

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT
2008-2017
DES RÉSEAUX AUTONOMES**

TABLE DES MATIÈRES

1	PARTICULARITÉS DES RÉSEAUX AUTONOMES.....	5
1.1	TERRITOIRE.....	5
1.2	MODES D'APPROVISIONNEMENT	6
2	SITUATION ACTUELLE	7
2.1	HISTORIQUE DES BESOINS 2001-2006	7
2.2	BESOINS RÉELS 2004-2006 PAR RAPPORT AUX PRÉVISIONS.....	9
3	PRÉVISION DE LA DEMANDE : HYPOTHÈSES ET ANALYSES.....	10
3.1	MÉTHODOLOGIE	10
3.2	TARIFICATION.....	11
3.3	PROGRAMMES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	11
3.3.1	<i>Programmes d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes</i>	<i>12</i>
3.3.2	<i>Programmes d'économie d'énergie.....</i>	<i>12</i>
4	BESOINS EN ÉLECTRICITÉ 2008-2017.....	12
4.1	BESOINS PRÉVUS	12
4.2	CONTRIBUTION ESTIMÉE DES PROGRAMMES COMMERCIAUX.....	14
5	STRATÉGIES D'APPROVISIONNEMENT	15
5.1	ÉNERGIE DE SOURCES RENOUVELABLES.....	15
5.2	ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION THERMIQUES.....	19
5.2.1	<i>Critères de planification</i>	<i>19</i>
5.2.2	<i>Augmentations de la puissance installée</i>	<i>20</i>
5.3	AUTRES MODES D'ALIMENTATION.....	22
5.3.1	<i>– Horizon 2010.....</i>	<i>22</i>
5.3.2	<i>Horizon 2017.....</i>	<i>22</i>
6	PLAN POUR CHACUNE DES RÉGIONS	23
6.1	ÎLES-DE-LA-MADELEINE	23
6.1.1	<i>Situation actuelle.....</i>	<i>23</i>
6.1.2	<i>Suivi – 2005-2007.....</i>	<i>24</i>
6.1.3	<i>Stratégie retenue – horizon 2010</i>	<i>24</i>
6.1.4	<i>Stratégie retenue – horizon 2017</i>	<i>25</i>
6.1.5	<i>Stratégie d'approvisionnement en carburant.....</i>	<i>25</i>
6.2	NUNAVIK	25
6.2.1	<i>Situation actuelle.....</i>	<i>26</i>
6.2.2	<i>Suivi – 2005-2007.....</i>	<i>26</i>
6.2.3	<i>Stratégie retenue – horizon 2010</i>	<i>27</i>
6.2.4	<i>Stratégie retenue – horizon 2017</i>	<i>28</i>
6.2.5	<i>Stratégie d'approvisionnement en carburant.....</i>	<i>28</i>
6.3	BASSE-CÔTE-NORD	28
6.3.1	<i>Situation actuelle.....</i>	<i>29</i>
6.3.2	<i>Suivi – 2005-2007.....</i>	<i>29</i>
6.3.3	<i>Stratégie retenue – horizon 2010</i>	<i>29</i>
6.3.4	<i>Stratégie retenue – horizon 2017</i>	<i>30</i>

6.3.5	Stratégie d'approvisionnement en carburant.....	30
6.4	ANTICOSTI.....	30
6.4.1	Situation actuelle.....	31
6.4.2	Suivi – 2005-2007.....	31
6.4.3	Stratégie retenue – horizons 2010 et 2017	31
6.5	HAUTE-MAURICIE	31
6.5.1	Situation actuelle.....	32
6.5.2	Suivi – 2005-2007.....	32
6.5.3	Stratégie retenue – horizon 2010	32
6.5.4	Stratégie retenue – horizon 2017	32
6.5.5	Stratégie d'approvisionnement en carburant.....	33
6.6	SCHEFFERVILLE.....	33
6.6.1	Situation actuelle.....	33
6.6.2	Suivi – 2005-2007.....	34
6.6.3	Stratégie retenue – horizon 2010	34
6.6.4	Stratégie retenue – horizon 2017	34
7	SUIVI DES DÉCISIONS DE LA RÉGIE	35

1 PARTICULARITÉS DES RÉSEAUX AUTONOMES

1.1 Territoire

1 Le territoire desservi est vaste, mais peu peuplé. Il couvre 31 communautés,
2 réparties entre les Îles-de-la-Madeleine, le Nunavik (au nord du 53^e parallèle), la
3 Basse-Côte-Nord, l'île d'Anticosti, la Haute-Mauricie et la région de Schefferville.
4 Vingt-six centrales¹ alimentent ces communautés : deux centrales hydrauliques
5 et vingt-quatre centrales thermiques (Voir l'annexe 1).

- 6 • L'archipel des **Îles-de-la-Madeleine**, situé à 290 km à l'est de Gaspé, est
7 alimenté en électricité par deux centrales thermiques situées à Cap-aux-
8 Meules et à l'île d'Entrée.
- 9 • Le **Nunavik** longe la Baie d'Ungava, de Kangiqsualujuaq au nord-est
10 jusqu'à Salluit au nord, ainsi que la Baie d'Hudson, d'Ivujivik au nord
11 jusqu'à Kuujuarapik et Whapmagoostui au sud. Les conditions
12 climatiques au nord du 53^e parallèle, caractérisées par de longs hivers
13 secs et des étés courts, froids et humides, font que l'accès au territoire ne
14 se fait que par avion, et une ou deux fois l'an par bateau. Le territoire
15 comprend 14 villages inuits et un village cri.
- 16 • La **Basse-Côte-Nord** comprend 7 villages le long de la rive nord du golfe
17 du Saint-Laurent, de La Romaine jusqu'à Blanc Sablon. Les clients de la
18 Basse-Côte-Nord sont alimentés par la centrale hydraulique du Lac
19 Robertson, sauf ceux de la communauté de La Romaine qui sont
20 desservis par une centrale thermique.

¹ Y compris les centrales de La Tabatière, St-Augustin et de Blanc-Sablon, lesquelles assurent la relève, pour le réseau du Lac Robertson, en cas de panne et d'entretien.

- 1 • À l'île d'**Anticosti**, seul le village de Port-Menier est alimenté par la
2 centrale d'Hydro-Québec Distribution.
- 3 • La **Haute-Mauricie** comprend trois localités, dont deux communautés
4 Attikameks alimentées chacune par une centrale thermique.
- 5 • La région de **Schefferville** comprend aussi trois communautés, dont une
6 Naskapi et une autre Innu, toutes alimentées par la centrale
7 hydroélectrique de Menihek, située au Labrador. Le Distributeur est
8 autorisé à prendre en charge l'alimentation électrique de cette région
9 depuis le 8 août 2006².

