

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT
2005-2014
DES RÉSEAUX AUTONOMES**

TABLE DES MATIÈRES

1. PARTICULARITÉS DES RÉSEAUX AUTONOMES	5
1.1. GÉNÉRALITÉS	5
1.2. PRÉVISION DES BESOINS EN ÉLECTRICITÉ	6
1.3. MOYENS POUR RÉPONDRE AUX BESOINS	6
1.4. ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION	7
1.4.1. Critères de planification	7
1.5. TARIFICATION	8
1.6. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	9
1.6.1. Programmes d'efficacité énergétique en réseaux autonomes	9
1.6.2. Programmes d'économie d'énergie	10
1.7. SITUATION ACTUELLE	10
1.8. PRÉVISION - HORIZON 2014	10
1.9. STRATÉGIES 2005-2007	12
2. PORTRAITS DES BESOINS EN ÉLECTRICITÉ ET INSTALLATIONS	13
2.1. ÎLES-DE-LA-MADELEINE	14
2.1.1. Situation actuelle	14
2.1.2. Suivi – 2002-2004	14
2.1.3. Prévision - horizon 2014	14
2.1.4. Stratégies 2005-2007	15
2.2. NUNAVIK	15
2.2.1. Situation actuelle	16
2.2.2. Suivi – 2002-2004	16
2.2.3. Prévision - horizon 2014	17
2.2.4. Stratégies 2005-2007	17
2.3. BASSE CÔTE-NORD	18
2.3.1. Situation actuelle	18
2.3.2. Suivi – 2002-2004	19
2.3.3. Prévision - horizon 2014	19
2.3.4. Stratégies 2005-2007	20
2.4. ANTICOSTI	20
2.4.1. Situation actuelle	20
2.4.2. Suivi – 2002-2004	20
2.4.3. Prévision - horizon 2014	21
2.4.4. Stratégies 2005-2007	21
2.5. HAUTE-MAURICIE	21
2.5.1. Situation actuelle	21
2.5.2. Suivi – 2002-2004	22
2.5.3. Prévision - horizon 2014	22
2.5.4. Stratégies 2005-2007	23

3. CARACTÉRISTIQUES DES BESOINS EN ÉLECTRICITÉ ET DES INSTALLATIONS PAR CENTRALE	24
3.1. ÎLES-DE-LA-MADELEINE	24
3.1.1. <i>Cap-aux-Meules</i>	24
3.1.2. <i>Île-d'Entrée</i>	24
3.2. NUNAVIK (NORD DU 53 ^E PARALLÈLE)	25
3.2.1. <i>Kuujuarapik</i>	25
3.2.2. <i>Umiujaq</i>	25
3.2.3. <i>Inukjuak</i>	25
3.2.4. <i>Puvirnituk</i>	26
3.2.5. <i>Akulivik</i>	26
3.2.6. <i>Ivujivik</i>	26
3.2.7. <i>Salluit</i>	27
3.2.8. <i>Kangiqsujuaq</i>	27
3.2.9. <i>Quaqtaq</i>	27
3.2.10. <i>Kangirsuk</i>	28
3.2.11. <i>Aupaluk</i>	28
3.2.12. <i>Tasijuaq</i>	28
3.2.13. <i>Kuujjuaq</i>	29
3.2.14. <i>Kangiqsualujjuaq</i>	29
3.3. BASSE CÔTE-NORD	30
3.3.1. <i>Lac Robertson</i>	30
3.3.2. <i>La Romaine</i>	30
3.4. ANTICOSTI	30
3.4.1. <i>Port-Menier</i>	30
3.5. HAUTE MAURICIE	31
3.5.1. <i>Opitciwan</i>	31
3.5.2. <i>Wemotaci</i>	31
3.5.3. <i>Clova</i>	31
4. CONCLUSION	33

ANNEXES

ANNEXE A	CARTE GÉOGRAPHIQUE
ANNEXE B	LES BESOINS ET LES ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION EN 2003
ANNEXE C	TARIFICATION ET PROGRAMMES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE EN VIGUEUR EN 2004

1 **1. PARTICULARITÉS DES RÉSEAUX AUTONOMES**

2 **1.1. GÉNÉRALITÉS**

- 3 • **Le territoire** : le territoire desservi est vaste, mais peu peuplé. Il couvre
4 37 villages, répartis entre les Îles-de-la-Madeleine, le Nunavik (le Nord du
5 53^e parallèle), la Basse Côte-Nord, l'île d'Anticosti et la Haute Mauricie,
6 lesquels sont alimentés par 25 centrales¹. (Voir Annexes A et B)

7 ◇ L'archipel des **Îles-de-la-Madeleine**, situé à 290 km à l'est de
8 Gaspé, est alimenté en électricité par deux centrales thermiques
9 situées à Cap-aux-Meules et à l'Île-d'Entrée.

10 ◇ Le **Nunavik** longe la Baie d'Ungava, de Kangiqsualujjuak au nord-
11 est jusqu'à Salluit au nord, ainsi que la Baie d'Hudson, d'Ivujivik au
12 nord jusqu'à Kuujuarapik et Whapmagoostui au sud. Les
13 conditions climatiques au nord du 53^e parallèle, caractérisées par
14 de longs hivers secs et des étés courts, froids et humides, font que
15 l'accès au territoire ne se fait que par avion, sauf une ou deux fois
16 l'an par bateau. Le territoire comprend 14 villages inuits et un
17 village cri.

18 ◇ La **Basse Côte-Nord** comprend 15 villages le long de la rive nord
19 du golfe du Saint-Laurent, de La Romaine jusqu'à Blanc Sablon.
20 Les clients de Chevery à Blanc Sablon sont alimentés par la
21 centrale hydraulique du Lac Robertson.

22 ◇ L'île d'**Anticosti**, où seul le village de Port-Menier est alimenté par
23 la centrale d'Hydro-Québec Distribution.

¹ Incluant les centrales de La Tabatière, St-Augustin et de Blanc-Sablon, lesquelles assurent la relève en cas de panne et d'entretien.

1 ◇ La **Haute-Mauricie** comprend trois localités, dont deux
2 communautés Attikameks.

3 • **Le type de production** : hormis l'électricité produite par la centrale
4 hydroélectrique du Lac Robertson et acheminée aux villages à l'est de La
5 Romaine, c'est uniquement la production thermique locale qui assure
6 l'alimentation des clients des réseaux autonomes. La production
7 thermique est une technologie éprouvée, simple, connue, fiable et facile
8 d'entretien. Elle présente également l'avantage d'être relativement
9 économique (installation et exploitation), de fournir de l'énergie et de la
10 puissance de façon permanente et de ne pas être sujette aux aléas du
11 vent, de l'ensoleillement et des apports hydriques.

12 **1.2. PRÉVISION DES BESOINS EN ÉLECTRICITÉ**

13 La prévision des besoins en électricité, en puissance et en énergie, est établie à
14 partir de la croissance démographique, des ajouts de charges spécifiques
15 identifiées pour chacune des centrales, en considérant également l'historique des
16 ventes et les prévisions de constructions de nouveaux bâtiments au nord du 53e
17 parallèle.

18 Les prévisions en besoins présentées dans ce document correspondent à la
19 production totale des centrales, incluant les pertes de transport et de distribution
20 et la consommation des centrales.

21 La planification des besoins repose aussi sur l'hypothèse du maintien des
22 programmes d'efficacité énergétique et de la tarification actuellement en vigueur.

23 **1.3. MOYENS POUR RÉPONDRE AUX BESOINS**

24 À court terme (2005-2007), les moyens envisagés pour répondre aux besoins
25 sont : 1) le maintien des programmes d'efficacité énergétique et de la tarification

1 dissuasive au nord du 53^e parallèle et, éventuellement, 2) l'ajout de production
2 thermique aux installations existantes.

