARAPIK

Ventes d'énergie (en GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	11,22	11,39	11,09	11,63	11,99	12,28	12,43	12,59	12,78	12,89	13,03	1,81
Plan d'approvisionnement 2017-2026	11,18	11,37	11,58	11,78	12,03	12,19	12,38	12,57	12,80	12,94	13,12	1,94
Écart	0,04	0,02	-0,49	-0,15	-0,03	0,09	0,05	0,02	-0,02	-0,05	-0,09	

Pointe annuelle (en MW)	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	2,17	2,25	2,14	2,28	2,34	2,39	2,42	2,45	2,48	2,50	0,33
Plan d'approvisionnement 2017-2026	2,17	2,21	2,25	2,29	2,32	2,36	2,40	2,43	2,47	2,50	0,34
Écart	0,00	0,04	-0,10	0,00	0,02	0,03	0,02	0,01	0,01	0,00	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

TABLEAU 7.4-2-J :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT
PUVIRNITUQ

Ventes d'énergie (en GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	11,16	11,48	12,29	12,22	12,68	13,05	13,44	13,81	14,21	14,51	14,84	3,68
Plan d'approvisionnement 2017-2026	10,90	11,21	11,61	12,02	12,45	12,80	13,17	13,52	13,90	14,18	14,49	3,59
Écart	0,27	0,26	0,68	0,20	0,23	0,25	0,27	0,29	0,31	0,33	0,35	

Pointe annuelle (en MW)	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	2,04	2,18	2,30	2,37	2,45	2,52	2,60	2,67	2,73	2,80	0,76
Plan d'approvisionnement 2017-2026	2,13	2,21	2,28	2,36	2,44	2,51	2,58	2,65	2,71	2,77	0,64
Écart	-0,09	-0,03	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

TABLEAU 7.4-2-K :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT
QUAQTAQ

Ventes d'énergie (en GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	2,70	2,60	2,66	2,79	2,87	2,94	3,01	3,08	3,17	3,23	3,30	0,60
Plan d'approvisionnement 2017-2026	2,82	2,92	3,03	3,13	3,23	3,32	3,41	3,49	3,59	3,66	3,74	0,92
Écart	-0,12	-0,33	-0,37	-0,33	-0,36	-0,38	-0,40	-0,41	-0,43	-0,43	-0,44	

Pointe annuelle (en MW)	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	0,55	0,53	0,57	0,58	0,60	0,61	0,63	0,64	0,66	0,67	0,13
Plan d'approvisionnement 2017-2026	0,58	0,60	0,62	0,64	0,66	0,68	0,70	0,72	0,74	0,75	0,17
Écart	-0,03	-0,08	-0,06	-0,06	-0,06	-0,07	-0,07	-0,08	-0,08	-0,08	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

TABLEAU 7.4-2-L :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT
SALLUIT

Ventes d'énergie (en GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	7,57	7,63	7,75	8,13	8,42	8,67	8,83	9,02	9,23	9,38	9,55	1,98
Plan d'approvisionnement 2017-2026	7,43	7,55	7,72	7,90	8,10	8,25	8,42	8,58	8,76	8,87	9,01	1,58
Écart	0,14	0,09	0,04	0,23	0,32	0,42	0,41	0,44	0,47	0,50	0,54	

Pointe annuelle (en MW)	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	1,47	1,53	1,50	1,66	1,71	1,76	1,79	1,83	1,86	1,90	0,43
Plan d'approvisionnement 2017-2026	1,52	1,56	1,59	1,63	1,66	1,70	1,73	1,77	1,80	1,82	0,30
Écart	-0,05	-0,02	-0,10	0,03	0,05	0,06	0,06	0,06	0,07	0,08	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

TABLEAU 7.4-2-M :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT
TASIUJAQ

Ventes d'énergie (en GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	2,22	2,36	2,47	2,51	2,56	2,60	2,65	2,70	2,76	2,80	2,84	0,63
Plan d'approvisionnement 2017-2026	2,31	2,33	2,37	2,40	2,45	2,48	2,52	2,56	2,60	2,63	2,67	0,36
Écart	-0,09	0,03	0,10	0,11	0,11	0,12	0,13	0,14	0,16	0,17	0,18	

Pointe annuelle (en MW)	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	0,48	0,51	0,53	0,54	0,55	0,56	0,57	0,58	0,59	0,60	0,12
Plan d'approvisionnement 2017-2026	0,50	0,50	0,51	0,52	0,53	0,53	0,54	0,55	0,56	0,57	0,07
Écart	-0,02	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