1.2 Modes d'approvisionnement

10 La production thermique locale, au moyen de groupes électrogènes, assure
11 principalement l'alimentation des clients des réseaux autonomes. Les centrales
12 thermiques approvisionnaient, à la fin de 2006, 12 967 clients sur un total de
13 15 215³ soit 85 % de la clientèle.

14 La production thermique est une technologie simple, connue, fiable et facile
15 d'entretien. Elle présente également l'avantage d'être relativement économique
16 (installation et exploitation), de fournir de l'énergie et de la puissance de façon
17 permanente et de ne pas être sujette aux aléas du vent, de l'ensoleillement et
18 des apports hydriques.

19 Par ailleurs, la centrale hydroélectrique du Lac Robertson produit l'énergie
20 acheminée aux villages à l'est de La Romaine sur la Basse-Côte-Nord. Elle
21 alimentait, à la fin de 2006, 2248 clients.

² Décision D-2006-123.

³ En excluant les clients de Schefferville

1 Quant à la région de Schefferville, elle est approvisionnée par la centrale
2 hydroélectrique de Menihek, située au Labrador, en vertu d'un contrat entre le
3 Distributeur et Newfoundland and Labrador Hydro (NLH)⁴.

2 SITUATION ACTUELLE

4 À la fin de l'année 2006, sans compter Schefferville dont la desserte sera
5 considérée en 2007, les réseaux autonomes comptaient 15 215 abonnements
6 répartis sur cinq territoires distincts. Pour l'année 2006, les besoins des réseaux
7 autonomes s'élevaient à 343,4 GWh et la somme des pointes annuelles
8 atteignait 74,4 MW, pour une puissance installée de 145,7 MW, toujours sans
9 compter Schefferville. Le détail par territoires et par réseaux est présenté à
10 l'annexe 2.

2.1 Historique des besoins 2001-2006

11 Le tableau suivant présente l'historique consolidé des besoins des réseaux
12 autonomes.

⁴ Voir le dossier R-3602-2006.

1
2
3

**TABLEAU 1
HISTORIQUE DES BESOINS
2001-2006⁵**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Nombre d'abonnements domestiques et agricoles	11 642	11 836	12 008	12 326	12 458	13 354
Ventes d'énergie (en GWh)	263,4	289,5	297,4	305,8	299,1	294,9
Usage interne, pertes et services auxiliaires (en GWh)	44,1	38,2	36,6	34,9	44,6	48,5
Production d'énergie (en GWh)	307,5	327,9	334,1	340,7	343,7	343,4
Pointe annuelle (en MW) ¹	70,7	70,0	70,5	72,9	70,4	74,4
Puissance installée (en MW)	143,0	142,3	143,4	143,4	145,2	145,7

4

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

5

En 2006, l'ensemble des réseaux autonomes⁶ comptait 13 354 abonnements domestiques et agricoles, soit 1712 de plus qu'en 2001.

6

7

Les besoins sont passés de 307,5 GWh en 2001 à 343,4 GWh en 2006. Quant à la pointe annuelle (somme des pointes annuelles par réseaux), elle était de 70,7 MW en 2001 et de 74,4 MW en 2006. Ces données reflètent l'impact des conditions climatiques réelles. L'année 2006 ayant été particulièrement chaude et compte tenu de l'utilisation de l'électricité pour le chauffage de l'eau domestique et de l'espace dans certains réseaux, les besoins en énergie auraient été plus élevés si les températures étaient demeurées près des normales saisonnières.

8

9

10

11

12

13

14

15

L'historique détaillé des besoins par territoires et par réseaux est présenté à l'annexe 3.

16

⁵ Tous les fichiers Excel relatifs aux tableaux apparaissant dans le texte sont transmis en version électronique.

⁶ Ces valeurs ne tiennent pas compte de la desserte de la région de Schefferville qui sera considérée en 2007.

2.2 Besoins réels 2004-2006 par rapport aux prévisions

1 Pour les années 2004 à 2006, les besoins réels ont été légèrement différents de
2 ce qui avait été prévu au Plan d'approvisionnement 2005-2014. Dans un premier
3 temps, l'écart observé entre les ventes publiées et prévues s'explique par la
4 température observée.

5 Ensuite, bien que le nombre d'abonnements domestiques et agricoles, à la base
6 de la prévision des ventes des secteurs domestique et agricole et général et
7 institutionnel, ait été supérieur à la prévision pour 2004 à 2006, cet écart semble
8 en bonne partie attribuable au branchement de maisons secondaires (moins
9 fortes consommatrices d'électricité). La contribution de la sous-estimation des
10 abonnements domestiques et agricoles à l'explication des écarts en énergie est
11 donc moins importante. Finalement, certains ajouts de charge prévus ne se sont
12 pas réalisés.

13 L'écart observé entre la puissance réelle et celle prévue est, quant à lui, tributaire
14 de l'écart en énergie, et varie en particulier en fonction des conditions climatiques
15 observées à la pointe.

1
 2

TABLEAU 2
COMPARAISON DES PRÉVISIONS AVEC LES DONNÉES PUBLIÉES

	2004	2005	2006
Abonnements domestiques et agricoles			
Données publiées	12 326	12 458	12 760
Plan d'approvisionnement 2005-2014	12 166	12 310	12 447
Écart par rapport au Plan 2005-2014	160	148	313
Ventes d'énergie (en GWh)			
Données publiées	305,82	299,08	294,91
Plan d'approvisionnement 2005-2014	301,55	306,80	311,49
Écart par rapport au Plan 2005-2014	4,27	-7,71	-16,58
Pointe annuelle (en MW) ¹			
Données publiées	72,92	70,38	74,37
Plan d'approvisionnement 2005-2014	71,41	72,43	73,53
Écart par rapport au Plan 2005-2014	1,51	-2,05	0,84

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

3 PRÉVISION DE LA DEMANDE : HYPOTHÈSES ET ANALYSES

3.1 Méthodologie

La prévision des besoins en électricité, en énergie et en puissance, repose sur l'analyse des historiques ainsi que sur la croissance démographique prévue, l'évolution des consommations unitaires et les prévisions de construction de nouveaux bâtiments.

La prévision des besoins présentée dans ce document correspond à la production totale des centrales : elle comprend les ventes, l'usage interne, les pertes de distribution et de transport et les services auxiliaires des centrales.

