

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023
DES RÉSEAUX AUTONOMES**

TABLE DES MATIÈRES

1. CONTEXTE DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT	5
1.1. RAPPEL DE LA STRATÉGIE DU DISTRIBUTEUR	5
1.2. SUIVI DE LA STRATÉGIE DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020	5
2. PORTRAIT DES TERRITOIRES.....	6
2.1. ÎLES-DE-LA-MADELEINE	7
2.2. NUNAVIK.....	8
2.3. BASSE-CÔTE-NORD	8
2.4. SCHEFFERVILLE	9
2.5. HAUTE MAURICIE	9
3. PRÉVISION DE LA DEMANDE	10
3.1. MÉTHODOLOGIE DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE.....	10
3.2. PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE	10
4. BILANS OFFRE-DEMANDE.....	13
4.1. CRITÈRE DE PLANIFICATION	13
4.2. MARGES DE MANŒUVRE EN PUISSANCE PAR RÉSEAU	14
5. STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT	16
5.1. INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	16
5.1.1. <i>Utilisation efficace de l'énergie</i>	16
5.1.2. <i>Économies d'énergie</i>	17
5.1.3. <i>Gestion de la demande en puissance (GDP)</i>	18
5.2. GESTION DE L'OFFRE	19
5.2.1. <i>Génératrices mobiles et ajout de capacités</i>	20
5.2.2. <i>Utilisation des énergies renouvelables : état d'avancement des projets</i>	20
6. APPROVISIONNEMENT EN CARBURANT DES CENTRALES.....	22

Liste des tableaux

Tableau 1	Prévision des besoins en énergie par territoire.....	10
Tableau 2	Prévision des besoins en puissance par territoire	11
Tableau 3	Impact des interventions en efficacité énergétique.....	12
Tableau 4	Marges (déficits) de puissance par réseau	15

Note : Les totaux des tableaux des pièces HQD-2, document 1 et HQD-2, document 2 sont calculés à partir de données non arrondies.

1 Le Plan d'approvisionnement 2014-2023 des réseaux autonomes (le « Plan ») se
2 compose d'un document principal et d'annexes, ces dernières étant regroupées à la pièce
3 HQD-2, document 2. La localisation de l'information demandée par la Régie de l'énergie
4 (la « Régie ») dans le *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de*
5 *distribution* (le « Distributeur ») de juin 2010 et dans les décisions postérieures de la Régie
6 se trouve à l'annexe 1B.

1. CONTEXTE DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT

7 Dans ce plan d'approvisionnement, les réseaux autonomes sont regroupés en cinq
8 territoires distincts : les Îles-de-la-Madeleine, le Nunavik, la Haute Mauricie, la Basse-
9 Côte-Nord (incluant l'Île d'Anticosti) et Schefferville.

1.1. Rappel de la stratégie du Distributeur

10 Le Distributeur assure sa mission de base dans les réseaux autonomes, à savoir, combler
11 les besoins de la clientèle tant à court terme qu'à long terme et ce, à moindre coût. Pour
12 ce faire, le Distributeur poursuit sa stratégie en agissant, dans un premier temps sur la
13 demande et, dans un second temps, sur l'offre de capacité. Ainsi, afin d'assurer le
14 maintien de la fiabilité du service, le Distributeur continue de planifier sa stratégie
15 d'approvisionnement en tenant compte d'une part, de l'ensemble des moyens de gestion
16 dont il dispose soient, les interventions en efficacité énergétique, l'utilisation de
17 génératrices mobiles et ultimement l'ajout de capacité et, d'autre part, du contexte
18 particulier de chacun des réseaux.

1.2. Suivi de la stratégie du Plan d'approvisionnement 2011-2020

19 Dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020, le Distributeur prévoyait, pour la période
20 2011 à 2013, procéder à des ajouts de puissance aux centrales de Puvirnituk, Kangirsuk,
21 Kuujuarapik et Opitciwan.

22 L'augmentation de la capacité des centrales de Puvirnituk (1,3 MW)¹ et de Kangirsuk
23 (0,1 MW) a été réalisée telle que prévue. En revanche, une révision à la baisse des
24 besoins à Kuujuarapik ne justifiait plus l'ajout de puissance précédemment planifié. Quant

¹ Le Distributeur a ajouté en 2011 un groupe de 1,9 MW en remplacement d'un groupe de 0,6 MW. Ce dernier a toutefois été maintenu en réserve pour les cas d'urgence.

1 à l'augmentation de capacité prévue à la centrale d'Opitciwan, elle a été reportée en
2 raison de l'option d'électricité interruptible sans préavis convenue avec un client local.

3 Au chapitre des autres ajouts de capacité depuis le plan précédent, la nouvelle centrale de
4 Kuujjuaq, mise en service à la fin de l'année 2010, a permis d'augmenter la puissance
5 installée de la centrale de 1,7 MW. À Akulivik, les travaux de construction de la nouvelle
6 centrale ont débuté au printemps 2013. D'ici sa mise en service prévue en 2015,
7 l'installation d'une génératrice mobile (1,2 MW) assurera la fiabilité des
8 approvisionnements. Une génératrice mobile a également été installée à Tasiujaq
9 (0,5 MW) pour assurer la fiabilité des approvisionnements. Enfin, le Distributeur a procédé
10 au remplacement de groupes qui ont permis d'accroître légèrement la puissance installée
11 de la centrale de L'Île-d'Entrée (40 kW).

12 En matière de raccordement au réseau intégré, le Distributeur prévoyait celui du réseau
13 de La Romaine à l'automne 2012 et analysait la possibilité de raccorder le réseau de
14 Clova à l'horizon 2013. Si le projet de raccordement de ce dernier est abandonné, celui de
15 La Romaine reste en suspens. Quant aux Îles-de-la-Madeleine, le Distributeur continue
16 ses démarches en vue d'un raccordement possible au poste de Percé.