TABLEAU 7.4-2-N :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT
UMIUAQ

Ventes d'énergie (en GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	2,80	2,91	3,06	3,25	3,34	3,41	3,49	3,57	3,66	3,73	3,80	1,00
Plan d'approvisionnement 2017-2026	2,70	2,75	2,83	2,91	3,00	3,08	3,16	3,24	3,33	3,39	3,47	0,77
Écart	0,11	0,16	0,23	0,34	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,34

Pointe annuelle (en MW)	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	0,60	0,62	0,62	0,68	0,70	0,72	0,74	0,75	0,77	0,78	0,18
Plan d'approvisionnement 2017-2026	0,59	0,60	0,62	0,64	0,66	0,67	0,69	0,71	0,72	0,74	0,15
Écart	0,02	0,02	0,00	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

- 1 Les écarts négatifs observés à partir de 2022 dans le territoire de la Basse-Côte-Nord sont
- 2 essentiellement le résultat du raccordement du réseau de La Romaine au réseau intégré qui
- 3 n'était pas pris en compte dans le *Plan d'approvisionnement 2017-2026*.

TABLEAU 7.4-3 :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT
BASSE-CÔTE-NORD

Ventes d'énergie (en GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	80,51	78,47	79,88	80,64	81,28	81,21	67,15	67,24	67,59	67,39	67,45	-13,06
Plan d'approvisionnement 2017-2026	79,20	79,51	80,02	80,44	81,15	81,13	81,40	81,64	82,18	82,02	82,19	2,99
Écart	1,32	-1,04	-0,14	0,20	0,13	0,09	-14,25	-14,40	-14,60	-14,64	-14,73	

Pointe annuelle (en MW)	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	22,63	22,49	22,96	23,02	23,10	19,43	19,46	19,49	19,51	19,53	-3,11
Plan d'approvisionnement 2017-2026	22,90	23,06	23,19	23,30	23,39	23,48	23,55	23,61	23,66	23,71	0,80
Écart	-0,27	-0,57	-0,23	-0,28	-0,30	-4,04	-4,09	-4,12	-4,15	-4,18	

Note : les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de la Romaine.

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

TABLEAU 7.4-3-A :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT
LAC ROBERTSON

Ventes d'énergie (en GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	63,17	61,38	62,14	62,70	63,14	63,00	63,09	63,16	63,47	63,27	63,31	0,14
Plan d'approvisionnement 2017-2026	61,97	62,15	62,51	62,80	63,31	63,24	63,40	63,52	63,88	63,68	63,73	1,76
Écart	1,20	-0,78	-0,37	-0,09	-0,17	-0,24	-0,31	-0,37	-0,41	-0,41	-0,41	

Pointe annuelle (en MW)	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	18,11	17,84	18,18	18,24	18,28	18,31	18,33	18,34	18,36	18,37	0,26
Plan d'approvisionnement 2017-2026	18,21	18,32	18,41	18,49	18,55	18,60	18,64	18,67	18,69	18,71	0,50
Écart	-0,10	-0,48	-0,23	-0,25	-0,27	-0,30	-0,32	-0,33	-0,33	-0,34	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

TABLEAU 7.4-3-B :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT
LA ROMAINE

Ventes d'énergie (en GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	13,10	13,04	13,76	13,94	14,11	14,17						
Plan d'approvisionnement 2017-2026	13,13	13,25	13,37	13,46	13,61	13,64						
Écart	-0,03	-0,21	0,39	0,47	0,49	0,53						

Pointe annuelle (en MW)	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	3,39	3,50	3,67	3,67	3,70						
Plan d'approvisionnement 2017-2026	3,56	3,60	3,63	3,65	3,67						
Écart	-0,17	-0,10	0,04	0,02	0,02						

Note : les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de la Romaine.
1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

TABLEAU 7.4-3-C :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT
PORT-MENIER

Ventes d'énergie (en GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	4,24	4,05	3,98	4,00	4,04	4,04	4,06	4,08	4,12	4,12	4,14	-0,10
Plan d'approvisionnement 2017-2026	4,09	4,11	4,14	4,18	4,23	4,24	4,27	4,30	4,34	4,35	4,38	0,29
Écart	0,15	-0,06	-0,16	-0,18	-0,19	-0,20	-0,21	-0,22	-0,23	-0,23	-0,24	