La prévision repose sur l'hypothèse du maintien des interventions commerciales, soit les programmes d'utilisation efficace de l'énergie et la tarification dissuasive actuellement en vigueur. Depuis 2006, la réduction de la demande d'électricité

1 attribuable au Plan global en efficacité énergétique (PGÉÉ) est également prise
2 en compte dans la prévision de la demande d'électricité.

3 L'estimation des besoins sans les programmes d'utilisation efficace de l'énergie
4 et la tarification dissuasive repose sur l'hypothèse de conversions massives vers
5 le chauffage électrique de l'espace et de l'eau domestique dès la première année
6 de l'abandon de ces interventions commerciales, soit 2007 dans le contexte du
7 présent plan d'approvisionnement.

3.2 Tarification

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

13 Au sud du 53^e parallèle, la tarification est la même en réseaux autonomes que
14 pour le réseau intégré, conformément au principe d'uniformité territoriale.
15 Toutefois, afin de réduire la consommation d'électricité, divers programmes
16 favorisent l'utilisation de mazout ou d'une combinaison mazout-bois pour le
17 chauffage de l'espace et de l'eau domestique.

18 La description de ces programmes ainsi que les tarifs applicables sont présentés
19 à l'annexe 5.

3.3 Programmes d'efficacité énergétique

20 Les coûts relativement élevés de la production au moyen de groupes
21 électrogènes ont amené le Distributeur à mettre en place des programmes
22 d'efficacité énergétique, adaptés aux particularités des différents réseaux
23 autonomes. Ceux-ci couvrent deux axes de l'efficacité énergétique, soit
24 l'utilisation efficace de l'énergie et l'économie d'énergie.

3.3.1 Programmes d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes

1 Dans les réseaux autonomes, avec production d'électricité de source thermique,
2 les programmes d'utilisation efficace de l'énergie visent à privilégier le mazout ou
3 le bois comme source d'énergie pour le chauffage de l'espace et de l'eau
4 domestique.

3.3.2 Programmes d'économie d'énergie

5 Les programmes d'économie d'énergie du Distributeur sont offerts à tous les
6 clients, y compris ceux des réseaux autonomes. Toutefois, des adaptations
7 spécifiques aux réseaux autonomes sont apportées à plusieurs programmes
8 depuis 2006, afin de tenir compte du contexte particulier de ces réseaux :
9 prévalence du chauffage au mazout, coûts évités plus élevés qu'en réseau
10 intégré pour la production d'électricité, faible densité de population dispersée sur
11 un vaste territoire, coûts d'approvisionnement plus élevés, faible disponibilité des
12 biens et services en régions éloignées et conditions climatiques extrêmes. Ces
13 programmes sont présentés à la Régie de l'énergie dans le cadre des demandes
14 du Distributeur relatives à l'établissement des tarifs d'électricité.

4 BESOINS EN ÉLECTRICITÉ 2008-2017

4.1 Besoins prévus

15 Le tableau suivant présente les besoins en électricité des réseaux autonomes —
16 en supposant le maintien des interventions commerciales —, y compris ceux de
17 Schefferville, lesquels se chiffrent, dès 2007, à 45,7 GWh pour la production et à
18 11,3 MW pour la pointe annuelle. La croissance annuelle moyenne prévue de la
19 production consolidée des réseaux autonomes est de 1,6 %, alors que celle de la
20 pointe annuelle est de 1,3 %.

1
2

**TABLEAU 3
BESOINS PRÉVUS 2007-2017**

	2007	2008	2010	2012	2014	2017	Croissance annuelle moy. 2007-2017
Nombre d'abonnements domestiques et agricoles	13 547	13 412	13 746	14 054	14 371	14 804	0,9%
Avec interventions commerciales							
Ventes d'énergie après PGEÉ (en GWh)	352,8	357,2	366,6	379,6	393,1	414,2	1,6%
PGEÉ (en GWh)	1,5	4,0	7,7	8,0	8,0	8,0	
Usage interne, pertes et services auxiliaires (en GW)	48,1	47,6	48,6	49,9	51,3	53,4	1,1%
Production d'énergie (en GWh)	400,9	404,8	415,2	429,5	444,4	467,6	1,6%
Pointe annuelle (en MW) ¹	87,1	85,6	88,0	91,1	94,2	99,2	1,3%

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

4 Comme le montre le tableau 4, en ne tenant pas compte de l'ajout des besoins
5 de Schefferville, à l'horizon 2014, la prévision de la demande d'électricité en
6 énergie des réseaux autonomes du présent plan d'approvisionnement est
7 inférieure de près de 5 GWh à la prévision du Plan d'approvisionnement
8 2005-2014. Cette révision à la baisse s'explique d'abord par la mise en place des
9 nouvelles modalités du PGEÉ, lequel vient réduire la demande de près de
10 8 GWh à l'horizon 2014. De plus, le secteur industriel a été revu à la baisse.

11 La révision à la hausse du nombre de ménages sur l'horizon de prévision ne
12 permet donc pas de compenser en totalité ces éléments.

13 La prévision en puissance présente peu d'écarts.

1
2

**TABLEAU 4
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2005-2014**

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Croissance 2004-2014
Ventes d'énergie (en GWh)												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	305,82	299,08	294,91	311,03	312,01	315,22	319,39	324,54	330,19	335,79	341,41	35,59
Plan d'approvisionnement 2005-2014	301,55	306,80	311,49	316,40	316,01	320,68	325,49	330,39	335,44	340,65	346,00	44,45
Écart par rapport au Plan 2005-2014	4,27	-7,71	-16,58	-5,37	-4,00	-5,47	-6,10	-5,85	-5,25	-4,86	-4,59	-8,86
Pointe annuelle (en MW)¹												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	72,92	70,38	74,37	75,81	74,57	75,49	76,56	77,78	79,07	80,37	81,69	8,77
Plan d'approvisionnement 2005-2014	71,41	72,43	73,53	74,70	74,49	75,57	76,68	77,81	78,97	80,17	81,40	9,99
Écart par rapport au Plan 2005-2014	1,51	-2,05	0,84	1,11	0,08	-0,08	-0,12	-0,03	0,10	0,20	0,29	-1,22

3

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

4 Les besoins en énergie et en puissance par réseaux ainsi que la comparaison
5 des ventes d'énergie et des pointes annuelles par réseaux, par rapport aux
6 prévisions du Plan d'approvisionnement 2005-2014, sont présentées à
7 l'annexe 4.