3 À long terme, afin de pouvoir répondre aux besoins des clients et étant donné
4 l'augmentation prévisible des coûts du pétrole, plusieurs alternatives à la
5 production thermique sont envisagées. Les principaux moyens envisagés sont le
6 raccordement au réseau principal, le développement de projets d'énergie
7 renouvelable (éolien, hydraulique, etc.), ainsi que des moyens alternatifs ou
8 complémentaires à la production thermique.

9 **1.4. ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION**

10 D'ici 2007, le moyen le plus fiable et sécuritaire pour alimenter les clients
11 consiste en l'ajout ou le remplacement de groupes électrogènes dans les
12 installations existantes. Le choix d'équipement est fait en considérant la fiabilité,
13 le coût et le rendement de chacun. Dans tous les cas, le Distributeur met en
14 œuvre la solution réalisable au moindre coût.

15 **1.4.1. Critères de planification**

16 Pour les réseaux autonomes, le Distributeur base sa planification des
17 équipements sur la capacité ferme des centrales, afin de minimiser le risque de
18 perte d'alimentation. La capacité ferme se compose de deux critères : un critère
19 de disponibilité (n-1) et un critère de stabilité (90 %). L'équation qui en résulte est
20 la suivante : $(n-1) * 90 \%$.

21 Le critère de disponibilité correspond à la puissance installée d'une centrale
22 moins le groupe le plus puissant (n-1). Cela permet d'alimenter tous les clients
23 en période de pointe, même si le groupe le plus puissant est indisponible. Le
24 risque qu'un groupe soit indisponible est réduit par la maintenance régulière des
25 équipements. Un plan d'urgence est en place pour chacun des territoires en cas
26 de panne majeure sur plus d'un groupe. La puissance installée est dorénavant

1 calculée en fonction du facteur de puissance réel de la charge du réseau, au lieu
2 de tenir uniquement compte des spécifications du manufacturier.

3 Le critère de stabilité correspond à 90 % de la charge de n-1, cela permet d'être
4 en mesure d'absorber de façon sécuritaire les variations brusques de charge,
5 ainsi que les déséquilibres importants causés par la faible diversité de la charge.

6 Pour les centrales du Nunavik, la réserve à respecter est dorénavant calculée à
7 partir de la puissance installée au lieu de la puissance ferme. En appliquant ces
8 deux modifications, le Distributeur : 1) évite d'avoir des groupes électrogènes
9 surdimensionnés, et 2) reporte de plusieurs années les investissements
10 initialement requis dans le plan d'approvisionnement 2001. Les ajustements
11 apportés aux critères de planification assurent un approvisionnement en
12 électricité à la clientèle tout aussi fiable et sécuritaire.

13 Notons que le critère de disponibilité est différent pour la centrale thermique des
14 Îles-de-la-Madeleine (Cap-aux-Meules), étant donné la capacité de chaque
15 groupe (11,2 MW), comparativement à ceux des autres centrales thermiques
16 (maximum 1,6 MW). La capacité ferme est déterminée à partir de l'équation (n-
17 2)*90 %. Le temps requis pour l'entretien d'un tel groupe est important et le
18 critère de disponibilité retenu permet de faire l'entretien, de façon plus
19 économique, tout au long de l'année, tout en ayant toujours un groupe en
20 réserve.

21 **1.5. TARIFICATION**

22 Au nord du 53^e parallèle, un tarif dissuasif est appliqué afin de limiter l'usage de
23 l'électricité aux besoins de base. Ce tarif favorise l'utilisation du mazout comme
24 source d'énergie pour le chauffage de l'espace et de l'eau domestique. Un
25 programme de compensation pour le prix du mazout vise à assurer un traitement
26 économique équitable aux clients qui ne sont pas assujettis au tarif régulier,
27 offert au sud du 53^e parallèle.

1 Au sud du 53^e parallèle, la tarification est la même en réseaux autonomes que
2 pour le réseau intégré, conformément au principe d'uniformité territoriale.
3 Toutefois, afin de réduire la consommation d'électricité, il existe actuellement
4 divers programmes qui favorisent l'utilisation de mazout ou d'une combinaison
5 mazout-bois pour le chauffage de l'espace et de l'eau domestique.

6 **1.6. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE**

7 L'efficacité énergétique est un moyen utilisé par le Distributeur pour assurer une
8 gestion efficace de la demande d'électricité. L'efficacité énergétique comporte
9 trois volets : économie d'énergie, gestion de la consommation et utilisation
10 efficace de la source d'énergie.

11 ***1.6.1. Programmes d'efficacité énergétique en réseaux autonomes***

12 Les coûts relativement élevés de la production au moyen de groupes
13 électrogènes ont amené Hydro-Québec Distribution à mettre en place des
14 programmes d'efficacité énergétique en réseaux autonomes (PEERA) adaptés
15 aux particularités des différents réseaux autonomes. Les PEERA visent
16 actuellement uniquement le volet «utilisation efficace de l'énergie» (voir Annexe
17 C). Notons qu'un dossier spécifique traitant des programmes d'efficacité
18 énergétique en réseaux autonomes devrait être soumis à la Régie de l'énergie au
19 cours de la prochaine année.

20 Les PEERA ont évolué au cours des années. Les PEERA intégraient initialement
21 des mesures d'économie d'énergie et d'utilisation efficace de l'énergie. Les
22 mesures d'économie d'énergie touchait principalement l'isolation thermique (Îles
23 de la Madeleine, Haute-Mauricie, Basse Côte-Nord) et des audits énergétiques.
24 Parallèlement, les programmes ont intégré des volets incitant les clients à
25 privilégier le mazout comme source d'énergie pour le chauffage de l'espace et de
26 l'eau domestique. .

1 **1.6.2. Programmes d'économie d'énergie**

2 Le plan global d'efficacité énergétique (PGEÉ) 2005-2010 d'Hydro-Québec
3 Distribution, récemment soumis à la Régie (R-3552-2004) sera offert à
4 l'ensemble des clients du Distributeur, y compris la clientèle des réseaux
5 autonomes.

6 **1.7. SITUATION ACTUELLE**

7 À la fin de l'année 2003, les réseaux autonomes comptaient 14 395
8 abonnements répartis sur cinq territoires distincts, soit les Îles-de-la-Madeleine,
9 le Nunavik, la Basse Côte-Nord, l'île d'Anticosti et la Haute-Mauricie. Pour
10 l'année 2003, les besoins des réseaux autonomes s'élevaient à 334,1 GWh et la
11 somme des pointes annuelles atteignait 70,5 MW. La puissance installée était de
12 144,3 MW.

13 **1.8. PRÉVISION - HORIZON 2014**

14 Au cours des 10 prochaines années, la hausse des besoins requiert une
15 augmentation de la puissance installée de 10,7 MW, pour atteindre 154,6 MW à
16 la fin de 2014.

Production, pointes et puissance installée – Réseaux autonomes	2003*	2007	2014	Taux de croissance 2003-2014
Avec interventions commerciales				
Production totale (GWh)	334,2	356,2	388,6	16%
Somme des pointes annuelles (MW)	70,6	74,7	81,3	15%
Puissance installée (MW)	144,3	145,9	154,6	7%
Sans interventions commerciales				
Production totale (GWh)	s/o	532,4	594,5	78%
Somme des pointes annuelles (MW)	s/o	137,6	153,8	118%
Contribution des interventions commerciales				
à la réduction des besoins (MW)	s/o	62,9	72,5	
à la réduction des besoins (GWh)		176,2	205,6	

1 * Données réelles, non normalisées pour tenir compte de l'effet de la température.

2 Le scénario sans interventions commerciales (programmes d'efficacité
3 énergétique, tarification dissuasive et conditions de fournitures spécifiques au
4 nord du 53^e parallèle) engendrerait des besoins additionnels en énergie pour
5 s'établir à 594,5 GWh en 2014, une hausse de 78% par rapport à la production
6 de 2003. Par comparaison, avec le maintien de ces interventions, la hausse
7 prévue est de 16%. En ce qui concerne la pointe, la hausse serait de 72,5 MW
8 pour une pointe de 153,8 MW en 2014, une hausse de 118% par rapport à 2003,
9 plutôt que 15% avec le maintien des interventions.