17 Les études concernant le jumelage éolien-diesel (JED) aux Îles-de-la-Madeleine et à
18 Kangiqsualujjuaq se poursuivent. Les résultats qui en découleront permettront de baliser
19 les conditions de réalisation de ce type de projets dans d'autres réseaux, particulièrement
20 en ce qui concerne l'emplacement des éoliennes. Concernant les autres projets d'énergie
21 renouvelable, le Distributeur attend les résultats d'études de faisabilité.

2. PORTRAIT DES TERRITOIRES

22 Les réseaux autonomes se situent dans une zone territoriale vaste mais peu peuplée. Ces
23 territoires comptent une population totale de près de 35 000 habitants répartie en trente
24 communautés composées d'Attikameks, de Blancs, de Cris, d'Innus, d'Inuits et de
25 Naskapis. En 2012, les réseaux autonomes comptaient plus de 17 600 abonnements, la
26 production en électricité s'élevait à 412 GWh et les besoins en puissance atteignaient
27 93 MW.

1 Pour répondre à ces besoins, les réseaux autonomes sont alimentés par deux centrales
2 hydrauliques (Ménihek et Lac-Robertson) et par vingt-trois centrales thermiques², dont la
3 puissance installée totale représente 164 MW. Le coût de fonctionnement des centrales
4 thermiques est très élevé compte tenu du prix des combustibles (voir l'annexe 3). De plus,
5 la plupart des centrales étant désuètes, elles nécessiteront éventuellement des
6 investissements en vue d'en assurer la pérennité.

2.1. Îles-de-la-Madeleine

7 L'archipel des Îles-de-la-Madeleine, situé à 290 kilomètres à l'est de Gaspé, représente le
8 territoire le plus important des réseaux autonomes, tant en terme du nombre
9 d'abonnements que de la consommation électrique. En 2012, le nombre d'abonnements
10 souscrits constituait pratiquement 43 % des abonnements de l'ensemble des réseaux. De
11 même, les ventes de 2012 représentaient 45 % des ventes totales des réseaux, ce qui se
12 traduit par des besoins en énergie et en puissance respectivement de 187,7 GWh et
13 42,1 MW.

14 Les clients des Îles-de-la-Madeleine sont alimentés en électricité par deux centrales
15 thermiques : L'Île-d'Entrée (diesel léger) et Cap-aux-Meules (mazout lourd). La centrale de
16 Cap-aux-meules, construite en 1992, comporte six groupes diesel identiques totalisant
17 67 MW. Si la rentabilité de l'option de raccordement n'était pas démontrée, le Distributeur
18 devra éventuellement s'engager dans un programme de remplacement des groupes à
19 compter de 2023 afin d'assurer la fiabilité des approvisionnements.

20 Outre les enjeux de capacité de production, le Distributeur doit également faire face à des
21 excédents d'émission de CO₂ pour la centrale de Cap-aux-Meules³. En 2012, le niveau
22 d'émission de la centrale dépassait 125 000 tonnes d'équivalents CO₂, soit cinq fois plus
23 élevés que le plafond autorisé. Dès 2013, le Distributeur procédera à l'acquisition sur une
24 base annuelle des droits nécessaires visant à couvrir les excédents d'émission.

² Y compris les centrales de La Tabatière, de Saint-Augustin et de Blanc-Sablon, lesquelles assurent la relève en cas de pannes et d'entretien pour le réseau du Lac-Robertson.

³ En vertu du Règlement concernant le *Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*, le Distributeur a l'obligation, par l'achat de droits d'émission, de couvrir les émissions de gaz à effet de serre des unités de production d'électricité qui émettent plus de 25 000 tonnes d'équivalent CO₂ par année.

2.2. Nunavik

1 Le Nunavik longe la Baie d'Ungava, de Kangiqsualujjuaq au nord-est jusqu'à Salluit au
2 nord, ainsi que la Baie d'Hudson, d'Iluvivik au nord jusqu'à Kuujjuarapik et Whapmagoostui
3 au sud. Les conditions climatiques au nord du 53^e parallèle sont caractérisées par de longs
4 hivers secs et des étés courts, froids et humides. L'accès au territoire se fait uniquement
5 par avion et par bateau une ou deux fois l'an.

6 Le territoire comprend quatorze villages inuits et un village cri. Le nombre d'habitants pour
7 l'ensemble de ce territoire avoisine celui des Îles-de-la-Madeleine. Toutefois, cette
8 population a la caractéristique d'être particulièrement jeune (plus de la moitié de la
9 population a moins de 25 ans) reflétant ainsi la forte croissance démographique de cette
10 région. Au Nunavik, la consommation pour le chauffage des locaux et de l'eau a la
11 particularité d'être au mazout. En 2012, les besoins en énergie étaient de 82,4 GWh et
12 ceux en puissance de 15,5 MW. Tous les villages sont approvisionnés par des centrales
13 thermiques.

2.3. Basse-Côte-Nord

14 La Basse-Côte-Nord s'étend du village de La Romaine jusqu'à celui de Blanc-Sablon et
15 comprend aussi le village de Port-Menier situé sur l'Île d'Anticosti. Ce territoire regroupe
16 des communautés innus et blanches. Les clients des villages à l'est de La Romaine sont
17 alimentés par la centrale hydraulique Lac-Robertson, tandis que ceux de La Romaine et
18 de l'Île d'Anticosti sont desservis par des centrales thermiques.

19 La centrale hydraulique Lac-Robertson fournit environ 80 % des besoins en énergie et en
20 puissance du territoire de la Basse-Côte-Nord, lesquels s'élevaient à 86,4 GWh et
21 21,9 MW en 2012. Cette centrale hydraulique (incluant les centrales thermiques de
22 réserve) possède une puissance installée de 33,7 MW. S'ajoutent à cela, les capacités
23 installées de la centrale thermique de Port-Menier (2,8 MW) ainsi que celle de La Romaine
24 (5,7 MW). Les capacités de production sont donc suffisantes pour satisfaire les besoins en
25 pointe sur toute la période du Plan.