Pointe annuelle (en MW)	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	1,13	1,15	1,11	1,12	1,12	1,13	1,14	1,14	1,15	1,15	0,02
Plan d'approvisionnement 2017-2026	1,13	1,14	1,15	1,16	1,17	1,18	1,19	1,19	1,20	1,21	0,08
Écart	0,00	0,01	-0,04	-0,04	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,06	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

- 1 Les ventes réelles constatées à Schefferville ont été supérieures à la prévision du *Plan d'approvisionnement 2017-2026*, ce qui a eu pour effet d'augmenter les ventes prévues dans le présent plan. Cette croissance des ventes dans la période prévisionnelle s'est aussi
- 2 transposée du côté de la pointe annuelle prévisionnelle qui augmente elle aussi.
- 3
- 4

TABLEAU 7.4-4 :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT
SCHEFFERVILLE

Ventes d'énergie (en GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	41,33	42,82	43,59	44,30	45,18	45,69	46,35	46,96	47,73	48,09	48,61	7,27
Plan d'approvisionnement 2017-2026	40,42	41,02	41,88	42,77	43,84	44,37	45,04	45,66	46,43	46,74	47,22	6,80
Écart	0,91	1,80	1,71	1,53	1,33	1,32	1,31	1,30	1,30	1,34	1,39	

Pointe annuelle (en MW)	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	10,29	10,59	11,09	11,62	11,80	11,98	12,15	12,31	12,46	12,60	2,31
Plan d'approvisionnement 2017-2026	10,77	10,98	11,21	11,44	11,67	11,85	12,03	12,19	12,34	12,47	1,70
Écart	-0,48	-0,39	-0,11	0,18	0,13	0,13	0,12	0,12	0,12	0,13	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

- 5 La région de la Haute-Mauricie affiche des écarts positifs en termes de ventes réelles sur la
- 6 période de 2016 à 2018, ce qui se transpose ensuite dans la période prévisionnelle de 2019
- 7 à 2026. Ces ventes supérieures sont le résultat d'une demande soutenue de la part des

- 1 secteurs résidentiel, commercial et industriel. Conséquemment, les besoins en puissance
- 2 prévus sont revus à la hausse.

**TABLEAU 7.4-5 :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT
HAUTE-AURICIE**

Ventes d'énergie (en GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	12,83	13,05	13,73	13,85	14,09	14,23	14,43	14,59	14,80	14,97	15,17	2,34
Plan d'approvisionnement 2017-2026	12,52	12,66	12,83	13,01	13,24	13,36	13,53	13,68	13,88	13,99	14,15	1,64
Écart	0,32	0,39	0,89	0,83	0,86	0,87	0,91	0,91	0,92	0,98	1,02	

Pointe annuelle (en MW)	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	3,46	3,53	3,56	3,61	3,67	3,72	3,78	3,84	3,89	3,96	0,49
Plan d'approvisionnement 2017-2026	3,41	3,46	3,51	3,55	3,60	3,65	3,69	3,73	3,77	3,82	0,41
Écart	0,05	0,07	0,06	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10	0,12	0,14	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 7.4-5-A :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT
CLOVA**

Ventes d'énergie (en GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	0,63	0,69	0,66	0,67	0,68	0,68	0,69	0,69	0,70	0,70	0,71	0,08
Plan d'approvisionnement 2017-2026	0,68	0,68	0,69	0,69	0,70	0,70	0,70	0,70	0,71	0,71	0,71	0,02
Écart	-0,05	0,01	-0,03	-0,02	-0,02	-0,02	-0,01	-0,01	-0,01	0,00	0,00	

Pointe annuelle (en MW)	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	0,19	0,21	0,23	0,22	0,22	0,22	0,23	0,23	0,23	0,23	0,04
Plan d'approvisionnement 2017-2026	0,21	0,21	0,21	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,01
Écart	-0,02	0,00	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 7.4-5-B :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT
OBEDIWAN**

Ventes d'énergie (en GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	12,20	12,36	13,07	13,18	13,42	13,55	13,75	13,90	14,10	14,27	14,46	2,26
Plan d'approvisionnement 2017-2026	11,83	11,97	12,15	12,32	12,54	12,66	12,83	12,98	13,17	13,28	13,44	1,61
Écart	0,37	0,39	0,92	0,86	0,88	0,88	0,92	0,92	0,93	0,98	1,02	