4.2 Contribution estimée des programmes commerciaux

8 Comme le démontre le tableau 5, à l'horizon 2017, les interventions
9 commerciales (programmes d'utilisation efficace de l'énergie, tarification et
10 conditions de fournitures spécifiques au nord du 53^e parallèle) permettent de
11 réduire les besoins en énergie et en puissance de respectivement 225,2 GWh et
12 80,1 MW. De 2007 à 2017, si les interventions commerciales sont maintenues, la
13 croissance prévue des besoins en énergie sera de 17 %, passant de 400,9 GWh
14 à 467,6 GWh. Si elles étaient abandonnées, toujours par rapport aux besoins
15 avec interventions commerciales de 2007, cette croissance serait plutôt de 73 %,
16 passant de 400,9 GWh à 692,8 GWh. En puissance, la croissance prévue des
17 besoins de 2007 à 2017 est de 14 % (passant de 87,1 MW à 99,2 MW), en
18 maintenant les interventions commerciales. Sans ces dernières, la croissance
19 serait plutôt de 106 % (passant de 87,1 MW à 179,3 MW).

1
 2

TABLEAU 5
RÉDUCTION ESTIMÉE DES BESOINS PAR LES PROGRAMMES

	2007	2008	2010	2012	2014	2017	Croissance annuelle moy. 2007-2017
Nombre d'abonnements domestiques et agricoles	13 547	13 412	13 746	14 054	14 371	14 804	0,9%
Avec interventions commerciales							
Ventes d'énergie après PGEÉ (en GWh)	352,8	357,2	366,6	379,6	393,1	414,2	1,6%
PGEÉ (en GWh)	1,5	4,0	7,7	8,0	8,0	8,0	
Usage interne, pertes et services auxiliaires (en GW)	48,1	47,6	48,6	49,9	51,3	53,4	1,1%
Production d'énergie (en GWh)	400,9	404,8	415,2	429,5	444,4	467,6	1,6%
Pointe annuelle (en MW) ¹	87,1	85,6	88,0	91,1	94,2	99,2	1,3%
Sans interventions commerciales							
Ventes d'énergie après PGEÉ (en GWh)	514,2	531,4	539,5	561,2	584,1	619,9	1,9%
PGEÉ (en GWh)	2,8	6,9	11,5	12,0	12,0	12,0	
Usage interne, pertes et services auxiliaires (en GW)	62,8	63,6	64,5	66,8	69,1	72,8	1,5%
Production d'énergie (en GWh)	577,0	595,0	604,0	628,0	653,2	692,8	1,8%
Contribution des programmes (GWh)	176,1	190,2	188,9	198,5	208,8	225,2	
Pointe annuelle (en MW) ¹	151,5	153,5	156,0	162,3	168,9	179,3	1,7%
Contribution des programmes (MW)	64,4	68,0	68,0	71,2	74,7	80,1	

 3
 4
 5
 6

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

Un sommaire des besoins par territoires avec maintien et abandon des interventions commerciales pour les dix prochaines années est présenté à l'annexe 7.

5 STRATÉGIES D'APPROVISIONNEMENT

5.1 Énergie de sources renouvelables

 7
 8
 9
 10
 11
 12

Une des orientations du Distributeur est de répondre aux besoins en électricité en favorisant les énergies renouvelables⁷. Cet engagement tient autant pour les réseaux autonomes que pour le réseau intégré. Ainsi, le Distributeur vise à réduire le recours aux centrales diesels et l'utilisation des carburants fossiles pour l'alimentation électrique des réseaux autonomes. À cet effet, il poursuit une stratégie globale, où l'ensemble des réseaux autonomes et des moyens de

⁷ Plan stratégique 2006-2010 d'Hydro-Québec, pages 37-38.

1 réduire la consommation de carburants seront étudiés, tout en adoptant une
2 approche spécifique, de façon à déterminer la solution optimale pour chacun des
3 réseaux.

4 Outre le maintien des programmes commerciaux et de la tarification dissuasive,
5 trois solutions sont envisageables, selon les réseaux, pour réduire la part de
6 l'énergie thermique :

- 7 • le jumelage éolien-diesel (JED) ;
- 8 • le raccordement au réseau intégré ; et
- 9 • l'hydroélectricité et le jumelage hydraulique-diesel.

10 De façon concrète, le Distributeur :

- 11 • réalise actuellement le raccordement de Wemotaci au réseau intégré ;
- 12 • poursuit les études technico-économiques et les discussions avec la
13 communauté, relativement au raccordement de La Romaine au réseau
14 intégré ;
- 15 • réalisera un projet de JED à faible pénétration aux Îles-de-la-Madeleine, à
16 Cap-aux-Meules, pour lequel il demandera à la Régie une autorisation
17 spécifique, à une date qui reste à préciser ;
- 18 • réalisera deux projets pilotes au Nunavik en vue de la réalisation
19 éventuelle de JED dans toutes les communautés de cette région. Les
20 sites actuellement envisagés pour ces projets pilotes sont
21 Kangiqsualujjuaq et Akulivik ;
- 22 • poursuit la campagne anémométrique en cours au Nunavik ;
- 23 • poursuit les discussions avec les communautés concernées afin de
24 s'assurer de leur collaboration, tant pour les campagnes anémométriques
25 que pour les projets pilotes et, éventuellement, le déploiement du JED ;

- 1 • fera des études visant à déterminer des moyens simples, efficaces et peu
2 coûteux de valoriser l'énergie excédentaire, là où le JED se fera à haute
3 pénétration, de façon à bonifier la rentabilité économique du JED ;
- 4 • précisera le modèle d'affaires de JED le mieux adapté à chacun des
5 réseaux.

6 Le tableau suivant présente une estimation de la réduction des émissions de
7 CO₂ qui pourrait être réalisée par le remplacement d'une partie — de la totalité,
8 dans certains cas — de la production thermique par de l'énergie de sources
9 renouvelables. Les quantités d'émissions sont basées sur les données réelles
10 arrondies de 2005. Les données du tableau ne sont présentées qu'à titre indicatif
11 de ce qui pourrait être réalisé. Les émissions évitées au Nunavik sont établies à
12 partir de l'étude *Systèmes jumelés éolien-diesel au Nunavik – Établissement des*
13 *configurations et VAN optimales pour les quatorze villages*, préparée par l'IREQ,
14 déjà déposée lors de l'étude du Plan d'approvisionnement 2005-2014⁸. Les
15 émissions évitées à Cap-aux-Meules sont basées sur une réduction de carburant
16 de 8 % avec le JED.

17 On peut évaluer que les projets actuellement envisagés ou en voie de réalisation
18 pourraient permettre à terme une réduction des émissions de CO₂ de l'ordre de
19 41 000 tonnes par an, soit une réduction de 21 %.