2.4. Schefferville

1 Outre la ville de Schefferville, ce territoire inclut les réserves de Matimékush-Lac-John et
2 de Kawawachikamach. Trois communautés sont présentes sur ce territoire : une
3 communauté de Blancs, une d'Innus et une de Naskapis.

4 Bien que ce réseau soit situé au nord du 53^e parallèle, Schefferville se distingue par une
5 utilisation de l'électricité à des fins de chauffage. En 2012, les besoins en énergie et en
6 puissance s'élevaient respectivement à 43,4 GWh et 10,4 MW.

7 Les besoins de la clientèle sont approvisionnés par la centrale hydraulique de Menihek,
8 située au Labrador, en vertu d'un contrat d'achat d'électricité signé en 2005 entre le
9 Distributeur et Nalcor Energy. Le Distributeur s'est ainsi engagé, sur une période de
10 40 ans, à acheter une quantité d'énergie minimum de 40 GWh par année et à assumer,
11 d'une part, les coûts de réfection des équipements de production et de transport au
12 Labrador et, d'autre part, les coûts d'exploitation et de maintenance des équipements ainsi
13 que les réparations majeures.

14 Par ailleurs, la fiabilité des approvisionnements est assurée par la centrale de Menihek
15 d'une capacité de 17 MW et par deux groupes électrogènes de secours de 1,7 MW
16 chacun⁴.

2.5. Haute Mauricie

17 La Haute Mauricie regroupe deux localités, Opitciwan et Clova. Ce territoire est le plus
18 petit des réseaux autonomes en termes d'abonnements et de consommation. À ce jour, le
19 nombre d'abonnements reste inférieur à 600, de même, les ventes représentent près de
20 3 % des ventes totales de l'ensemble des territoires, soit 10,8 GWh.

21 Chacune des deux localités est alimentée par une centrale thermique au diesel. La
22 centrale d'Opitciwan dispose d'une puissance installée de 4,9 MW⁵ pour faire face aux
23 besoins en puissance, lesquels ont été de 3,01 MW à l'hiver 2012-2013. À Clova, la
24 capacité de production installée⁶ est suffisante pour combler les besoins en pointe
25 jusqu'en 2019.

⁴ Le Distributeur prévoit permanentiser ces deux groupes électrogènes à court terme.

⁵ Taille des groupes : 2 × 1 600 kW, 1 × 600 kW, 1 × 1 100 kW.

⁶ Taille des groupes diesel : 2 × 265 kW = 530 kW.

1 Ces deux centrales ont plus de trente ans et pourraient faire éventuellement l'objet de
 2 réfections majeures ou encore être remplacées.

3. PRÉVISION DE LA DEMANDE

3.1. Méthodologie de la prévision de la demande

3 La prévision de la demande d'électricité des réseaux autonomes, en énergie et en
 4 puissance, se fonde sur l'analyse des données historiques, la croissance démographique
 5 prévue, l'évolution attendue des consommations unitaires et la prévision des nouveaux
 6 abonnements.

7 La prévision des besoins en énergie et en puissance comprend, quant à elle, les ventes,
 8 l'usage interne, les pertes de distribution et de transport ainsi que les services auxiliaires
 9 des centrales. Elle intègre l'impact des interventions en efficacité énergétique du
 10 Distributeur (voir le tableau 3).

3.2. Prévision de la demande en énergie et en puissance

11 Les tableaux 1 et 2 présentent respectivement la prévision des besoins en énergie et en
 12 puissance à la pointe d'hiver sur la période du Plan pour chacun des territoires. Le détail
 13 par réseau est présenté à l'annexe 2C.

**TABLEAU 1
 PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE PAR TERRITOIRE**

En GWh	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023		
												GWh	Taux annuel moyen	
Îles-de-la-Madeleine														
Ventes	172,4	175,2	177,5	180,4	181,7	183,6	185,5	188,0	189,0	190,6	192,1	19,7	1,1%	
Usage interne, pertes et services auxiliaires	22,1	22,4	22,7	23,1	23,3	23,5	23,7	24,1	24,2	24,4	24,6	2,5	1,1%	
Besoins en énergie	194,4	197,6	200,2	203,5	205,0	207,1	209,2	212,0	213,2	215,0	216,7	22,2	1,1%	
Nunavik														
Ventes	78,3	81,2	83,4	86,1	88,3	90,9	93,5	96,5	98,8	101,5	104,2	25,9	2,9%	
Usage interne, pertes et services auxiliaires	7,3	7,6	7,9	8,1	8,3	8,6	8,8	9,1	9,3	9,6	9,8	2,5	2,9%	
Besoins en énergie	85,6	88,8	91,3	94,2	96,6	99,4	102,3	105,6	108,1	111,1	114,0	28,4	2,9%	
Basse Côte-Nord														
Ventes	78,6	79,8	80,8	81,9	82,2	83,0	83,7	84,7	84,9	85,4	85,9	7,3	0,9%	
Usage interne, pertes et services auxiliaires	10,3	10,4	10,6	10,7	10,7	10,8	10,9	11,0	11,1	11,1	11,2	0,9	0,8%	
Besoins en énergie	88,9	90,2	91,4	92,6	93,0	93,8	94,6	95,7	96,0	96,5	97,1	8,1	0,9%	
Schefferville														
Ventes	37,3	39,1	40,3	41,5	42,3	43,2	44,1	45,1	45,7	46,4	47,1	9,8	2,3%	
Usage interne, pertes et services auxiliaires	9,4	9,8	10,2	10,5	10,7	10,9	11,2	11,4	11,6	11,8	11,9	2,5	2,4%	
Besoins en énergie	46,7	48,9	50,5	52,0	53,0	54,2	55,3	56,6	57,3	58,2	59,0	12,3	2,4%	
Haute-Mauricie														
Ventes	11,9	12,2	12,4	12,7	12,9	13,1	13,4	13,8	14,0	14,4	14,7	2,8	2,2%	
Usage interne, pertes et services auxiliaires	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,2	2,1%	
Besoins en énergie	12,6	12,9	13,2	13,5	13,7	14,0	14,2	14,6	14,9	15,3	15,6	3,0	2,2%	