10 L'estimation des besoins sans les interventions commerciales repose sur
11 l'hypothèse de conversions massives vers le chauffage électrique des locaux et
12 de l'eau sanitaire dès la première année suite à l'abandon de ces interventions
13 commerciales, soit 2005 dans le contexte du présent Plan. Le facteur d'utilisation
14 retenu pour estimer les besoins de pointe au nord du 53^e parallèle pour ces
15 usages (35 %) est légèrement plus élevé qu'ailleurs au Québec (29 %), afin de
16 refléter la saison de chauffage plus longue et plus froide au nord du 53^e parallèle.

1 **1.9. STRATÉGIES 2005-2007**

2 D'ici 2007, le Distributeur maintiendra les interventions commerciales spécifiques
3 aux réseaux autonomes, afin d'éviter des besoins additionnels de 176,2 GWh en
4 énergie et 62,9 MW en puissance de pointe en 2007.

5 De plus, en 2007, il est prévu d'ajouter un groupe électrogène de 520 kW à
6 l'extérieur de la centrale de Wemotaci pour continuer d'assurer un
7 approvisionnement fiable. En 2007, le remplacement d'un groupe électrogène de
8 800 kW par un de 1505 kW est prévu à la centrale de Kuujuaq. Il est aussi
9 prévu, en 2007, de remplacer un groupe électrogène de 600 kW par un de 1250
10 kW à la centrale de Opitciwan. Ailleurs pour les autres réseaux autonomes,
11 aucune augmentation de puissance n'est requise d'ici 2007.

Centrale	Augmentation nette de puissance requise (kW)			
	2005	2006	2007	2005-2007
Kuujuaq	0	0	705 *	705
Opitciwan	0	0	650 *	650
Wemotaci	0	0	520 **	520
Total	0	0	1875	1875

12
13
14
15

* La puissance est augmentée parallèlement à un remplacement devenu nécessaire.

** Un groupe moteur est ajouté.

1
2

2. PORTRAITS DES BESOINS EN ÉLECTRICITÉ ET INSTALLATIONS

Sommaire des besoins en électricité – réseaux autonomes par territoire	2003*	2007	2014	Taux de croissance 2003-2014
Îles-de-la-Madeleine				
Avec interventions commerciales				
Production totale (GWh)	177,6	182,7	192,8	9%
Somme des pointes annuelles (MW)	36,6	36,9	38,9	7%
Puissance installée (MW)	68,4	68,4	68,4	0%
Sans interventions commerciales				
Production totale (GWh)	s/o	217,2	229,9	29%
Somme des pointes annuelles (MW)	s/o	52,0	54,9	50%
Nunavik (nord du 53° parallèle)				
Avec interventions commerciales				
Production totale (GWh)	60,2	70,5	88,1	46%
Somme des pointes annuelles (MW)	11,5	13,5	16,8	45%
Puissance installée (MW)	27,3	28,0	32,4	19%
Sans interventions commerciales				
Production totale (GWh)	s/o	200,2	247,5	311%
Somme des pointes annuelles (MW)	s/o	56,5	69,6	504%
Basse Côte-Nord				
Avec interventions commerciales				
Production totale (GWh)	75,5	79,6	87,2	16%
Somme des pointes annuelles (MW)	17,5	18,6	20,5	17%
Puissance installée (MW)	38,1	38,5	43,5	14%
Sans interventions commerciales				
Production totale (GWh)	s/o	80,0	87,6	16%
Somme des pointes annuelles (MW)	s/o	18,8	20,6	18%
Anticosti				
Avec interventions commerciales				
Production totale (GWh)	5,0	5,6	6,2	24%
Somme des pointes annuelles (MW)	1,3	1,4	1,6	20%
Puissance installée (MW)	2,8	2,8	4,1	44%
Sans interventions commerciales				
Production totale (GWh)	s/o	6,5	7,3	45%
Somme des pointes annuelles (MW)	s/o	1,8	2,0	53%
Haute Mauricie				
Avec interventions commerciales				
Production totale (GWh)	15,9	17,8	14,3	-10%
Somme des pointes annuelles (MW)	3,7	4,3	3,5	-1%
Puissance installée (MW)	7,7	8,2	6,2	-20%
Sans interventions commerciales				
Production totale (GWh)	s/o	28,5	22,2	39%
Somme des pointes annuelles (MW)	s/o	8,5	6,7	83%

3 * Données réelles, non normalisées pour tenir compte de l'effet de la température.

1 **2.1. ÎLES-DE-LA-MADELEINE**

2 La population des Îles-de-la-Madeleine comptait pour près de la moitié de la
3 clientèle et des besoins en électricité dans les réseaux autonomes en 2003.
4 Selon les prévisions, cette proportion tendra à diminuer au cours des prochaines
5 années étant donné une croissance démographique relativement lente.

6 **2.1.1. Situation actuelle**

7 À la fin de l'année 2003, les deux centrales thermiques des Îles-de-la-Madeleine,
8 situées à Cap-aux-Meules et à l'Île-d'Entrée, desservaient 6 832 abonnements.
9 Au cours de l'année 2003, les deux centrales ont produit 177,6 GWh et la somme
10 des pointes annuelles des deux centrales est de 36,6 MW. La puissance installée
11 des deux centrales est de 68,4 MW. L'Île-d'Entrée compte pour une faible
12 fraction de ces données, soit 1,5%.

13 Les programmes d'efficacité énergétique visant l'utilisation du mazout comme
14 source d'énergie pour le chauffage de l'espace et de l'eau s'adressent aux
15 clientèles résidentielle et d'affaires (voir annexe 3).

16 **2.1.2. Suivi – 2002-2004**

17 Conformément à la stratégie soumise dans le Plan d'approvisionnement 2001, le
18 maintien des programmes d'efficacité énergétique et la capacité installée en
19 place ont suffi pour répondre aux besoins en électricité des clients des Îles-de-
20 la-Madeleine à l'horizon 2004. Par ailleurs, le projet de rattachement de l'Île-
21 d'Entrée à la centrale de Cap-aux-Meules par câble sous-marin ne semble pas
22 rentable et n'est pas envisagé pour l'instant.

23 **2.1.3. Prévision - horizon 2014**

24 Les deux centrales aux Îles-de-la-Madeleine sont en mesure de répondre aux
25 besoins du territoire d'ici 2014, à condition de maintenir les programmes

1 d'efficacité énergétique actuels. Néanmoins, les groupes électrogènes actuels
2 atteindront leurs fin de vie utile à partir de 2011. Le remplacement des six
3 groupes électrogènes de la centrale de Cap-aux-Meules devrait être fait d'ici
4 2015. Une étude est en cours afin de déterminer la faisabilité technique et
5 économique de retarder ces remplacements. Dans ces conditions, les besoins en
6 énergie atteindront 192,8 GWh en 2014, une hausse de 9% par rapport à 2003.
7 Les besoins en pointe s'élèveront à 38,9 MW, une hausse de 7% par rapport à
8 2003.

9 Sans les programmes d'efficacité énergétique, la puissance installée des
10 centrales de Cap-aux-Meules et de l'Île-d'Entrée devraient être augmentées dès
11 2004. En 2014, les besoins en énergie s'élèveraient à 229,9 GWh et les besoins
12 à la pointe à 54,9 MW, des augmentations respectives de 29% et de 50% par
13 rapport à 2003.

14 **2.1.4. Stratégies 2005-2007**

15 Avec le maintien des programmes d'efficacité énergétique aux Îles-de-la-
16 Madeleine, les deux centrales sont en mesure de répondre aux besoins du
17 territoire d'ici 2007. À l'horizon 2007, les programmes d'efficacité énergétique
18 contribuent à effacer des besoins de 15,1 MW dans l'archipel.