Pointe annuelle (en MW)	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2016-2026
Plan d'approvisionnement 2020-2029	3,27	3,31	3,33	3,39	3,45	3,50	3,55	3,61	3,67	3,72	0,45
Plan d'approvisionnement 2017-2026	3,20	3,24	3,29	3,34	3,39	3,43	3,47	3,51	3,55	3,60	0,40
Écart	0,07	0,07	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,11	0,13	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

7.5. Bilan en puissance par réseaux

TABLEAU 7.5-1-A :
BILAN EN PUISSANCE – CAP-AUX-MEULES

En MW	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29
Besoins en puissance à la pointe	43,71	44,62	45,45	46,25	47,00	47,74				
Puissance installée	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04				
Puissance garantie ¹	50,28	50,28	50,28	50,28	50,28	50,28				
Réserve en puissance	6,57	5,67	4,83	4,04	3,29	2,54				

Note : Les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de Cap-aux-Meules.

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

TABLEAU 7.5-1-B :
BILAN EN PUISSANCE – L'ÎLE-D'ENTRÉE

En MW	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29
Besoins en puissance à la pointe	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Puissance installée	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
Puissance garantie ¹	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	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49

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

TABLEAU 7.5-2-A :
BILAN EN PUISSANCE – AKULIVIK

En MW	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29
Besoins en puissance à la pointe	0,73	0,75	0,77	0,78	0,80	0,82	0,84	0,86	0,88	0,89
Puissance installée	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02
Puissance garantie ¹	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Réserve en puissance	0,43	0,42	0,40	0,38	0,36	0,34	0,32	0,30	0,29	0,27

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

TABLEAU 7.5-2-B :
BILAN EN PUISSANCE – AUPALUK

En MW	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29
Besoins en puissance à la pointe	0,51	0,57	0,60	0,61	0,62	0,63	0,64	0,65	0,66	0,67
Puissance installée	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
Puissance garantie ¹	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
Réserve en puissance	-0,03	-0,09	-0,12	-0,13	-0,15	-0,16	-0,17	-0,18	-0,19	-0,20

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

TABLEAU 7.5-2-C :
BILAN EN PUISSANCE – INUKJUAK

En MW	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29
Besoins en puissance à la pointe	2,01	2,08	2,12	6,77	6,97	7,19	7,36	7,55	7,73	7,94
Puissance installée	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76
Puissance garantie ¹	2,33	2,33	2,33	7,41	7,53	7,67	7,78	7,91	8,04	8,18
Réserve en puissance	0,32	0,25	0,21	0,65	0,57	0,49	0,42	0,36	0,30	0,24

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

TABLEAU 7.5-2-D :
BILAN EN PUISSANCE – IVUJIVIK

En MW	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29
Besoins en puissance à la pointe	0,55	0,57	0,58	0,60	0,61	0,63	0,64	0,66	0,67	0,68
Puissance installée	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Puissance garantie ¹	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
Réserve en puissance	0,00	-0,01	-0,03	-0,04	-0,06	-0,07	-0,09	-0,10	-0,12	-0,13

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

TABLEAU 7.5-2-E :
BILAN EN PUISSANCE – KANGISUALUJUAQ

En MW	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29
Besoins en puissance à la pointe	1,06	1,08	1,11	1,13	1,15	1,18	1,20	1,23	1,25	1,28
Puissance installée	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98
Puissance garantie ¹	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
Réserve en puissance	-0,05	-0,07	-0,10	-0,12	-0,15	-0,17	-0,20	-0,22	-0,25	-0,27

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

TABLEAU 7.5-2-F :
BILAN EN PUISSANCE – KANGISUJUAQ

En MW	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29
Besoins en puissance à la pointe	1,08	1,10	1,11	1,13	1,15	1,17	1,19	1,21	1,23	1,25
Puissance installée	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53
Puissance garantie ¹	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95
Réserve en puissance	0,87	0,85	0,84	0,82	0,80	0,78	0,76	0,74	0,72	0,70

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

TABLEAU 7.5-2-G :
BILAN EN PUISSANCE – KANGIRSUK

En MW	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29
Besoins en puissance à la pointe	0,74	0,75	0,76	0,77	0,78	0,79	0,80	0,81	0,82	0,83
Puissance installée	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46
Puissance garantie ¹	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81
Réserve en puissance	0,07	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02	0,01	0,00	-0,01	-0,02