TABLEAU 2
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE PAR TERRITOIRE

En MW	2013 -	2014 -	2015 -	2016 -	2017 -	2018 -	2019 -	2020 -	2021 -	2022 -	Croissance 2013-2022	
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	MW	Taux annuel moyen
Îles-de-la-Madeleine	41,7	42,2	42,6	43,0	43,4	43,9	44,3	44,8	45,1	45,5	3,8	1,0%
Nunavik	16,3	16,8	17,3	17,8	18,3	18,8	19,4	19,9	20,4	21,0	4,7	2,9%
Basse Côte-Nord	22,2	22,5	22,7	22,9	23,1	23,3	23,5	23,7	23,8	24,0	1,8	0,9%
Schefferville	11,3	11,7	12,0	12,3	12,6	12,9	13,1	13,3	13,6	13,8	2,4	2,2%
Haute-Mauricie	3,3	3,4	3,4	3,5	3,6	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	0,7	2,1%

1 L'accroissement des besoins prévus, tant en énergie qu'en puissance, proviendra
 2 principalement des territoires du Nunavik, des Îles-de-la-Madeleine et de Schefferville. Au
 3 Nunavik, l'accroissement des ventes reflète une croissance démographique plus soutenue
 4 que dans les autres territoires. Par ailleurs, la taille du marché des Îles-de-la-Madeleine
 5 explique sa contribution relative à la croissance en énergie et en puissance de l'ensemble
 6 des réseaux autonomes. À Schefferville, la croissance élevée des ventes s'explique
 7 notamment par une croissance de la demande au secteur commercial et institutionnel
 8 prévue aux cours des prochaines années.

9 Les écarts de prévision par rapport au Plan d'approvisionnement 2011-2020 sont
 10 présentés à l'annexe 2D. Les écarts découlent, d'une part, de la mise à jour des
 11 paramètres de croissance et, d'autre part, de l'actualisation des données historiques
 12 observées de 2010 à 2012.

TABLEAU 3
IMPACT DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Année	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Îles-de-la-Madeleine											
Économies d'énergie :											
<i>Ventes en énergie (GWh)</i>	9,2	9,6	10,6	11,5	12,5	13,4	14,4	15,3	16,3	17,2	18,2
<i>Besoins en puissance (MW)</i> ¹	2,3	2,4	2,7	2,9	3,1	3,4	3,6	3,8	4,0	4,3	
Utilisation efficace de l'énergie :											
<i>Ventes en énergie (GWh)</i>	43,8	44,5	45,2	46,0	46,4	46,9	47,4	48,1	48,4	48,9	49,3
<i>Besoins en puissance (MW)</i> ¹	15,4	15,6	15,9	16,1	16,3	16,5	16,6	16,9	17,0	17,2	
Nunavik											
Économies d'énergie :											
<i>Ventes en énergie (GWh)</i>	2,3	2,6	3,0	3,3	3,6	3,9	4,2	4,5	4,8	5,1	5,4
<i>Besoins en puissance (MW)</i> ¹	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0	1,1	
Utilisation efficace de l'énergie ² :											
<i>Ventes en énergie (GWh)</i>	159,7	165,2	169,8	175,5	180,2	185,7	191,4	197,7	202,6	208,3	214,0
<i>Besoins en puissance (MW)</i> ¹	45,0	46,5	47,8	49,4	50,8	52,3	53,9	55,7	57,1	58,7	
Basse Côte-Nord											
Économies d'énergie :											
<i>Ventes en énergie (GWh)</i>	0,4	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5
<i>Besoins en puissance (MW)</i> ¹	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	
Utilisation efficace de l'énergie :											
<i>Ventes en énergie (GWh)</i>	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
<i>Besoins en puissance (MW)</i> ¹	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	
Schefferville											
Économies d'énergie :											
<i>Ventes en énergie (GWh)</i>	0,7	1,0	1,2	1,3	1,5	1,7	1,8	2,0	2,2	2,4	2,5
<i>Besoins en puissance (MW)</i> ¹	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	
Utilisation efficace de l'énergie :											
<i>Ventes en énergie (GWh)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Besoins en puissance (MW)</i> ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Haute-Mauricie											
Économies d'énergie :											
<i>Ventes en énergie (GWh)</i>	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4
<i>Besoins en puissance (MW)</i> ¹	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
Utilisation efficace de l'énergie :											
<i>Ventes en énergie (GWh)</i>	9,2	9,5	9,7	10,0	10,2	10,4	10,6	11,0	11,3	11,6	11,9
<i>Besoins en puissance (MW)</i> ¹	3,2	3,3	3,4	3,5	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	
Total											
Économies d'énergie :											
<i>Ventes en énergie (GWh)</i>	12,6	14,2	15,7	17,2	18,8	20,3	21,9	23,4	24,9	26,5	28,0
<i>Besoins en puissance (MW)</i> ¹	3,2	3,6	3,9	4,3	4,7	5,1	5,4	5,8	6,2	6,5	
Utilisation efficace de l'énergie :											
<i>Ventes en énergie (GWh)</i>	213,7	220,2	225,7	232,4	237,7	244,0	250,4	257,8	263,3	269,8	276,1
<i>Besoins en puissance (MW)</i> ¹	63,9	65,8	67,4	69,4	70,9	72,7	74,6	76,7	78,3	80,2	

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

² Attribuable majoritairement à la tarification dissuasive.

4. BILANS OFFRE-DEMANDE

1 Les équipements actuels suffisent amplement aux besoins en énergie de la clientèle de
2 chacun des réseaux autonomes. Cependant, sur la période du Plan, de nombreux réseaux
3 présentent un déficit de puissance.

4 Le bilan de puissance est issu de la différence entre la prévision des besoins et la
5 puissance garantie⁷, cette dernière est établie à partir du critère de planification.