19 **2.2. NUNAVIK**

20 Le Nunavik comptait pour un peu plus du quart de la clientèle des réseaux
21 autonomes en 2003 et ses besoins en électricité comptaient pour 18 % des
22 besoins en énergie et pour 16 % des besoins en puissance. Selon les prévisions,
23 cette proportion tendra à augmenter au cours des prochaines années étant
24 donné un fort accroissement démographique.

1 **2.2.1. Situation actuelle**

2 En 2003, les 14 centrales au nord du 53^e parallèle desservait
3 4 097 abonnements. Cette année-là, elles ont produit 60,2 GWh et la somme des
4 pointes annuelles s'élevait à 11,5 MW. La puissance installée sur ce territoire est
5 de 27,3 MW

6 Les programmes d'efficacité énergétique visant l'utilisation du mazout comme
7 source d'énergie pour le chauffage de l'espace et de l'eau s'adressent aux
8 clientèles résidentielle et d'affaires privées (voir annexe C).

9 Par ailleurs, des tarifs dissuasifs sont en vigueur au nord du 53^e parallèle. Pour la
10 clientèle résidentielle, la consommation au-delà de 30 kWh/jour est facturée à
11 27,68 ¢/kWh. Pour la clientèle d'affaires, il y a interdiction de chauffer les locaux
12 et l'eau à l'électricité, à défaut de quoi toute la consommation d'électricité est
13 facturée à 61,18 ¢/kWh. De plus, des frais de branchement de 5000 \$ sont
14 exigés si le chauffage est électrique, tant pour la clientèle résidentielle que celle
15 d'affaires. Ceci explique principalement pourquoi la clientèle se chauffe
16 essentiellement au mazout.

17 **2.2.2. Suivi – 2002-2004**

18 Conformément à la stratégie soumise dans le Plan d'approvisionnement 2001, le
19 maintien des interventions commerciales et les ajouts de capacité installée
20 prévus (Ivujivik, Kangirsuk, Aupaluk, Kuujuaq et Kangiqsualujuaq) ont suffi pour
21 répondre aux besoins en électricité des clients du Nunavik à l'horizon 2004.
22 L'application des modifications apportées aux critères de planification a permis
23 d'éviter des investissements initialement prévus à Umiujaq, Salluit et Akulivik.
24 Enfin, aucun investissement n'a été nécessaire pour les autres centrales du
25 Nunavik.

1 Le raccordement de Kuujjuaq au réseau intégré avec de nouvelles technologies
2 ne semble présentement pas une solution rentable, ce projet est donc écarté
3 pour l'instant .

4 **2.2.3. Prév́ision - horizon 2014**

5 Les centrales au nord du 53^e parallèle nécessiteront des investissements
6 importants pour rester en mesure de répondre aux besoins locaux du territoire
7 d'ici 2014. Ces investissements sont principalement prévus pour la construction
8 de trois nouvelles centrales (Puvirnituk, Inukjuak et Kuujjuaq) à partir de 2010.

9 En maintenant les interventions commerciales actuelles, les besoins en énergie
10 atteindront 88,1 GWh en 2014, une hausse de 46% par rapport à 2003. Les
11 besoins à la pointe s'élèveront parallèlement à 16,8 MW, une hausse de 45% par
12 rapport à 2003.

13 La contribution des interventions commerciales permet de soustraire 159,4 GWh
14 aux besoins en énergie et 52,8 MW aux besoins de pointe en 2014. En effet,
15 sans interventions commerciales, les besoins en énergie s'élèveraient à
16 247,5 GWh et les besoins de pointe à 69,6 MW, une augmentation respective de
17 311% et de 504% par rapport à 2003.

18 **2.2.4. Stratégies 2005-2007**

19 Pour répondre aux besoins d'ici 2007, il est prévu de remplacer les moteurs
20 ayant atteint la fin de leur vie utile. Ces remplacements se feront à Inukjuak et
21 Puvirnituk. Une augmentation de puissance est prévue à Kuujjuaq en 2007. Il
22 faut également maintenir les interventions commerciales actuelles,
23 principalement le tarif dissuasif, lesquelles soustraient 43 MW aux besoins de
24 pointe en 2007.

1 Ainsi, au cours de la période 2005-2007, la puissance installée passera
2 globalement de 27,3 MW à 28,0 MW.

3 **2.3. BASSE CÔTE-NORD**

4 La Basse Côte-Nord comptait pour 17 % de la clientèle des réseaux autonomes
5 en 2003 et ses besoins en électricité comptaient pour environ 25 % des besoins
6 en énergie et en puissance. La population de la Basse Côte-Nord se chauffe
7 majoritairement à l'électricité. C'est pourquoi la proportion des besoins
8 d'électricité de ce territoire au sein des réseaux autonomes est relativement
9 importante.

10 **2.3.1. Situation actuelle**

11 À la fin de l'année 2003, on comptait 2 503 abonnements sur le territoire du
12 réseau Lac Robertson et une centrale diesel à La Romaine. Le réseau Lac
13 Robertson dessert la population de la Basse Côte-Nord, en aval de La Romaine.
14 Par ailleurs, trois centrales assurent la relève, en cas de panne à la centrale
15 hydroélectrique. Ces centrales sont situées à Blanc-Sablon, St-Augustin et à La
16 Tabatière. Les centrales ont produit 75,5 GWh au cours de l'an 2003 et la
17 somme de leurs pointes annuelles était de 17,5 MW, pour une puissance
18 installée de 38,1 MW.

19 Il n'y a aucun programme d'efficacité énergétique, visant l'utilisation du mazout
20 comme source de chauffage, offert à la clientèle du réseau Lac Robertson. À La
21 Romaine, le programme d'efficacité énergétique en vigueur s'adresse
22 uniquement à la clientèle résidentielle.

1 **2.3.2. Suivi – 2002-2004**

2 Conformément à la stratégie soumise dans le Plan d'approvisionnement 2001, la
3 capacité installée prévue a suffi pour répondre aux besoins en électricité des
4 clients de la Basse Côte-Nord à l'horizon 2004.

5 Les études relatives au projet de raccordement sont mises en veilleuse. Le projet
6 de raccordement de La Romaine au réseau principal à partir de Natashquan
7 n'obtient actuellement pas le soutien de la communauté. Le Distributeur poursuit
8 ainsi les négociations avec la communauté, en vue d'un partenariat relatif à une
9 centrale hydroélectrique sur la rivière Olomane, située à proximité du village.

10 En 2003, le Distributeur a mis en place un réservoir de 800 000 litres, couvrant la
11 capacité de l'ancien réservoir, les ajouts prévus dans le plan
12 d'approvisionnement 2001 et la croissance des besoins à plus long terme.

13 **2.3.3. Prévision - horizon 2014**

14 Le réseau Lac Robertson est en mesure de répondre aux besoins en électricité
15 d'ici 2014, et ce, sans interventions commerciales.

16 À La Romaine, une augmentation la puissance serait requise en 2010. De plus,
17 la construction d'une nouvelle centrale ou la construction d'une ligne de
18 distribution (34 kV) à partir de Natashquan pourrait s'avérer nécessaire en 2010.
19 Dans l'éventualité où le projet de construction d'une centrale hydroélectrique
20 avec la communauté n'est pas acceptée, le raccordement semble pour l'instant le
21 projet le plus rentable d'un point de vue économique.

22 Sans le programme d'efficacité énergétique, les besoins en énergie prévus pour
23 la région est de 87,6 GWh en 2014 et ceux en puissance de 20,6 MW,
24 représentant une hausse de 16% pour l'énergie et de 18% pour la puissance.