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

TABLEAU 7.5-2-H :
BILAN EN PUISSANCE – KUJUAQ

En MW	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29
Besoins en puissance à la pointe	3,96	4,05	4,14	4,23	4,33	4,43	4,53	4,62	4,72	4,81
Puissance installée	6,01	6,01	6,01	6,01	6,01	6,01	6,01	6,01	6,01	6,01
Puissance garantie ¹	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33
Réserve en puissance	0,37	0,28	0,19	0,09	0,00	-0,10	-0,20	-0,30	-0,39	-0,48

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

TABLEAU 7.5-2-I :
BILAN EN PUISSANCE – KUJJUARAPIK

En MW	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29
Besoins en puissance à la pointe	2,28	2,34	2,39	2,42	2,45	2,48	2,50	2,53	2,56	2,58
Puissance installée	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41
Puissance garantie ¹	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69
Réserve en puissance	1,40	1,34	1,30	1,27	1,24	1,21	1,18	1,15	1,13	1,10

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

TABLEAU 7.5-2-J :
BILAN EN PUISSANCE – PUVIRNITUQ

En MW	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29
Besoins en puissance à la pointe	2,37	2,45	2,52	2,60	2,67	2,73	2,80	2,86	2,92	2,98
Puissance installée	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75
Puissance garantie ¹	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58
Réserve en puissance	0,21	0,13	0,06	-0,01	-0,08	-0,15	-0,21	-0,28	-0,34	-0,39

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

TABLEAU 7.5-2-K :
BILAN EN PUISSANCE – QUAQTAQ

En MW	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29
Besoins en puissance à la pointe	0,58	0,60	0,61	0,63	0,64	0,66	0,67	0,69	0,70	0,72
Puissance installée	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09
Puissance garantie ¹	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
Réserve en puissance	0,03	0,02	0,00	-0,01	-0,03	-0,04	-0,06	-0,07	-0,09	-0,10

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

TABLEAU 7.5-2-L :
BILAN EN PUISSANCE – SALLUIT

En MW	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29
Besoins en puissance à la pointe	1,66	1,71	1,76	1,79	1,83	1,86	1,90	1,93	1,97	2,00
Puissance installée	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88
Puissance garantie ¹	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18
Réserve en puissance	1,52	1,47	1,43	1,39	1,35	1,32	1,28	1,25	1,21	1,18

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

TABLEAU 7.5-2-M :
BILAN EN PUISSANCE – TASIUAQ

En MW	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29
Besoins en puissance à la pointe	0,54	0,55	0,56	0,57	0,58	0,59	0,60	0,61	0,62	0,63
Puissance installée	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
Puissance garantie ¹	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
Réserve en puissance	0,43	0,42	0,41	0,40	0,39	0,38	0,37	0,36	0,35	0,34

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

TABLEAU 7.5-2-N :
BILAN EN PUISSANCE – UMIUJAQ

En MW	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29
Besoine en puissance à la pointe	0,68	0,70	0,72	0,74	0,75	0,77	0,78	0,80	0,82	0,83
Puissance installée	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82
Puissance garantie ¹	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
Réserve en puissance	0,18	0,16	0,15	0,13	0,11	0,10	0,08	0,06	0,05	0,03

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

TABLEAU 7.5-3-A :
BILAN EN PUISSANCE – LAC ROBERTSON

En MW+B246:M253	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29
Besoine en puissance à la pointe	18,24	18,28	18,31	18,33	18,34	18,36	18,37	18,39	18,40	18,41
Puissance installée	33,10	33,10	33,10	33,10	33,10	33,10	33,10	33,10	33,10	33,10
Puissance garantie ¹	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07
Réserve en puissance	1,83	1,79	1,76	1,74	1,73	1,71	1,70	1,68	1,67	1,66

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

TABLEAU 7.5-3-B :
BILAN EN PUISSANCE – LA ROMAINE

En MW	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29
Besoine en puissance à la pointe	3,67	3,70								
Puissance installée	5,72	5,72								
Puissance garantie ¹	4,10	4,10								
Réserve en puissance	0,43	0,40								

Note : les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de la Romaine.