⁸ R-3550-2004, HQD-5, Document 1, Annexe 1.

1
2

TABLEAU 6
RÉDUCTION POTENTIELLE DES ÉMISSIONS DE CO₂

CENTRALE	ÉMISSIONS CO ₂ (tonnes/an)	SCÉNARIO ENVISAGE	RÉDUCTION CO ₂ (tonnes/an)	RÉDUCTION CO ₂ %
NUNAVIK				
Akulivik	1 600	J.E.D.	800	
Aupaluk	800	J.E.D.	500	
Inukjuak	5 200	J.E.D. ou J.H.D. ¹	3 000	
Ivujivik	1 000	J.E.D.	500	
Kangiqsualujuaq	2 700	J.E.D.	1 500	
Kangiqsujuaq	2 000	J.E.D.	900	
Kangirsuk	2 000	J.E.D.	900	
Kuujuaq	10 400	J.E.D.	3 000	
Kuujuarapik	6 400	J.E.D.	2 500	
Puvirnituk	5 200	J.E.D.	1 900	
Quaqtaq	1 400	J.E.D.	400	
Salluit	3 700	J.E.D.	1 400	
Tasiujaq	1 200	J.E.D.	600	
Umiujaq	1 300	J.E.D.	800	
TOTAL	44 900		18 700	
	23%			
BASSE CÔTE-NORD				
La Romaine	8 900	RACCORDEMENT ²	8 900	
La Tabatière	0	AUCUN	0	
Blanc-Sablon	0	AUCUN	0	
Saint-Augustin	0	AUCUN	0	
TOTAL	8 900		8 900	
	5%			
ANTICOSTI				
Port-Menier	3 400	AUCUN	0	
TOTAL	3 400		0	
	2%			
HAUTE-MAURICIE				
Opitcwan	7 300	AUCUN	0	
Clova	500	AUCUN	0	
Weymotaci	3 600	RACCORDEMENT ²	3 600	
TOTAL	11 400		3 600	
	6%			
ÎLES-DE-LA-MADELEINE				
Île d'Entrée	700	AUCUN	0	
Cap-aux-Meules	122 500	J.E.D.	9 800	
TOTAL	123 200		9 800	
	64%			
TOTAL DES RÉSEAUX	191 800		41 000	21%

3

4

1 Jumelage hydraulique diesel

5

2 Raccordement au réseau intégré

6

Les scénarios éventuels de remplacement de l'énergie thermique, dans chacun

7

des territoires, sont décrits plus loin.

5.2 Équipements de production thermiques

1 D'ici 2010, le moyen le plus fiable et sécuritaire pour alimenter les besoins
2 supplémentaires des clients demeure l'ajout ou le remplacement de groupes
3 électrogènes, au besoin. Le choix d'équipement est fait en considérant la fiabilité,
4 le coût et le rendement. Dans tous les cas, le Distributeur met en œuvre la
5 solution réalisable au moindre coût. Les caractéristiques des équipements pour
6 chaque centrale sont fournies à l'annexe 6.

5.2.1 Critères de planification

7 Le Distributeur base sa planification des équipements thermiques sur la
8 puissance garantie des centrales, afin de minimiser le risque de perte
9 d'alimentation. La puissance garantie se compose de deux critères : un critère de
10 disponibilité (n-1) et un critère de stabilité (90 %). L'équation qui en résulte est la
11 suivante :

12
$$\text{PUISSANCE GARANTIE} = (N-1) * 90 \%$$

13 Le critère de disponibilité (n-1) correspond à la puissance installée de la centrale,
14 moins celle du groupe le plus puissant. L'application de ce critère assure
15 l'alimentation de tous les clients en période de pointe, même si le groupe le plus
16 puissant est indisponible. Le risque qu'un groupe soit indisponible est réduit par
17 la maintenance régulière des équipements. Un plan d'urgence est établi pour
18 chacun des territoires en cas de panne majeure sur plus d'un groupe.

19 Le critère de stabilité correspond à 90 % de la capacité de (n-1). L'application de
20 ce critère permet d'être en mesure d'absorber de façon sécuritaire les variations
21 brusques de charge, ainsi que les déséquilibres importants causés par la faible
22 diversité de la charge.

23 Notons que le critère de disponibilité est différent pour la centrale thermique des
24 Îles-de-la-Madeleine (centrale de Cap-aux-Meules), étant donné la capacité
25 importante de chaque groupe (11,2 MW), comparativement à ceux des autres

1 centrales thermiques (maximum 1,6 MW). Le temps requis pour l'entretien d'un
2 tel groupe est important et le critère de disponibilité retenu permet de faire
3 l'entretien, de façon plus économique, tout au long de l'année, tout en ayant
4 toujours des groupes en nombre suffisant. La puissance garantie est déterminée
5 à partir de l'équation suivante :

6
$$\text{PUISSANCE GARANTIE} = (N-2)*90 \%$$

7 La méthodologie et les hypothèses pour définir la puissance garantie des
8 installations n'ont pas changé depuis la présentation du dernier plan
9 d'approvisionnement.

5.2.2 Augmentations de la puissance installée

5.2.2.1 Suivi du dernier plan d'approvisionnement

10 Il était prévu d'ajouter un groupe électrogène de 520 kW à l'extérieur de la
11 centrale de Wemotaci, en 2007. Étant donné l'augmentation de charge moins
12 importante que prévu, l'ajout ne s'est pas concrétisé.

13 Le remplacement d'un groupe électrogène de 800 kW par un de 1505 kW était
14 prévu à la centrale de Kuujuaq, en 2007. Étant donné l'augmentation de charge
15 moins importante que prévu, le remplacement ne s'est pas concrétisé là non
16 plus.

17 Il était aussi prévu de remplacer un groupe électrogène de 600 kW par un de
18 1250 kW à la centrale d'Opitciwan, en 2007. Une fois encore, étant donné
19 l'augmentation de charge moins importante que prévu, le remplacement ne s'est
20 pas concrétisé.

21 Pour les autres réseaux autonomes, aucune augmentation de puissance n'était
22 prévue pour 2007 et aucune ne fut réalisée.

5.2.2.2 Augmentations de puissance requises – horizon 2010

1 Il est prévu d'ajouter, d'ici 2010, un groupe de 1250 kW à la centrale d'Inukjuak,
2 en remplacement d'un groupe de 400 kW qui arrivera à la fin de sa vie utile en
3 2009.