1 **2.3.4. Stratégies 2005-2007**

2 Les centrales actuelles de la Basse Côte-Nord sont en mesure de répondre aux
3 besoins en électricité d'ici 2007, avec une puissance installée de 38,5 MW. Le
4 Distributeur continue les négociations avec la communauté en vue de la
5 construction d'une centrale hydraulique à La Romaine.

6 **2.4. ANTICOSTI**

7 Le village de Port-Menier comptait pour 1,3 % de la clientèle des réseaux
8 autonomes en 2003. Les besoins en électricité comptaient pour moins de 2% des
9 besoins en énergie et en puissance. Seul le village de Port-Menier est alimenté
10 par la centrale d'Hydro-Québec Distribution, les pourvoiries répondent à leurs
11 besoins énergétiques de façon autonome.

12 **2.4.1. Situation actuelle**

13 À la fin de l'année 2003, on comptait 187 abonnements à Port-Menier. La
14 centrale a produit 5,0 GWh au cours de l'an 2003 et la pointe annuelle était de
15 1,3 MW, pour une puissance installée de 2,8 MW.

16 Le programme d'efficacité énergétique d'Anticosti visant l'utilisation du mazout
17 comme source d'énergie pour le chauffage de l'espace et de l'eau s'adresse à la
18 clientèle résidentielle et à la clientèle d'affaires (voir annexe C).

19 **2.4.2. Suivi – 2002-2004**

20 Conformément à la stratégie soumise dans le Plan d'approvisionnement 2001, la
21 capacité installée a suffi pour répondre aux besoins en électricité des clients de
22 Port-Menier à l'horizon 2004.

1 **2.4.3. Prévision - horizon 2014**

2 Pour Port-Menier, en maintenant le programme d'efficacité énergétique actuel,
3 aucune augmentation de la puissance installée n'est requise sur l'horizon. Ce
4 programme permet de soustraire 0,4 MW ou 22% des besoins à la pointe à
5 l'horizon de la période.

6 Avec le maintien du programme d'efficacité énergétique à Port-Menier, les
7 besoins en énergie et en puissance augmenteront respectivement de 24% et
8 20% de 2003 à 2014, atteignant 6,2 GWh et 1,6 MW en 2014.

9 Sans le programme d'efficacité énergétique, les besoins en énergie seraient de
10 7,3 GWh en 2014 et ceux en puissance de 2,0 MW, représentant une hausse de
11 45% pour l'énergie et de 53% pour la puissance.

12 **2.4.4. Stratégies 2005-2007**

13 Le Distributeur maintiendra le programme d'efficacité énergétique en vigueur, ce
14 qui est essentiel. Celui-ci contribue à soustraire 0,4 MW aux besoins à la pointe
15 en 2007, soit une réduction équivalente à 22%.

16 **2.5. HAUTE-MAURICIE**

17 La Haute-Mauricie comptait pour 5% de la clientèle des réseaux autonomes en
18 2003 et ses besoins en électricité comptaient pour 5% des besoins en énergie et
19 en puissance.

20 **2.5.1. Situation actuelle**

21 À la fin de l'année 2003, les trois centrales diesel de la Haute-Mauricie
22 desservait 776 abonnements. Au cours de l'année 2003, ces centrales ont
23 produit 15,9 GWh et la somme de leurs pointes annuelles était de 3,7 MW. La
24 puissance installée des centrales était de 7,7 MW.

1 À Clova, le programme d'efficacité énergétique favorisant l'utilisation du mazout
2 comme source d'énergie pour le chauffage de l'espace et de l'eau s'adresse
3 uniquement à la clientèle résidentielle. À Wemotaci et Opitciwan, le programme
4 d'efficacité énergétique s'adresse à la clientèle résidentielle et à la clientèle
5 d'affaires. Ce programme vise, en plus, à favoriser à l'utilisation du bois comme
6 source de chauffage.

7 ***2.5.2. Suivi – 2002-2004***

8 Conformément à la stratégie soumise dans le Plan d'approvisionnement 2001, la
9 capacité installée a suffi pour répondre aux besoins en électricité des clients de
10 l'ensemble de la Haute-Mauricie à l'horizon 2004.

11 L'étude du projet de raccordement du village de Wemotaci au réseau principal à
12 partir du futur projet d'aménagements hydroélectriques de la Chute-Allard et des
13 Rapides-des-Cœurs montre que cette initiative sera rentable pour le Distributeur.

14 Le raccordement de Opitciwan au réseau intégré ne semble pas présentement
15 une solution viable, ce projet est donc écarté pour l'instant.

16 ***2.5.3. Prévision - horizon 2014***

17 Les trois centrales peuvent répondre aux besoins prévus d'ici 2014, à condition
18 de maintenir les programmes d'efficacité énergétique actuels. Dans ces
19 conditions, les besoins en énergie s'établiront à 14,3 GWh et les besoins en
20 pointe à 3,5 MW à la fin de cette période. La contribution des programmes
21 permet de soustraire 3,2 MW aux besoins en pointe en 2014. Sans les
22 programmes d'efficacité énergétique, les besoins en énergie s'élèveraient à
23 22,2 GWh en 2014 et les besoins en pointe à 6,7 MW. Contrairement aux
24 villages Attikameks, où une croissance significative de la population est prévue,
25 Clova devrait connaître, au cours des prochaines années, une décroissance à ce
26 niveau.

1 Le raccordement du village de Wemotaci est prévu pour 2008-2009. La prévision
2 de la demande d'électricité de Wemotaci sera intégrée à celle du réseau principal
3 à partir de 2008.

4 ***2.5.4. Stratégies 2005-2007***

5 Le Distributeur maintiendra les programmes d'efficacité énergétique, ce qui
6 contribue à effacer 4,2 MW des besoins en pointe à l'horizon 2007. Au cours de
7 cette période, la puissance installée augmentera de 7,7 MW à 8,2 MW. Le
8 raccordement de Wemotaci au réseau principal est prévu pour 2008-2009. À
9 Opitciwan, le remplacement d'un groupe électrogène est prévu en 2007. Le
10 Distributeur est toujours à la recherche de moyens alternatifs, dont le
11 raccordement au réseau. À Clova, aucun investissement n'est requis.

1

2 **3. CARACTÉRISTIQUES DES BESOINS EN ÉLECTRICITÉ ET DES**
3 **INSTALLATIONS PAR CENTRALE**

4 **3.1. ÎLES-DE-LA-MADELEINE**

5 **3.1.1. Cap-aux-Meules**

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03- 14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	176,4	177,4	178,7	180,1	181,5	182,9	184,3	185,7	187,2	188,6	190,1	191,5	9%
Pointe (MW)	36,3	35,7	36,0	36,3	36,6	36,9	37,2	37,5	37,7	38,0	38,3	38,6	7%
Puissance installée (MW)	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	0%
Capacité ferme (MW)	40,3	40,3	40,3	40,3	40,3	40,3	40,3	40,3	40,3	40,3	40,3	40,3	0%
Réserve (MW)	4,1	4,6	4,3	4,0	3,7	3,5	3,2	2,9	2,6	2,3	2,0	1,7	-58%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	176,4	210,6	212,2	214,0	215,7	217,4	219,2	220,9	222,7	224,5	226,3	228,2	29%
Pointe (MW)	36,3	50,4	50,8	51,2	51,6	52,0	52,4	52,8	53,2	53,6	54,0	54,4	50%

6 **3.1.2. Île-d'Entrée**

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	1,1	1,4	1,5	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	19%
Pointe (MW)	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	16%
Puissance installée (MW)	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	0%
Capacité ferme (MW)	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0%
Réserve (MW)	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	-10%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	1,1	1,7	1,8	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	53%
Pointe (MW)	0,3	0,5	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	67%

7 * Données réelles, non normalisées pour tenir compte de l'effet de la température.