4.1. Critère de planification

6 Le critère de planification se compose des critères de disponibilité et de stabilité :

- 7 • Le critère de disponibilité correspond à la puissance installée de la centrale, moins
8 celle du groupe le plus puissant (N-1). L'application de ce critère vise à assurer
9 une alimentation fiable de tous les clients en période de pointe et ce, dans
10 l'éventualité où le groupe le plus puissant devenait indisponible.
- 11 • Le critère de stabilité correspond à 90 % de la capacité disponible. Ce critère
12 permet à chaque centrale de conserver une marge de puissance suffisante pour
13 absorber des variations brusques de charge ainsi que les déséquilibres importants
14 causés par la faible diversité de la charge.

15 Ce critère de planification s'applique à toutes les centrales à l'exception de celle de Cap-
16 aux-Meules. Jusqu'à maintenant, la planification du réseau de Cap-aux-Meules reposait
17 sur le critère de planification (N-2) x 90 %, en raison notamment du temps requis pour
18 l'entretien de chaque groupe. Toutefois, depuis 2010, la durée des réfections majeures
19 des groupes diesels à la centrale a été optimisée, affectant ainsi le taux d'indisponibilité.
20 Une réduction significative des heures d'indisponibilités reliées à des défauts forçant
21 l'arrêt des groupes diesel, particulièrement pendant la période hivernale, a aussi été
22 constatée au cours des dernières années. Ainsi, compte tenu de ces nouveaux éléments,
23 le Distributeur a entamé des travaux afin de réévaluer le critère de planification de la
24 centrale de Cap-aux-Meules. Les résultats préliminaires indiquent que l'application d'un
25 critère spécifique à cette centrale ne serait plus appropriée. Le Distributeur évaluera donc
26 la possibilité de retenir le même critère que celui des autres centrales, soit (N-1) x 90 %.
27 Toutefois, d'ici à ce que l'ensemble des analyses soient complétées, le Distributeur retient,

⁷ La puissance garantie s'obtient par le produit (N-1)x90 % sauf pour la centrale de Cap-aux-Meules.

1 pour les fins de planification du réseau de Cap-aux-Meules, un taux de réserve de 55 %⁸
2 correspondant à une situation intermédiaire entre les critères de planification (N-1) x 90 %
3 et (N-2) x 90 %. Un suivi sera fait en 2014 dans le cadre de l'état d'avancement du Plan.

4.2. Marges de manœuvre en puissance par réseau

4 Le tableau 4 présente la marge de manœuvre prévue de chacun des réseaux autonomes.
5 Cette marge de manœuvre est établie par la différence entre la puissance garantie par les
6 équipements en place et le niveau de la charge à la pointe. Une valeur positive signifie
7 que le Distributeur dispose d'une marge de manœuvre suffisante pour satisfaire le critère
8 de planification. À l'opposé, une valeur négative signale un déficit de puissance. Le détail
9 du bilan de puissance de chaque réseau, dont proviennent ces marges de manœuvre, est
10 présenté à l'annexe 4.

⁸ Ce taux correspond à une réserve applicable aux besoins en puissance.

**TABLEAU 4
MARGES (DÉFICITS) DE PUISSANCE PAR RÉSEAU**

En MW	2013 - 2014	2014 - 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
Îles-de-la-Madeleine										
Cap-aux-Meules	2,8	2,1	1,5	0,9	0,2	(0,5)	(1,2)	(1,8)	(2,4)	(3,0)
L'Île-d'Entrée	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Nunavik										
Akulivik	1,0	1,0	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2
Aupaluk	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)
Inukjuak	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,0	(0,0)
Ivujivik	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,1)
Kangișsualujuaq	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	(0,0)	(0,0)	(0,1)	(0,1)
Kangișsujuaq	0,1	0,0	(0,0)	(0,0)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,2)	(0,2)
Kangirsuk	0,1	0,1	0,0	0,0	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,1)	(0,1)	(0,1)
Kuujuaq	0,9	0,8	0,8	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	(0,1)
Kuujuarapik	0,0	(0,1)	(0,1)	(0,2)	(0,2)	(0,3)	(0,3)	(0,4)	(0,5)	(0,5)
Puvirmituq	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0
Quaqtaq	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	(0,0)	(0,0)
Salluit	0,0	(0,0)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,2)	(0,2)	(0,3)	(0,3)	(0,4)
Tasiujaq	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4
Umiujaq	0,0	0,0	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)
Basse Côte-Nord										
Lac Robertson	2,5	2,3	2,2	2,0	1,9	1,8	1,6	1,5	1,4	1,4
La Romaine	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1
Port-Menier	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4
Schefferville										
Schefferville	0,2	(0,2)	(0,5)	(0,8)	(1,1)	(1,4)	(1,6)	(1,8)	(2,1)	(2,3)
Haute-Mauricie										
Opitciwan	0,7	0,6	(0,2)	(0,3)	(0,4)	(0,4)	(0,5)	(0,6)	(0,7)	(0,7)
Clova	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)

- 1 D'ici l'hiver 2016-2017, six réseaux présentent des déficits en puissance. Toutefois, à
- 2 l'exception des réseaux d'Opitciwan et de Schefferville, le niveau des déficits n'excède pas
- 3 0,2 MW. À l'horizon 2022-2023, quinze des vingt-deux réseaux auront une marge de
- 4 manœuvre négative.

5. STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

1 Pour faire face aux déficits de puissance prévus, le Distributeur déploiera une stratégie
2 intégrée visant à assurer, sur la période du Plan, la fiabilité des approvisionnements de
3 chaque réseau. Le Distributeur mettra d'abord de l'avant des interventions en efficacité
4 énergétique et procédera, lorsque nécessaire, à l'ajout de génératrices mobiles ou de
5 capacités de production supplémentaires qui assureront la suffisance des ressources et le
6 respect du critère de planification.