4 En 2009, un groupe de 600 kW sera remplacé par un groupe de 1825 kW à la
5 centrale d'Opitciwan.

6 En 2010, la nouvelle centrale de Kuujjuaq sera mise en service avec 5 groupes
7 de 1285 kW. Cette nouvelle centrale amènera une augmentation de la puissance
8 installée de 1870 kW.

9 Également en 2010, une augmentation de puissance de 240 kW sera requise à
10 Clova.

11 **TABLEAU 7**
12 **AUGMENTATIONS DE PUISSANCE PRÉVUES**
13 **2008 - 2010.**

Centrale	Augmentations nettes de puissance prévues (kW)			
	2008	2009	2010	2008-2010
Inukjuak	0	850	0	850
Opitciwan	0	1 225	0	1 225
Clova	0	0	240	240
Kuujjuaq	0	0	1 870	1 870
Total	0	2075	2110	4 185

14

5.2.2.3 Augmentations de puissance requises – horizon 2017

15 La hausse des besoins nécessitera une augmentation de la puissance installée
16 de 5,2 MW, pour atteindre 175,8 MW à la fin de 2017.

5.3 Autres modes d'alimentation

5.3.1 – Horizon 2010

1 Le Distributeur raccordera la communauté de Wemotaci au réseau intégré, à
2 l'automne 2008, par une ligne de distribution d'environ 6 km, depuis le poste de
3 la centrale de Chute-Allard. La centrale thermique de Wemotaci sera par la suite
4 démantelée.

5 De plus, le Distributeur envisage réaliser deux projets pilotes de jumelage éolien-
6 diesel à haute pénétration au Nunavik (à Akulivik et à Kangiqsualujjuaq). Une
7 campagne anémométrique est en cours dans ces deux villages, afin de valider le
8 potentiel et d'évaluer la faisabilité technique et économique des projets. Les
9 résultats de la campagne sont attendus à la fin de 2008.

10 Il prévoit également réaliser un projet de JED à faible pénétration aux Îles-de-la-
11 Madeleine, à Cap-aux-Meules.

5.3.2 Horizon 2017

12 En fonction des résultats des projets pilotes, le Distributeur réalisera
13 éventuellement du JED à haute pénétration dans tous les réseaux autonomes du
14 Nunavik, si de tels projets sont accueillis favorablement par les milieux
15 concernés.

16 Le raccordement de La Romaine au réseau intégré, par Natashquan, pourrait se
17 réaliser si la communauté accueille favorablement cette solution. En outre, une
18 centrale hydroélectrique pourrait être aménagée sur la rivière Olomane. Le
19 raccordement au réseau et la construction d'une centrale hydroélectrique ne sont
20 pas incompatibles.

21 À l'horizon 2017, le raccordement d'autres communautés au réseau intégré
22 pourrait être envisagé, voire réalisé. Ainsi, *La Convention La Grande (1986)* —
23 signée le 6 novembre 1986 par les Cris, Hydro-Québec et la Société d'énergie

1 de la Baie James (SEBJ) — prévoit le raccordement au réseau intégré des
2 communautés crie de Whapmagoostui, Eastmain, Wemindji, Waskaganish et
3 Oujé-Bougoumou. À ce jour, seule Whapmagoostui n'est pas raccordé. Le 7
4 février 2002, les Crie, Hydro-Québec et la SEBJ ont signé une convention
5 prévoyant le raccordement de Whapmagoostui au réseau intégré lorsque la
6 communauté sera reliée au réseau routier du Québec. Le lien routier ne semble
7 pas prévu à court terme mais l'hypothèse du raccordement de la communauté à
8 l'horizon 2017 est plausible. Un raccordement au réseau intégré est également
9 possible, à cet horizon, pour Clova, Opitciwan et même les Îles-de-la-Madeleine.

6 PLAN POUR CHACUNE DES RÉGIONS

6.1 Îles-de-la-Madeleine

10 La population des Îles-de-la-Madeleine comptait pour 46 % de la clientèle et
11 53 % des besoins en électricité dans les réseaux autonomes, en 2006. Selon les
12 prévisions, cette proportion tendra à diminuer au cours des prochaines années
13 étant donné une croissance démographique relativement lente.

6.1.1 Situation actuelle

14 À la fin de l'année 2006, les deux centrales thermiques des Îles-de-la-Madeleine,
15 situées à Cap-aux-Meules et à l'île d'Entrée, desservaient 7101 abonnements.
16 Au cours de l'année 2006, les deux centrales ont produit 178 GWh et la somme
17 des pointes annuelles des deux centrales était de 37,7 MW. La puissance
18 installée des deux centrales est de 68,4 MW. L'île d'Entrée compte pour une
19 faible fraction de ces données, soit environ 0,7 %.

20 Les besoins en énergie atteindront 175,5 GWh en 2017. Les besoins en pointe
21 s'élèveront à 40,5 MW en 2017.

6.1.2 Suivi – 2005-2007

1 Conformément à la stratégie soumise dans le Plan d'approvisionnement
2 2005-2014, les installations ont suffi pour répondre aux besoins en électricité des
3 clients des Îles-de-la-Madeleine à l'horizon 2007.

4 Une tentative de mise en œuvre de JED à l'île d'Entrée s'est soldée par un
5 échec, suite au refus des citoyens de laisser installer des éoliennes sur l'île. Une
6 tour anémométrique a toutefois été installée et démantelée par la suite. Le
7 Distributeur a pu recueillir une année de données.

6.1.3 Stratégie retenue – horizon 2010

8 Avec le maintien des programmes d'utilisation efficace de l'énergie et en tenant
9 compte des économies d'énergie découlant du PGEÉ aux Îles-de-la-Madeleine,
10 les deux centrales seront en mesure de répondre aux besoins du territoire d'ici
11 2010. À cet horizon, les programmes d'utilisation efficace de l'énergie
12 contribueront à effacer des besoins de 15,5 MW dans l'archipel.

13 Le Distributeur prévoit mettre en œuvre un projet de JED de moins de 10 MW de
14 puissance éolienne, en complément de la centrale thermique de Cap-aux-
15 Meules. La taille du projet prend en compte l'inquiétude du milieu face à un projet
16 plus important. Il s'agit donc d'un JED à faible pénétration, qui ne devrait pas
17 produire d'énergie excédentaire. Ce projet de JED fait suite à la Commission sur
18 le développement éolien aux Îles-de-la-Madeleine, tenue en mars 2007 et
19 chapeautée par le conseil d'agglomération des Îles-de-la-Madeleine. Les
20 résultats de cette commission ont été déposés en juillet 2007. Le Distributeur
21 travaille présentement, en collaboration avec le conseil d'agglomération, à
22 l'élaboration du plan d'implantation du JED sur le territoire desservi par la
23 centrale de Cap-aux-Meules. Compte tenu que le JED se ferait à basse
24 pénétration, le Distributeur juge possible sa réalisation sans d'abord faire un
25 projet pilote.