1
2 **3.2. NUNAVIK (NORD DU 53^E PARALLÈLE)**

3 **3.2.1. Kuujjuarapik**

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	8,8	9,2	9,4	9,7	9,9	10,1	10,3	10,6	10,8	11,0	11,3	11,6	31%
Pointe (MW)	1,6	1,7	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	39%
Puissance installée (MW)	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	4,0	4,0	4,0	16%
Capacité ferme (MW)	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,5	2,5	2,5	25%
Réserve (MW)	0,5	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,5	0,4	0,4	-20%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	8,8	25,6	26,2	26,9	27,5	28,1	28,7	29,3	29,9	30,6	31,3	31,9	262%
Pointe (MW)	1,6	7,1	7,3	7,5	7,6	7,8	8,0	8,1	8,3	8,5	8,7	8,9	472%

4 **3.2.2. Umiujaq**

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3	2,4	2,4	35%
Pointe (MW)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	36%
Puissance installée (MW)	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	0%
Capacité ferme (MW)	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0%
Réserve (MW)	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	-55%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	1,8	5,2	5,4	5,5	5,7	5,8	6,0	6,1	6,3	6,4	6,6	6,8	278%
Pointe (MW)	0,4	1,5	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	411%

5 **3.2.3. Inukjuak**

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	6,4	6,7	7,0	7,3	7,6	7,9	8,3	8,6	9,0	9,4	9,8	10,2	60%
Pointe (MW)	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5	1,6	1,6	1,7	1,8	1,9	1,9	2,0	51%
Puissance installée (MW)	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	28%
Capacité ferme (MW)	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	40%
Réserve (MW)	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,0	0,6	0,6	0,5	0,4	0,3	-7%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	6,4	19,8	20,6	21,5	22,3	23,2	24,1	25,1	26,1	27,1	28,2	29,4	361%
Pointe (MW)	1,3	5,7	5,9	6,2	6,4	6,6	6,9	7,2	7,5	7,8	8,1	8,4	527%

6 * Données réelles, non normalisées pour tenir compte de l'effet de la température.

1
 2

3.2.4. Puvirnitug

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	7,3	7,7	8,0	8,3	8,6	8,9	9,2	9,5	9,8	10,2	10,5	10,9	50%
Pointe (MW)	1,3	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,8	1,8	1,9	2,0	2,0	52%
Puissance installée (MW)	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	4,0	39%
Capacité ferme (MW)	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	2,6	65%
Réserve (MW)	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,3	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,6	142%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	7,3	21,7	22,6	23,4	24,2	25,0	25,8	26,7	27,6	28,5	29,5	30,5	321%
Pointe (MW)	1,3	6,1	6,3	6,5	6,8	7,0	7,2	7,5	7,7	8,0	8,2	8,5	539%

 3 **3.2.5. Akulivik**

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	2,1	2,1	2,2	2,3	2,3	2,4	2,5	2,5	2,6	2,7	2,7	2,8	36%
Pointe (MW)	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	37%
Puissance installée (MW)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1%
Capacité ferme (MW)	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	2%
Réserve (MW)	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	-86%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	2,1	6,2	6,4	6,6	6,8	6,9	7,1	7,3	7,5	7,7	7,9	8,1	291%
Pointe (MW)	0,4	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	457%

 4 **3.2.6. Ivujivik**

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	34%
Pointe (MW)	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	33%
Puissance installée (MW)	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	0%
Capacité ferme (MW)	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0%
Réserve (MW)	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	-39%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	1,5	4,4	4,5	4,6	4,7	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3	5,5	5,6	283%
Pointe (MW)	0,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	411%

5 * Données réelles, non normalisées pour tenir compte de l'effet de la température.

1

2

3.2.7. Salluit

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	5,1	5,1	5,3	5,5	5,7	5,9	6,2	6,4	6,6	6,9	7,1	7,4	46%
Pointe (MW)	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	45%
Puissance installée (MW)	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	39%
Capacité ferme (MW)	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	34%
Réserve (MW)	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	-34%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	5,1	14,6	15,2	15,7	16,3	16,9	17,5	18,1	18,7	19,4	20,1	20,8	309%
Pointe (MW)	1,0	4,1	4,3	4,5	4,6	4,8	4,9	5,1	5,3	5,5	5,7	5,9	494%

3

3.2.8. Kangiqsujaq

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	2,5	2,6	2,7	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	37%
Pointe (MW)	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	45%
Puissance installée (MW)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0%
Capacité ferme (MW)	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0%
Réserve (MW)	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	-56%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	2,5	7,4	7,7	7,9	8,1	8,3	8,6	8,8	9,1	9,3	9,6	9,9	291%
Pointe (MW)	0,5	2,1	2,2	2,3	2,3	2,4	2,5	2,5	2,6	2,7	2,7	2,8	489%

4

3.2.9. Quaqtq

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	1,8	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	33%
Pointe (MW)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	27%
Puissance installée (MW)	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	0%
Capacité ferme (MW)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0%
Réserve (MW)	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	-42%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	1,8	5,3	5,4	5,6	5,7	5,9	6,0	6,1	6,3	6,4	6,6	6,8	268%
Pointe (MW)	0,4	1,5	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	383%

5

* Données réelles, non normalisées pour tenir compte de l'effet de la température.

1 3.2.10. Kangirsuk

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	2,7	2,8	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	34%
Pointe (MW)	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	38%
Puissance installée (MW)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0%
Capacité ferme (MW)	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0%
Réserve (MW)	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	-76%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	2,7	7,8	8,0	8,2	8,4	8,6	8,8	9,0	9,2	9,4	9,7	9,9	274%
Pointe (MW)	0,5	2,2	2,3	2,3	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6	2,7	2,8	2,8	425%

2 3.2.11. Aupaluk

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5	34%
Pointe (MW)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	32%
Puissance installée (MW)	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0%
Capacité ferme (MW)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0%
Réserve (MW)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	-34%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	1,1	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	270%
Pointe (MW)	0,2	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,2	411%

3 3.2.12. Tasijuaq

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	1,5	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2	39%
Pointe (MW)	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	24%
Puissance installée (MW)	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	25%
Capacité ferme (MW)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	34%
Réserve (MW)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	56%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	1,5	4,6	4,7	4,9	5,0	5,1	5,3	5,4	5,6	5,7	5,9	6,0	290%
Pointe (MW)	0,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	1,7	414%

4 * Données réelles, non normalisées pour tenir compte de l'effet de la température.

1 **3.2.13. Kuujjuaq**

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	13,9	15,1	16,3	16,9	17,8	18,6	19,2	19,9	20,6	21,4	22,1	22,9	65%
Pointe (MW)	2,5	2,8	2,9	3,0	3,1	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,9	4,0	60%
Puissance installée (MW)	4,6	4,6	4,6	4,6	5,2	5,2	5,9	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	32%
Capacité ferme (MW)	3,1	3,1	3,1	3,1	3,3	3,3	3,9	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	32%
Réserve (MW)	0,6	0,3	0,2	0,1	0,2	0,1	0,5	0,6	0,5	0,3	0,2	0,0	-92%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	13,9	42,8	46,6	48,2	50,5	52,9	54,6	56,4	58,2	60,2	62,2	64,4	364%
Pointe (MW)	2,5	12,2	12,9	13,4	14,1	14,6	15,1	15,6	16,1	16,6	17,2	17,8	607%

 2 **3.2.14. Kangisualujjuaq**

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	3,8	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7	24%
Pointe (MW)	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	32%
Puissance installée (MW)	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	0%
Capacité ferme (MW)	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	0%
Réserve (MW)	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	-40%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	3,8	10,8	11,1	11,3	11,6	11,8	12,0	12,3	12,5	12,8	13,1	13,3	251%
Pointe (MW)	0,7	3,1	3,1	3,2	3,3	3,3	3,4	3,5	3,6	3,6	3,7	3,8	435%

3 * Données réelles, non normalisées pour tenir compte de l'effet de la température.