5.1. Interventions en efficacité énergétique

7 Le Distributeur continue de prioriser les interventions en efficacité énergétique pour
8 assurer l'équilibre offre-demande des réseaux autonomes à moindre coût. Ces
9 interventions visent l'utilisation efficace de l'énergie, les économies d'énergie et la gestion
10 de la demande en puissance. Le Distributeur poursuit ainsi le déploiement des
11 interventions auprès de la clientèle selon différentes approches : tarif ou options tarifaires,
12 programmes commerciaux, financement de tiers⁹ pour réaliser des programmes ou des
13 activités commerciales.

5.1.1. Utilisation efficace de l'énergie

14 Le Distributeur dispose de deux importants leviers pour encourager l'utilisation efficace de
15 l'énergie dans les réseaux autonomes. La tarification applicable aux clients situés au nord
16 du 53^e parallèle ainsi que le programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ) déployé
17 dans les réseaux où l'électricité est produite à partir d'une centrale thermique, constituent
18 des moyens très performants pour réduire les besoins d'électricité des réseaux en période
19 d'hiver.

20 Grâce à cette tarification, la totalité des clients du Nunavik disposent d'un système de
21 chauffage au mazout. Toutefois, les données de facturation et les observations sur le
22 terrain permettent de constater la présence de chauffage d'appoint électrique. Ainsi, dans
23 le but d'accentuer le signal de prix, le Distributeur propose une mise à jour de cette

⁹ Le financement d'une partie des activités et programmes d'économie d'énergie du Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétique (BEIÉ) constitue un exemple de cette approche.

1 tarification tel qu'énoncé dans le dossier tarifaire 2014-2015¹⁰. Parallèlement, le
2 Distributeur prévoit consulter davantage les organismes qui gèrent la facturation afin
3 d'identifier les moyens pertinents visant à conscientiser davantage les clients sur
4 l'utilisation efficace de l'électricité et, conséquemment, réduire ses coûts de production.

5 Quant au PUEÉ, plus de 4 000 clients participent actuellement à ce programme
6 permettant ainsi de réduire les besoins de puissance des réseaux autonomes de
7 19 MW¹¹. Afin d'améliorer le taux de participants à ce programme, le Distributeur maintient
8 sa stratégie actuelle qui consiste à proposer plusieurs modalités¹² adaptées à chaque
9 réseau. En 2012, le Distributeur a proposé une bonification du PUEÉ aux Îles-de-la-
10 Madeleine pour la clientèle affaires et pour la nouvelle construction de la clientèle
11 résidentielle. En fonction des résultats, le Distributeur analysera la possibilité, d'une part,
12 d'étendre la bonification à d'autres réseaux et, d'autre part, d'élargir le PUEÉ à d'autres
13 sources d'énergie qui s'avèreraient rentables.

5.1.2. Économies d'énergie

14 Le Distributeur intervient activement depuis plusieurs années en réseaux autonomes en
15 proposant des programmes adaptés au contexte particulier de ces réseaux¹³. À la fin
16 2012, les interventions dans les réseaux autonomes ont permis de réaliser des économies
17 d'énergie de 11,4 GWh, soit plus de 3 % des ventes. Les besoins en puissance ont ainsi
18 été réduits de 2,9 MW, ce qui représente aussi 3 % des besoins en pointe des réseaux
19 autonomes. Ces indicateurs reflètent les bonnes performances du Distributeur¹⁴ dans les
20 réseaux autonomes et ce, malgré l'existence de barrières commerciales importantes. De
21 plus, afin d'améliorer la performance de ses programmes, le Distributeur réalisera des
22 campagnes de sensibilisation axées sur les habitudes de consommation et les
23 comportements à adopter pour minimiser la facture d'énergie.

¹⁰ Demande R-3854-2013, section 2.4 de la pièce HQD-13, document 2 (B-0049).

¹¹ Excluant le Nunavik.

¹² (i) compensation financière versée aux clients pour l'achat de mazout, (ii) subvention pour l'acquisition de système au mazout et (iii) paiement complet ou partiel de l'entretien des systèmes.

¹³ Faible densité de la population dispersée sur un vaste territoire, prépondérance du mazout pour le chauffage des locaux, coûts d'approvisionnement plus élevés, spécificités culturelles, etc.

¹⁴ Pour le réseau intégré, les programmes du PGEÉ ont permis de réduire les ventes de 4,2 % et les besoins en puissance de 3 %.

1 Parallèlement, le Distributeur poursuit ses efforts en maintenant, d'une part, plusieurs
2 programmes existants et en proposant, d'autre part, de nouveaux programmes comme par
3 exemple, le programme d'éclairage efficace visant l'installation d'ampoules fluorescentes
4 compactes (LFC) et de DEL aux secteurs résidentiel et affaires dans tous les réseaux.

5 S'inspirant de l'expérience réalisée en 2013 dans les écoles de Schefferville, le
6 Distributeur entend poursuivre ses activités de sensibilisation en ciblant davantage les
7 étudiants et ce, pour l'ensemble des réseaux.

8 Par ailleurs, tel qu'annoncé dans son dossier tarifaire 2014-2015¹⁵, le Distributeur a
9 débuté un projet pilote d'isolation de l'entretoit à Schefferville auprès de la clientèle
10 résidentielle. Si les résultats du projet pilote s'avèrent concluants, le Distributeur concevra
11 dans les meilleurs délais un programme visant l'isolation de l'entretoit dans d'autres
12 réseaux. De plus, suite au projet pilote réalisé aux Îles-de-la-Madeleine sur l'éclairage
13 efficace (clientèle affaires), le Distributeur visera à étendre à d'autres réseaux ce type
14 d'éclairage par l'installation de LFC ou de DEL, auprès des clientèles résidentielles et
15 affaires. Enfin, il continuera d'offrir aux Îles-de-la-Madeleine, le programme d'éclairage
16 public au DEL et étudiera la possibilité de le déployer dans d'autres réseaux.