TABLEAU 7.5-3-C :
BILAN EN PUISSANCE – PORT-MENIER

En MW	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29
Besoine en puissance à la pointe	1,12	1,12	1,13	1,14	1,14	1,15	1,15	1,16	1,17	1,17
Puissance installée	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85
Puissance garantie ¹	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54
Réserve en puissance	0,42	0,42	0,41	0,40	0,40	0,39	0,39	0,38	0,37	0,37

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

TABLEAU 7.5-4 :
BILAN EN PUISSANCE – SCHEFFERVILLE

En MW	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29
Besoine en puissance à la pointe	11,62	11,80	11,98	12,15	12,31	12,46	12,60	12,74	12,86	12,99
Puissance installée	22,10	22,10	22,10	22,10	22,10	22,10	22,10	22,10	22,10	22,10
Puissance garantie ¹	12,69	12,69	12,69	12,69	12,69	12,69	12,69	12,69	12,69	12,69
Réserve en puissance	1,07	0,89	0,71	0,54	0,38	0,23	0,09	-0,05	-0,17	-0,30

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

**TABLEAU 7.5-5-A :
BILAN EN PUISSANCE – CLOVA**

En MW	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29
Besoins en puissance à la pointe	0,22	0,22	0,22	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,24	0,24
Puissance installée	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Puissance garantie ¹	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Réserve en puissance	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00

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

**TABLEAU 7.5-5-B :
BILAN EN PUISSANCE – OBEDIJWAN**

En MW	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29
Besoins en puissance à la pointe	3,39	3,45	3,50	3,55	3,61	3,67	3,72	3,78	3,85	3,91
Puissance installée	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90
Puissance garantie ¹	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74
Réserve en puissance	0,34	0,29	0,24	0,18	0,13	0,07	0,01	-0,05	-0,11	-0,17

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

7.6. Caractéristiques des équipements de production

**TABLEAU 7.6 :
CARACTÉRISTIQUES DES ÉQUIPEMENTS PAR CENTRALE 2019**

	Nb de groupes	Puissance installée (kW)	Type de combustible	Année de construction	Âge moyen des groupes ⁴ (nb d'heures)	Rendement (kWh/litre) ⁴	Facteur d'utilisation (%) ^(3,4)	Puissance garantie
Îles-de-la-Madeleine								
Cap-aux-Meules	6	6 x 11 174 = 67 044	Mazout lourd	1991	104 718	4,63	53	50 283
L'Île-d'Entrée	4	1 x 250, 2 X 290, 1 x 320 = 1 150	Diesel léger	1961	23 925	3,23	42	747
Nunavik								
Akulivik	3	2 x 727, 1 x 565 = 2 019	Diesel artic	2015	11 992	3,71	54	1 163
Aupaluk	3	2 x 320, 1 x 210 = 850	Diesel artic	Avant 1981	39 006	3,39	56	477
Inukjuak	4	1 x 855, 1 x 600, 1 x 1 168, 1 x 1 135 = 3 758	Diesel artic	Avant 1981	63 534	3,83	63	2 331
Iujivik	3	1 x 250, 2 x 365 = 980	Diesel artic	1985	20 289	3,36	59	554
Kangiqsualujuaq	3	1 x 855, 2 x 560 = 1 975	Diesel artic	1986	83 560	3,64	52	1 008
Kangiqsujuaq	3	1 x 409, 2 x 560 = 1 529	Diesel artic	1981	101 530	3,53	56	872
Kangirsuk	3	2 x 450, 1 x 560 = 1 460	Diesel artic	1987	75 145	3,52	64	810
Kuujuaq	5	5 x 1 202 = 6 010	Diesel artic	2010	36 714	3,93	61	4 327
Kuujuarapik	3	3 x 1 135 = 3 405	Diesel artic	Avant 1981 ⁽¹⁾	30 620	3,76	64	2 043
Puvimittuq	4	2 x 1 135, 1 x 1 880, 1 x 600 = 4 750	Diesel artic	Avant 1981	81 779	3,82	63	2 583
Quaqtaq	3	1 x 400, 1 x 320, 1 x 365 = 1 085	Diesel artic	1987	78 733	3,48	59	617
Salluit	3	2 x 855, 1 x 1 168 = 2 878	Diesel artic	1990	95 392	3,75	67	1 539
Tasiujaq	3	2 x 320, 1 x 210 = 850	Diesel artic	Avant 1981	67 220	3,30	62	477
Umiujaq	3	1 x 400, 1 x 560, 1 x 855 = 1 815	Diesel artic	1988	72 116	3,50	61	864
Basse-Côte-Nord								
Blanc-Sablon	4	2 x 800, 2 x 1 600 = 4 800	Diesel léger	nd	32 030	nd	nd	
La Romaine	6	4 x 855, 1 x 1 168, 1 x 1 135 = 5 723	Diesel léger	1967	85 983	3,83	46	4 100
La Tabatière	7	4 x 1 100, 2 x 800 1 x 700 = 6 700	Diesel léger	nd	33 806	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	Diesel léger	1992	84 375	3,68	47	1 539
Schefferville								
Menihék ⁽²⁾	3	2 x 4 500, 1 x 8 000 = 17 000	Hydraulique	1953	so	so	49	12 690
Schefferville	4	4 x 1 275 = 5 100	Diesel artic	2016	16536	nd	nd	
Haute-Mauricie								
Clova	2	2 x 265 = 530	Diesel léger	Avant 1981	16 103	3,11	40	239
Obedjiwan	4	2 x 1 600, 1 x 600, 1 x 1 100 = 4 900	Diesel léger	1975	48 081	3,59	48	2 970