4

1 3.3. Basse Côte-Nord
2 3.3.1. Lac Robertson

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Besoins													
Production totale (GWh)	63,1	63,6	64,2	64,7	65,3	65,9	66,5	67,1	67,7	68,3	69,0	69,6	10%
Pointe (MW)	14,0	14,7	14,8	15,0	15,1	15,2	15,4	15,5	15,7	15,8	16,0	16,1	15%
**Puissance installée (MW)	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	0%
Capacité ferme (MW)	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	0%
Réserve (MW)	6,1	5,4	5,3	5,2	5,0	4,9	4,7	4,6	4,5	4,3	4,2	4,0	-35%

3 * Données réelles, non normalisées pour tenir compte de l'effet de la température.

4 ** La puissance installée inclut deux centrales thermiques, une à Blanc-Sablon et l'autre à La Tabatière.

5 3.3.2. La Romaine

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	12,4	13,1	13,5	13,9	14,3	14,7	15,1	15,6	16,1	16,5	17,0	17,6	41%
Pointe (MW)	3,5	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,9	4,0	4,1	4,2	4,4	26%
Puissance installée (MW)	5,2	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	105%
Capacité ferme (MW)	3,7	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	101%
Réserve (MW)	0,2	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	3,5	3,4	3,3	3,1	3,0	1362%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	12,4	13,5	13,9	14,3	14,7	15,1	15,5	16,0	16,5	16,9	17,4	18,0	45%
Pointe (MW)	3,5	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,3	4,4	4,5	30%

6 * Données réelles, non normalisées pour tenir compte de l'effet de la température.

7 3.4. ANTICOSTI
8 3.4.1. Port-Menier

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	5,0	5,3	5,3	5,4	5,6	5,6	5,7	5,8	5,9	6,0	6,1	6,2	24%
Pointe (MW)	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	20%
Puissance installée (MW)	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	4,1	44%
Capacité ferme (MW)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	2,6	66%
Réserve (MW)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	1,0	319%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	5,0	6,2	6,3	6,4	6,5	6,6	6,7	6,9	7,0	7,0	7,2	7,3	45%
Pointe (MW)	1,3	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9	2,0	2,0	53%

9 * Données réelles, non normalisées pour tenir compte de l'effet de la température.

1 **3.5. Haute Mauricie**

2 **3.5.1. Opitciwan**

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	10,2	10,5	10,7	11,0	11,3	11,6	11,9	12,2	12,5	12,9	13,2	13,5	33%
Pointe (MW)	2,5	2,7	2,8	2,8	2,9	3,0	3,1	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	38%
Puissance installée (MW)	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	15%
Capacité ferme (MW)	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	22%
Réserve (MW)	0,5	0,3	0,2	0,1	0,1	0,6	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	-68%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	10,2	15,7	16,1	16,6	17,1	17,6	18,1	18,6	19,2	19,7	20,3	20,9	105%
Pointe (MW)	2,5	4,8	4,9	5,1	5,2	5,4	5,5	5,7	5,9	6,0	6,2	6,4	155%

3 **3.5.2. Wemotaci**

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	4,9	5,1	5,3	5,6	5,8	Raccordement au réseau principal						s/o	
Pointe (MW)	1,0	1,1	1,1	1,2	1,3	Raccordement au réseau principal						s/o	
Puissance installée (MW)	2,3	2,3	2,3	2,3	2,8	Raccordement au réseau principal							
Capacité ferme (MW)	1,3	1,3	1,3	1,3	1,8	Raccordement au réseau principal							
Réserve (MW)	0,3	0,2	0,2	0,1	0,5	Raccordement au réseau principal							
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	4,9	9,1	9,5	9,9	10,3	Raccordement au réseau principal						s/o	
Pointe (MW)	1,0	2,7	2,8	2,9	3,0	Raccordement au réseau principal						s/o	

4 **3.5.3. Clova**

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. Totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	10%
Pointe (MW)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	12%
Puissance installée (MW)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0%
Capacité ferme (MW)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0%
Réserve (MW)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	-20%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	0,7	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	71%
Pointe (MW)	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	130%

- 5 • Données réelles, non normalisées pour tenir compte de l'effet de la température

1 • caractéristiques des équipements par centrale (2003)

Centrale	# de moteur	Capacité (kW)	Âge moyen (heures)	Rendement (KWh/litre)	Type de combustible	FU
Cap-aux-Meules	6	6 x 11 200	44 481	4,67	97% lourd	55,6
Île-d'Entrée	4	3 x 290 , 1 x 320	30 088	3.23	léger #2	42,7
Kuujuarapik	3	3 x 1135	49 510	3.62	léger #2	65,0
Umiujaq	3	2 x430 , 1 x 281	29 492	3.41	léger #2	53,3
Inukjuak	4	1x400, 1x600, 1x855, 1x1135	48 255	3.84	léger #2	54,3
Puvirnituk	3	1x 600 , 2x 1135	45 866	3.79	léger #2	62,0
Akulivik	3	1x 320, 2x 337	18 649	3.39	léger #2	56,7
Ivujivik	3	1x 447 , 1x376, 1x281	16 602	3.21	léger #2	52,6
Salluit	3	2x 855 , 1x 420	45 937	3.70	léger #2	58,6
Kangijsujuaq	3	2x 560 , 1x 400	46 041	3.52	léger #2	55,2
Quaqtaq	3	1x320,1x376,1x450	13 291	3.49	léger #2	54,7
Kangirsuk	3	2x 450 , 1x 560	21 122	3.55	léger #2	54,2
Aupaluk	3	1x 330 , 1x 275, 1x210	4 074	3.37	léger #2	55,6
Tasiujaq	3	1x 216 , 1x 327, 1x 331	13 509	3.65	léger #2	53,9
Kuujuuaq	5	1x1135, 4x855	38 742	3.78	léger #2	65,3
Kangijsualujuaq	3	1x855, 2x560	30 503	3.55	léger #2	61,6
Lac Robertson	2	2x 10 800	Énergie hydraulique			51,5
La Tabatière	7	4x 1100, 3x800	30 858	s/o	léger #2	s/o
Blanc Sablon	4	2x 1600, 2x 800	33 289	s/o	léger #2	s/o
St-Augustin	1	1x 400	45 994	s/o	Léger #2	s/o
La Romaine	6	1x1135, 4x855, 1x600	50 492	3.78	léger #2	40,9
Port-Menier	3	1x1135, 2x 855	37 657	3.59	léger #2	43,9
Clova	2	2x298	27 217	2.97	léger #2	56,2
Wemotaci	3	1x840,1x855,1x600	45 780	3.51	léger #2	54,6
Opitciwan	4	2x1635, 1x600, 1x1135	29 607	3.61	léger #2	46,3

1 **4. CONCLUSION**

2 Le Distributeur utilise différents moyens à sa disposition pour répondre aux
3 besoins en électricité de la clientèle en réseaux autonomes. Il intervient à travers
4 la demande d'électricité via les programmes d'efficacité énergétique, la
5 tarification dissuasive et les conditions de services en place. Ceux-ci permettent
6 de contenir significativement la hausse des besoins en électricité de façon à
7 minimiser les ajouts de puissance.

8 De plus, différents moyens de production sont mis de l'avant pour répondre aux
9 besoins de la clientèle en électricité.