1 Par ailleurs, vu les circonstances décrites plus haut, le Distributeur n'envisage
2 pas de recourir à ce moyen de production pour l'île d'Entrée.

6.1.4 Stratégie retenue – horizon 2017

3 À l'horizon 2017, les deux centrales des Îles-de-la-Madeleine seront en mesure
4 de répondre aux besoins du territoire, à condition que les programmes
5 d'utilisation efficace de l'énergie actuels soient maintenus. Néanmoins, les
6 groupes électrogènes actuels atteindront la fin de leur vie utile à partir de 2017.
7 Le remplacement des six groupes électrogènes de la centrale de Cap-aux-
8 Meules est requis d'ici 2023.

9 Le Distributeur pourrait, par un raccordement, desservir le réseau de l'île
10 d'Entrée par le réseau JED de Cap-aux-Meules. Il pourrait également envisager
11 le raccordement des Îles-de-la-Madeleine au réseau intégré et le démantèlement
12 des centrales thermiques.

6.1.5 Stratégie d'approvisionnement en carburant

13 Pour l'approvisionnement en carburant, le Distributeur fait appel à la concurrence
14 (deux compagnies pétrolières et deux distributeurs indépendants). La centrale de
15 Cap-aux-Meules utilise du mazout lourd, celle de l'île d'Entrée, du diesel. Le
16 Distributeur vise à réduire ses coûts d'approvisionnement en ajustant ses critères
17 d'achat, en étudiant différentes formules de prix, en se gardant la possibilité
18 d'exercer des options de prolongation et en conservant des relations avec
19 plusieurs fournisseurs en vue de maintenir leur intérêt à approvisionner les
20 centrales des Îles.

6.2 Nunavik

21 Le Nunavik comptait pour près de 30 % de la clientèle des réseaux autonomes
22 en 2006. Ses besoins en électricité comptaient pour 19 % des besoins en
23 énergie et pour 17 % des besoins en puissance. Selon les prévisions, cette

1 proportion tendra à augmenter au cours des prochaines années, étant donné
2 une forte croissance démographique.

6.2.1 Situation actuelle

3 En 2006, les 14 centrales au nord du 53^e parallèle desservait
4 4432 abonnements. Cette année-là, elles ont produit 65,4 GWh et la somme des
5 pointes annuelles s'élevait à 12,4 MW. La puissance installée sur ce territoire est
6 de 27,3 MW

7 Des tarifs dissuasifs spécifiques sont en vigueur au nord du 53^e parallèle. Pour
8 cette raison la clientèle se chauffe essentiellement au mazout.

6.2.2 Suivi – 2005-2007

9 Conformément aux prévisions du Plan d'approvisionnement 2005-2014, les
10 installations ont suffi pour répondre aux besoins en électricité des clients du
11 Nunavik à l'horizon 2007. L'augmentation de charge moins élevée que prévu a
12 permis d'éviter l'ajout de puissance initialement prévu à Kuujuaq. Enfin, aucune
13 augmentation de puissance ni remplacement de moteurs n'a été nécessaire pour
14 les autres centrales du Nunavik. Ainsi, au cours de la période 2005-2007, la
15 puissance installée n'a pas été modifiée et demeure à 27,3 MW.

16 Le Distributeur a effectué deux campagnes anémométriques de 18 mois
17 chacune, une à Inukjuak et l'autre à Whapmagoostui. Le projet de JED le plus
18 prometteur, à Inukjuak, a été reporté étant donné la volonté de la communauté
19 d'étudier un projet hydroélectrique. Le projet de JED à Whapmagoostui a lui
20 aussi été reporté. La communauté crie de Whapmagoostui est jumelée à la
21 communauté inuit de Kuujuarapik. Cette situation a pour effet de complexifier et
22 d'allonger le processus de consultation visant à obtenir un accueil favorable du
23 projet. Le raccordement futur de la communauté au réseau intégré et le
24 développement éventuel de parcs éoliens de grande puissance dans cette région

1 militent également en faveur du report du JED pour ce réseau. Le Distributeur
2 réalisera ses projets pilotes là où il pourra le faire le plus rapidement.

6.2.3 Stratégie retenue – horizon 2010

3 Avec le maintien des programmes d'efficacité énergétique et le maintien de la
4 tarification dissuasive, la majorité des centrales du Nunavik seront en mesure de
5 répondre aux besoins du territoire d'ici 2010.

6 Cependant, une augmentation de puissance sera requise à Inukjuak et une
7 rénovation majeure de la centrale de Tasiujaq sera nécessaire. En outre, la
8 Régie a autorisé la construction d'une nouvelle centrale à Kuujjuaq, dont la mise
9 en service est prévue en 2010.

10 Toutefois, seules deux nouvelles centrales seront requises (Kuujjuaq et Akulivik)
11 plutôt que les trois annoncées dans le plan précédent (Puvirnituk, Inukjuak et
12 Kuujjuaq). La construction des nouvelles centrales à Inukjuak et à Puvirnituk ne
13 sera en effet plus requise à l'horizon 2010 car le réaménagement des sites
14 permettra d'augmenter la puissance sur les sites actuels.

15 Une nouvelle centrale est requise à Akulivik, avec une mise en service prévue en
16 2012, étant donné l'augmentation de la charge plus importante que prévu. Le
17 Distributeur prévoit soumettre ce projet pour autorisation de la Régie, en 2009.

18 Deux campagnes anémométriques sont présentement en cours, une à Akulivik
19 et l'autre à Kangiqsualujjuaq. Celle à Akulivik permettra d'évaluer le potentiel
20 éolien en vue de la réalisation d'un projet pilote de JED en parallèle à la
21 construction de la nouvelle centrale. Bien que la taille des turbines éoliennes ne
22 soit pas encore fixée, on peut déjà envisager que ce projet permettra d'évaluer le
23 potentiel de JED pour d'autres centrales avec un profil de charge semblable et
24 où les turbines éoliennes seraient vraisemblablement de même puissance
25 (Aupaluk, Umiujaq, Ivujivik, Tasiujaq et Quaqtq). Le site de Kangiqsualujjuaq a
26 été choisi car il présente un des meilleurs potentiels éoliens. En outre, les

1 récents travaux d'automatisation y faciliteront l'intégration de l'éolien. Pour les
2 mêmes raisons que dans le cas d'Akulivik, ce projet permettra d'évaluer le
3 potentiel de JED pour les autres centrales du Nunavik.