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 fin 2018.

7.7. Approvisionnement en carburant des centrales

TABLEAU 7.7 :
CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EN CARBURANT DES CENTRALES

Centrales	Type de carburant	Fournisseur	Échéance du contrat	Options de renouvellement
Iles-de-la-Madeleine				
Cap-aux-Meules	Mazout lourd	Kildair service ULC	30 avril 2020	Deux options d'une année
Cap-aux-Meules	Diesel léger	Highland Fuel Delevry G.P.	31 décembre 2018	Trois options d'une année
Île d'Entrée	DieselLéger	Highland Fuel Delevry G.P.	20 octobre 2021	Deux options d'une année
Nunavik				
Kuujuaq, Quaqtaq, Kangiqsualujuaq	Diesel artic	Nunavik Petro Inc.	31 août 2021	Une option de trois années
Autres villages	Diesel artic	FCNQ	31 août 2021	Une option de trois années
Basse-Côte-Nord				
La Romaine, La Tabatière, Blanc Sablon, Port-Menier	Diesel léger	Harnois groupe pétrolier	30 juin 2019	Une option d'une année
Schefferville				
Schefferville	Diesel artic	Pétrole Naskinnuk	30 juin 2020	
Haute-Mauricie				
Clova	Diesel léger	Les Huiles H.L.H. LTEE	31 mars 2018	Deux options d'une année
Obedjiwan	Diesel léger	Le groupe Harnois Inc.	31 décembre 2017	Deux options d'une année

7.8. Interventions en efficacité énergétique

**TABLEAU 7.8.1 :
INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE**

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	✓	✓		
Interventions en efficacité énergétique									
Résidentiel	Sensibilisation	Trousse éducative		✓		✓	✓		
		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	Complété	Complété	Complété	Complété	Non applicable	Complété
			Éclairage LFC	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété
			Éclairage DEL - extérieur	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété
			Minuteries pour chauffe-moteur (existant et nouv-const.)					PP complété	
		Thermostats	Complété	Complété	Complété	Complété	Non applicable	Complété	
	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)	Non offert (non rentable)	Non offert (non rentable)	Complété	2/3 complétés (non rentable pour le 1/3)	Non applicable	Complété	
	Chauffe-eau à trois éléments		✓	Non applicable	✓		Non applicable		
C	Programme spécifique éclairage efficace		Complété	Complété	Complété	Complété	En cours programme automne 2017 -2019	Complété	
	Éclairage public		Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	
	Thermostats			Complété					
	Génératrices d'urgence						PP complété		
	Option d'électricité interruptible							✓	