17 À plus long terme, le Distributeur déploiera tous les efforts requis pour exploiter
18 commercialement les mesures d'économie d'énergie identifiées dans le PTÉ. Il évaluera
19 notamment la faisabilité et le potentiel réalisable des mesures d'enveloppe du bâtiment en
20 supplément à l'isolation de l'entretoit. De plus, le Distributeur validera les coûts et la
21 performance des technologies d'énergie renouvelable compte tenu du contexte et des
22 conditions climatiques des réseaux autonomes. Si des technologies s'avèrent
23 performantes et économiquement rentables, il priorisera leur implantation afin de réduire
24 les besoins.

5.1.3. Gestion de la demande en puissance (GDP)

25 L'évaluation du PTÉ montre qu'il existe un potentiel intéressant de GDP provenant des
26 mesures comportementales tel que le déplacement de l'utilisation des appareils
27 électroménagers. De plus, dans les réseaux où le chauffage est à l'électricité, il existe
28 également un potentiel dans la gestion des chauffe-eau, des températures de consigne

¹⁵ Demande R-3854-2013, HQD-9, document 1 (B-0036), page 22 de 52.

1 des résidences et des systèmes de chauffage-ventilation des bâtiments commerciaux et
2 institutionnels. L'installation d'appareils comme des chauffe-eau à trois éléments et des
3 systèmes biénergie peut aussi présenter un potentiel intéressant. Cependant, l'utilisation
4 de ces appareils doit être analysée dans le contexte particulier de chaque réseau.

5 En vue d'exploiter les moyens de GDP identifiés dans le PTÉ, le Distributeur mettra
6 l'emphase sur les actions suivantes :

- 7 • Maximiser l'utilisation de l'électricité interruptible et assurer une reconduction
8 annuelle de l'option d'électricité interruptible à Opitciwan ;
- 9 • Sensibiliser la clientèle sur les gestes appropriés à poser durant l'hiver pour
10 réduire leur consommation en période de pointe ;
- 11 • Mettre en place les mécanismes nécessaires pour permettre de procéder à des
12 appels au public dans les réseaux autonomes. Dès l'hiver 2013-2014, le
13 Distributeur entend prioriser les réseaux de Schefferville et des Îles-de-la-
14 Madeleine ;
- 15 • Évaluer le potentiel commercialisable des mesures identifiées dans le PTÉ et
16 valider leur impact sur les besoins en puissance ;
- 17 • Développer de nouvelles interventions et poursuivre la vigie des approches
18 commerciales adaptées en réseaux autonomes.

19 Un objectif de gestion de la demande en puissance pour chacun des réseaux autonomes
20 ne pourra être fixé que suite à la validation du potentiel réalisable du PTÉ. Le cas échéant,
21 le Distributeur proposera de nouveaux programmes et implantera toutes les mesures
22 visant la gestion de la demande en puissance qui démontrent une rentabilité commerciale
23 et une contribution effective au bilan de puissance. Le Distributeur évaluera également la
24 possibilité d'utiliser l'interruption de charge à distance pour gérer la demande en
25 puissance.

5.2. Gestion de l'offre

26 Dans l'éventualité de déficits en raison d'une contribution insuffisante des interventions en
27 efficacité énergétique ou d'une augmentation non prévue de la charge, le Distributeur
28 entend agir sur l'offre et procéder à des ajouts de capacité de production temporaires ou
29 permanentes.

5.2.1. Génératrices mobiles et ajout de capacités

1 L'installation de génératrices mobiles est la solution adoptée par le Distributeur, lorsqu'il
2 s'agit de déployer à court terme des moyens additionnels de production. En effet, ces
3 équipements peuvent être installés rapidement pour combler les besoins de courte durée,
4 notamment lors des périodes de pointes hivernales ou pour pallier des situations
5 d'urgence. L'utilisation de génératrices mobiles est moins coûteuse que l'installation de
6 groupes permanents et permet de repousser de quelques années des investissements
7 importants visant à augmenter la puissance d'une centrale. Par exemple, si l'option
8 d'électricité interruptible à Opitciwan n'était pas renouvelée, le Distributeur pourrait
9 procéder à l'installation d'une génératrice mobile pour assurer la fiabilité de
10 l'approvisionnement. De même, pour le réseau de Schefferville, le Distributeur pourrait
11 ajouter une génératrice mobile supplémentaire dont la capacité permettrait de déplacer le
12 déficit en puissance de plusieurs années.

13 Enfin, le Distributeur n'exclut pas la possibilité d'ajouter des équipements permanents
14 lorsque la situation l'exige. Il évaluera, annuellement et au cas par cas, le profil des
15 besoins et des caractéristiques des approvisionnements existants afin d'anticiper si de tels
16 investissements sont requis.

5.2.2. Utilisation des énergies renouvelables : état d'avancement des projets

17 Le Distributeur présente dans cette section l'état d'avancement des projets concernant
18 l'utilisation des énergies renouvelables. Ces dernières constituent une source d'énergie
19 complémentaire ou alternative aux combustibles. Bien qu'ils réduisent l'utilisation de
20 combustible, tous les projets doivent s'avérer être techniquement réalisables,
21 économiquement rentables, acceptables du point de vue environnemental et accueillis
22 favorablement par les communautés concernées.

Jumelage éolien-diesel

23 Le Distributeur poursuit son analyse relativement aux deux projets en cours, à savoir celui
24 aux Îles-de-la-Madeleine et l'autre au Nunavik (Kangiqsualujjuaq). Actuellement, les
25 résultats des analyses techniques de l'intégration aux réseaux des centrales de Cap-aux-
26 Meules et de Kangiqsuallujjuaq démontrent des résultats satisfaisants. Le Distributeur doit
27 par ailleurs poursuivre ses analyses concernant la rentabilité de ces projets. Dès que les
28 analyses seront complétées, le Distributeur procédera à la mise à jour du rapport

1 d'expertise sur le développement du JED aux Îles-de-la-Madeleine et au Nunavik. Un suivi
2 sera fait en 2014 dans le cadre de l'état d'avancement du Plan.