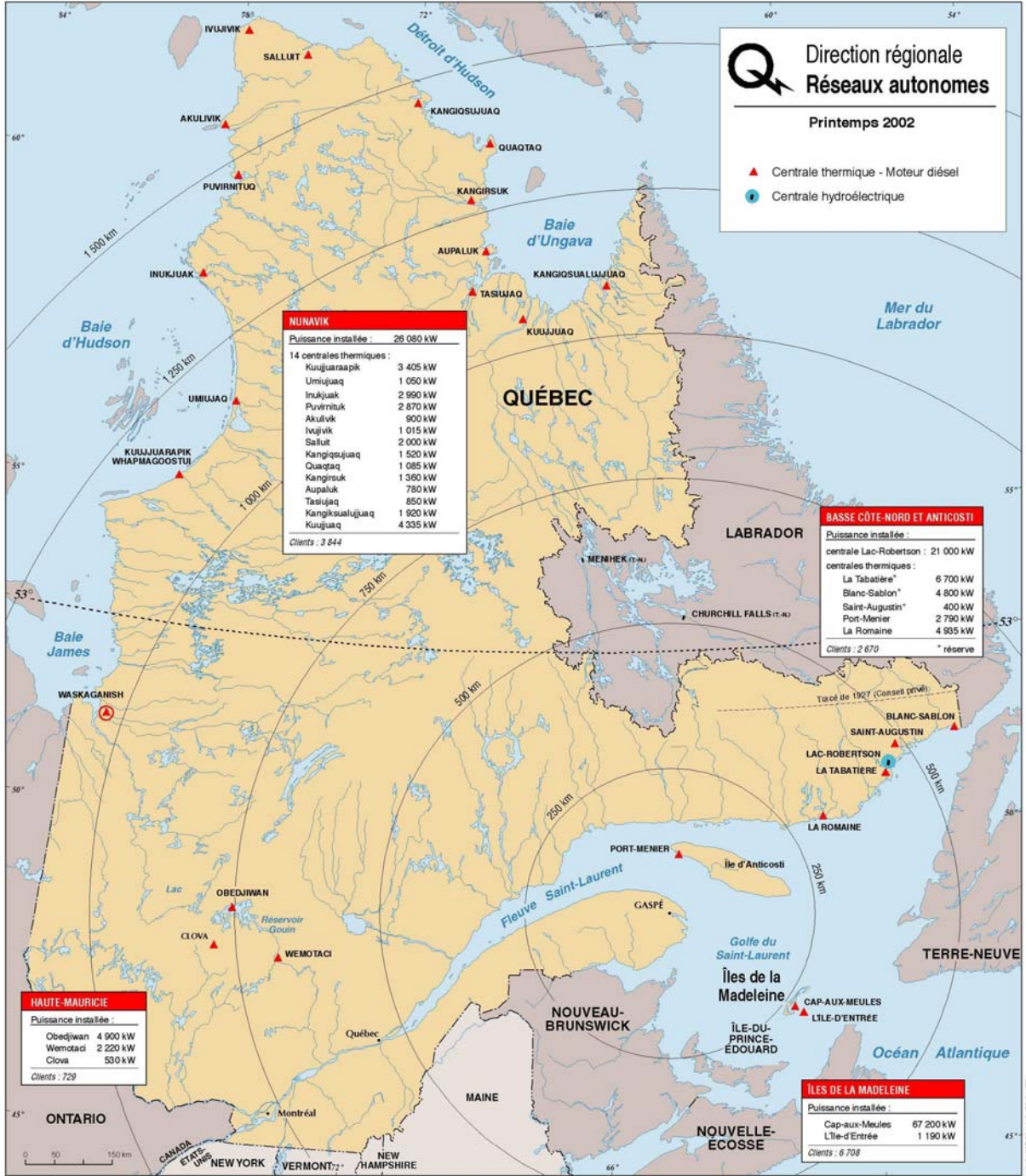
10 À l'horizon 2007, des ajouts de capacité et/ou de moteurs dans les centrales
11 thermiques actuelles ont été retenus. À plus long terme, diverses solutions sont
12 envisagées pour produire à moindre coût. D'une part, le village de Wemotaci
13 sera raccordé. D'autre part, plusieurs projets sont à l'étude, soit : la construction
14 d'une centrale hydroélectrique en partenariat avec la communauté à La
15 Romaine, le raccordement de La Romaine à partir de Natashquan et le jumelage
16 éolien-diesel au Nunavik.

17 La stratégie proposée vise à garantir, au meilleur coût possible, un
18 approvisionnement fiable et sécuritaire à une population dispersée sur un vaste
19 territoire exposée à des conditions climatiques extrêmes comportant des
20 températures très froides, de forts vents et des milieux salins.

ANNEXE A
CARTE GÉOGRAPHIQUE



RÉSEAUX AUTONOMES



ANNEXE B

LES BESOINS ET LES ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION EN 2003

Les besoins et les équipements de production en 2003

	Nombre d'abonnements déc. 2003	Énergie produite (GWh)	Pointe 2003-2001 (MW)	Puissance installée (MW)	Capacité ferme (MW)
Iles de la Madeleine					
Cap-aux-Meules	6 737	176,4	36,3	67,2	40,3
Île-d'Entrée	95	1,1	0,3	1,2	0,8
Sous-total :	6 832	177,6	36,6	68,4	41,1
Nord du 53^e parallèle					
Kuujuarapik	506	8,8	1,6	3,4	2,0
Umiujaq	131	1,8	0,4	1,1	0,6
Inukjuak	451	6,4	1,3	3,0	1,7
Puvirnituq	481	7,3	1,3	2,9	1,6
Akulivik	167	2,1	0,4	1,0	0,6
Ivujivik	100	1,5	0,3	1,1	0,6
Salluit	364	5,1	1,0	2,1	1,1
Kangiqsujuaq	203	2,5	0,5	1,5	0,9
Quaqtaq	129	1,8	0,4	1,2	0,7
Kangirsuk	175	2,7	0,5	1,5	0,8
Aupaluk	84	1,1	0,2	0,8	0,4
Tasiujaq	109	1,5	0,3	0,9	0,5
Kuujuuaq	967	13,9	2,5	4,6	3,1
Kangiqsualujuaq	230	3,8	0,7	2,3	1,3
Sous-total :	4 097	60,2	11,5	27,3	15,9
Basse Côte-Nord					
Lac-Robertson*	2 173	63,1	14,0	32,9	20,1
La Romaine	330	12,4	3,5	5,2	3,7
Sous-total :	2 503	75,5	17,5	38,1	23,8
Anticosti	187	5,0	1,3	2,8	1,5
Haute Mauricie					
Clova	65 ²	0,7	0,2	0,5	0,2
Wemotaci	290	4,9	1,0	2,3	1,3
Opitciwan	421	10,2	2,5	4,9	3,0
Sous-total :	776	15,9	3,7	7,7	4,5
Réseaux autonomes	14 395	334,2	70,6	144,3	86,8

* Le réseau Lac-Robertson est composé de trois centrales thermiques et d'une centrale hydroélectrique de deux groupes turbines-alternateurs de 10 800 kW chacune.

² Estimation.

ANNEXE C

**TARIFICATION ET PROGRAMMES D'EFFICACITÉ
ÉNERGÉTIQUE
ACTUELLEMENT EN VIGUEUR**

Programmes d'efficacité énergétique Réseaux Autonomes			Compensation	Subvention			Entretien & dépannage		Tarif
Territoire	PEE	Clientèle	%	Conversion	Nouvelle construction	Remplacement	Entretien annuel	Dépannage réparation	
IDLM	IDLM	Résidentiel	30%	X	X	X	X	X	Tarif normalisé
		Affaires	Parité						
Anticosti	Anticosti	Résidentiel	30%	X	X		X		Tarif normalisé
		Affaires	30%				X		
Basse Côte-Nord	La Romaine	Résidentiel	30%	X	X				Tarif normalisé
		Affaires							
Haute-Mauricie	Clova	Résidentiel		X	X				Tarif normalisé
		Affaires							
	Attikamek	Résidentiel	30%		X		X ¹	X	Tarif normalisé
		Affaires	30%				X	X	
Nunavik	Cri	Résidentiel	30%						Tarif disuasif
		Affaires							Résidentiel 2e tranche / 27,68 ¢/kWh
	Makivik	Résidentiel	30%				X	X	Affaires : ≠ chauffage sinon 61,18 ¢/kWh
		Affaires	30%				X	X	

en vigueur au 1er avril 2004

¹ Inclus le ramonage