Légende Programme en continu
 PP Projet pilote

TABLEAU 7.8.2 :
PROGRAMME D'UTILISATION EFFICACE DE L'ÉNERGIE EN VIGUEUR AU 1^{ER} AVRIL 2019

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% - 47,95 c/litre	Inclus	Inclus	Si équipement non fonctionnel : remplacé par équipement à l'électricité. Montant maximum déterminé. (1)	N/A	N/A	N/A
			Propane	30% - 40,75 c/litre	Inclus	Inclus		N/A	N/A	N/A
		Affaires	Mazout	10% - 66,32 c/litre	90 % des coûts jusqu'à un maximum annuel variable selon la capacité de l'équipement	Traité au cas le cas Programme EE Affaires	N/A	N/A	N/A	
			Propane	10 % - 56,35 c/litre	90 % des coûts jusqu'à un maximum annuel variable selon la capacité de l'équipement	Traité au cas le cas Programme EE Affaires	N/A	N/A	N/A	
Nunavik	Cri	Résidentiel	Mazout	30% - 48,85 c/litre						
		Affaires	Mazout							
	Makivik	Résidentiel	Mazout	30% - 48,85 c/litre	Inclus	Inclus				
		Affaires	Mazout	30% - 51,55 c/litre	Inclus	Inclus				
Basse-Côte-Nord	La Romaine	Résidentiel	Mazout	30% - 49,32 c/litre				max : 8 500 \$ S : 1 000 \$ CE : 500 \$ 16\$/m ² - 4 500 \$	max : 4 000 \$ S : 1 000 \$ CE : 500 \$ 16\$/m ²	max : 6 000 \$ CE : 500 \$ 10\$/m ² - 4 000 \$
		Affaires								
	Anticosti	Résidentiel	Mazout	30% - 49,32 c/litre	Inclus	Inclus	Inclus	max : 8 500 \$ S : 1 000 \$ CE : 1 000 \$ 16\$/m ² - 4 500 \$	max : 4 000 \$ S : 1 000 \$ CE : 1 000 \$ 16\$/m ²	max : 6 000 \$ CE : 1 000 \$ 10\$/m ² - 4 000 \$
		Affaires	Mazout	30% - 52,06 c/litre	Inclus	Inclus	Système : 20 c/kWh Réservoir : 10 c/kWh Max. 80% CT	Système complet : 42 c/kWh Max. 90 % CT		
Haute-Mauricie	Clova	Résidentiel					max : 8 500 \$ S : 1 000 \$ CE : 500 \$ 16\$/m ² - 4 500 \$	max : 4 000 \$ S : 1 000 \$ CE : 500 \$ 16\$/m ²	max : 6 000 \$ CE : 500 \$ 10\$/m ² - 4 000 \$	
		Affaires								
	Obedjwan	Résidentiel	Mazout	30% - 49,32 c/litre	Inclus	Inclus				8 906 \$
		Affaires	Mazout	30% - 52,06 c/litre	Inclus	Inclus				

Note

 Compensation varie en fonction des tarifs d'électricité. Prix de référence au 1^{er} avril 2016.

Légende :

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

(1) En période avant raccordement, le remplacement par des systèmes de chauffage à l'électricité se fait uniquement si l'équipement est irréparable.

TABLEAU 7.8.3 :
IMPACT CUMULATIF DES INTERVENTIONS EN ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

Réseaux Autonomes	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Îles-de-la-Madeleine											
<i>Ventes en énergie (GWh)</i>	19,1	20,8	21,2	21,7	22,1	22,5	22,9	0,1	0,1	0,1	0,1
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹</i>	4,6	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	0,1	0,1	0,1	0,1
Nunavik											
<i>Ventes en énergie (GWh)</i>	12,5	12,5	14,3	16,2	16,5	16,9	17,2	17,6	17,9	18,3	18,7
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹</i>	2,5	2,5	2,9	3,3	3,4	3,5	3,6	3,6	3,7	3,8	
Basse-Côte-Nord											
<i>Ventes en énergie (GWh)</i>	1,4	1,4	1,8	1,2	1,6	1,9	2,3	2,6	3,0	3,4	3,7
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹</i>	0,4	0,4	0,5	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	
Schefferville											
<i>Ventes en énergie (GWh)</i>	1,0	1,0	1,3	1,7	2,0	2,4	2,8	3,1	3,5	3,8	4,2
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹</i>	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
Haute-Mauricie											
<i>Ventes en énergie (GWh)</i>	1,0	1,6	1,9	2,3	2,6	3,0	3,4	3,7	4,1	4,4	4,8
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹</i>	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,8	0,9	1,0	1,1	
Réseaux autonomes											
<i>Ventes en énergie (GWh)</i>	35,0	37,3	40,6	43,0	44,8	46,7	48,5	27,2	28,6	30,1	31,5
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹</i>	8,0	8,6	9,4	9,9	10,4	10,8	11,3	6,1	6,5	6,8	

Note : Les valeurs présentées prennent en compte les raccordements au réseau intégré pour les clients alimentés par les centrales de Cap-aux-Meules et de la Romaine.

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