Récupération de chaleur des centrales thermiques - Chauffage urbain

3 Dans le passé, les analyses de projet de chauffage urbain à Kuujjuag et à
4 Kangiqsualujjuag ont démontrées que l'application de cette technologie n'était pas
5 rentable dans les réseaux autonomes. Plus récemment, les résultats de l'évaluation visant
6 l'alimentation de l'école d'Akulivik ont aussi fait la démonstration que le coût de ce type
7 d'énergie alternative est trop élevé dans les réseaux autonomes. Le Distributeur n'entend
8 donc pas procéder à de nouvelles études de projets de récupération de chaleur dans les
9 réseaux autonomes.

Biomasse forestière

10 Dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020, le Distributeur annonçait que des
11 discussions avaient été entamées avec la communauté autochtone d'Opitciwan visant un
12 projet de vente d'électricité produite à partir de biomasse forestière au Distributeur
13 proposé par la communauté. Les discussions avec la communauté sont toujours en cours
14 pour ce projet.

Hydraulique

15 Dans une stratégie envisagée dans le précédent plan d'approvisionnement, le Distributeur
16 faisait état qu'il considérait la possibilité d'acheter de l'électricité à partir de production
17 hydraulique pour alimenter la communauté d'Inukjuak.

18 Le promoteur, soit la communauté, est toujours à la recherche de financement pour le
19 projet. Le Distributeur redémarrera ses analyses d'intégration lorsque la communauté sera
20 en mesure de poursuivre la réalisation du projet.

Hydrolienne

21 Dans la stratégie d'approvisionnement au Nunavik énoncée dans le plan
22 d'approvisionnement précédent, le Distributeur évoquait le potentiel d'utilisation
23 d'hydroliennes comme moyen de production.

1 Le Distributeur a obtenu les résultats de l'étude du site sur la rivière Koksoak du réseau
2 Kuujjuaq à la fin de 2012. L'analyse des résultats montre encore plusieurs enjeux non
3 résolus dont la présence de marées sur tous les sites potentiels identifiés, la présence de
4 glace et de frasil et l'absence de données concernant l'impact sur la faune marine
5 (poissons, bélugas, phoques). À ces éléments s'ajoute la technologie non éprouvée
6 commercialement d'une hydrolienne réversible adaptée à la présence de marées.

7 Compte tenu de l'impact sur la fiabilité de l'alimentation d'une communauté isolée, le
8 Distributeur se doit d'utiliser des technologies fiables et éprouvées. De plus, les impacts
9 sur l'environnement de ces technologies doivent être connus. Pour ces raisons, aucune
10 décision n'a été prise concernant la poursuite du projet.

6. APPROVISIONNEMENT EN CARBURANT DES CENTRALES

11 Le Distributeur poursuit sa stratégie d'approvisionnement en carburant en privilégiant
12 l'appel à la concurrence lorsque possible. Il vise constamment à réduire ses coûts
13 d'approvisionnement en ajustant ses critères d'achat et en étudiant différentes formules de
14 prix. Les contrats d'approvisionnement en mazout comportent des options de prolongation.
15 Ces options permettent au Distributeur de reconduire ou non son contrat pour l'année
16 suivante ou, dans le cas du Nunavik, pour une durée de cinq ans.

17 L'état des contrats d'approvisionnement en carburant des centrales par territoire est
18 présenté ci-après.

Centrale de Cap-aux-Meules :

- 19 • Contrat d'approvisionnement au mazout lourd avec Kildair Services, lequel a été
20 prolongé jusqu'au 28 février 2014. Le Distributeur dispose encore de trois options
21 de prolongation supplémentaires d'une année chacune.
- 22 • Contrat d'approvisionnement au diesel # 2 avec Pétroles Irving (Highlands Fuels
23 Delivery G.P.), lequel vient à échéance le 31 décembre 2013. Le Distributeur
24 dispose de trois options de prolongation d'une année chacune.

Centrale de L'Île-d'Entrée :

- 1 • Contrat d'approvisionnement au diesel # 2 avec Pétroles Irving (Highlands Fuels
2 Delivery G.P.), lequel est arrivé à échéance le 31 août 2012. Le Distributeur a déjà
3 utilisé deux des trois options de prolongation du contrat. La troisième assurera des
4 approvisionnements jusqu'en 2015.

Centrales du Nunavik :

- 5 • Contrat d'approvisionnement comportant des clauses de renouvellement annuel
6 assurant des approvisionnements jusqu'au 31 août 2017 avec La Fédération des
7 Coopératives du Nouveau-Québec (FCNQ)¹⁶, pour onze des quatorze centrales
8 du Nunavik et avec Nunavik Pétro (filiale de la FCNQ), pour les trois autres
9 centrales (Kangijsualujjuaq, Kuujjuaq et Quaqtac).

Centrale d'Opitciwan :

- 10 • Contrat d'approvisionnement avec Esso (Pétrolière Impériale Ltée) prenant fin le
11 31 décembre 2013. Le Distributeur dispose encore de deux options de
12 prolongation d'une année chacune.

Centrale de Clova :

- 13 • Contrat d'approvisionnement avec la compagnie Huiles HLH comportant trois
14 années de prolongation assurant des approvisionnements jusqu'au 31 mars 2013.
15 Le Distributeur a exercé la première des trois années de prolongation du contrat.

Centrales de la Basse-Côte-Nord :

- 16 • Contrat avec Énergie Valero Inc.¹⁷ qui est l'unique fournisseur pour ce territoire. Le
17 Distributeur et Énergie Valero négocient actuellement les termes d'un nouveau
18 contrat visant à assurer les approvisionnements des centrales de la Basse-Côte-
19 Nord. Une entente devrait être convenue d'ici la fin de l'année.

¹⁶ Il n'existe aucune concurrence en matière de distribution de produits pétroliers au Nunavik. La FCNQ exerce un monopole sur l'ensemble du territoire.

¹⁷ Anciennement Ultramar, la compagnie a changé de nom depuis juin 2013.