6.2.4 Stratégie retenue – horizon 2017

4 En incluant les projets prévus d'ici 2010, la majorité des centrales actuelles
5 seront en mesure de répondre aux besoins du territoire d'ici 2017. Le maintien
6 des programmes d'utilisation efficace de l'énergie et de la tarification dissuasive
7 demeure toutefois nécessaire. Des augmentations de puissance devront être
8 apportées à Kuujjuarapik, Puvirnituq, Salluit, Kangiqsujuaq et Kangirsuk.

9 Mise à part la production thermique, la stratégie d'approvisionnement prévoit le
10 recours au JED et, éventuellement, au jumelage hydraulique-diesel.

6.2.5 Stratégie d'approvisionnement en carburant

11 Les centrales du Nunavik fonctionnent au diesel. Il n'existe aucune concurrence
12 en matière de distribution de produits pétroliers au Nunavik, deux entreprises
13 exerçant un monopole, chacune sur une partie du territoire. Ainsi, le Distributeur
14 a un contrat de 5 ans avec la FCNQ avec 2 options de prolongation de 5 ans
15 chacune venant à échéance le 31 août 2017 pour 11 des 14 centrales du
16 Nunavik. Pour les 3 autres centrales (Kangiqsuallujuaq, Kuujjuaq et Quaqtq) le
17 Distributeur a un contrat de 5 ans avec Shell venu à échéance le 31 août 2007.
18 Les négociations en vue du renouvellement se poursuivent.

6.3 Basse-Côte-Nord

19 La Basse-Côte-Nord comptait pour 17 % de la clientèle des réseaux autonomes
20 en 2006 et ses besoins en électricité comptaient pour environ 22 % des besoins
21 en énergie et 26 % en puissance. La population de la Basse-Côte-Nord se
22 chauffe majoritairement à l'électricité. C'est pourquoi la proportion des besoins

1 d'électricité de ce territoire au sein des réseaux autonomes est relativement
2 importante.

6.3.1 Situation actuelle

3 À la fin de l'année 2006, on comptait 2612 abonnements sur le territoire.

4 Le réseau du Lac Robertson dessert la population de la Basse-Côte-Nord, en
5 aval de La Romaine. Par ailleurs, trois centrales thermiques assurent la relève,
6 en cas de panne à la centrale hydroélectrique. Ces centrales sont situées à
7 Blanc-Sablon, St-Augustin et à La Tabatière.

8 La communauté de La Romaine est alimentée par une centrale thermique.

9 Les centrales de la Basse-Côte-Nord ont produit 77,2 GWh au cours de l'an 2006
10 et la somme de leurs pointes annuelles était de 19 MW, pour une puissance
11 installée de 39,5 MW.

12 Les besoins en énergie atteindront 93,4 GWh en 2017. Les besoins en pointe
13 s'élèveront à 22,2 MW en 2017.

14 Aucun programme d'utilisation efficace de l'énergie, visant l'utilisation du mazout
15 comme source de chauffage, n'est offert à la clientèle du réseau du Lac
16 Robertson. À La Romaine, le programme d'utilisation efficace de l'énergie en
17 vigueur s'adresse uniquement à la clientèle résidentielle.

6.3.2 Suivi – 2005-2007

18 Conformément aux prévisions du Plan d'approvisionnement 2005-2014, les
19 installations ont suffi pour répondre aux besoins en électricité des clients de la
20 Basse-Côte-Nord à l'horizon 2007.

6.3.3 Stratégie retenue – horizon 2010

21 Les centrales actuelles de la Basse-Côte-Nord sont en mesure de répondre aux
22 besoins en électricité d'ici 2010, avec une puissance installée de 39,5 MW.

6.3.4 Stratégie retenue – horizon 2017

1 Le réseau du Lac Robertson est en mesure de répondre aux besoins en
2 électricité d'ici 2017, et ce, sans interventions commerciales.

3 À La Romaine, une augmentation de la puissance serait requise en 2014 ; la
4 centrale aura atteint la fin de sa vie utile aux environs de 2011. Le raccordement
5 semble pour l'instant le projet le plus intéressant pour l'alimentation des clients
6 de La Romaine. À plus long terme, pour La Romaine, en plus du raccordement
7 au réseau intégré par une ligne de distribution, les autres stratégies suivantes
8 sont en évaluation : la construction d'une nouvelle centrale, la rénovation
9 majeure de la centrale actuelle ou la construction d'une ligne de transport, pour
10 une mise en service entre 2011 et 2014.

6.3.5 Stratégie d'approvisionnement en carburant

11 Ultramar est le seul fournisseur présent sur la Basse-Côte-Nord. Le Distributeur
12 regroupe ses besoins pour l'ensemble des centrales de la Basse-Côte-Nord, y
13 compris Port-Menier (Anticosti), et coordonne ses livraisons avec celles du
14 carburant nécessaire aux communautés. Le Distributeur a un contrat d'un an
15 avec Ultramar, avec possibilité de deux options d'une année chacune, jusqu'au
16 31 mai 2009 ; la durée du contrat est limitée à un an à la demande du
17 fournisseur.

6.4 Anticosti

18 Le village de Port-Menier comptait pour 1,3 % de la clientèle des réseaux
19 autonomes en 2006. Les besoins en électricité comptaient pour moins de 2 %
20 des besoins en énergie et en puissance. Sur l'île d'Anticosti, seul le village de
21 Port-Menier est alimenté par la centrale d'Hydro-Québec Distribution, les
22 pourvoiries de l'île répondent à leurs besoins énergétiques de façon autonome.

6.4.1 Situation actuelle

1 À la fin de l'année 2006, la centrale thermique de Port-Menier desservait
2 197 abonnements. Au cours de l'année 2006, la centrale a produit 4,5 GWh et la
3 pointe annuelle était de 1,2 MW.

4 Les besoins en énergie atteindront 5,2 GWh en 2017. Les besoins en pointe
5 s'élèveront à 1,3 MW en 2017.

6 Sans les programmes d'utilisation efficace de l'énergie et la tarification
7 dissuasive, la puissance installée de la centrale de Port-Menier devrait être
8 augmentée dès 2007. En 2017, les besoins en énergie s'élèveraient à 6,8 GWh
9 et les besoins à la pointe à 1,7 MW, des augmentations respectives de 53 % et
10 de 64 % par rapport à 2006.

6.4.2 Suivi – 2005-2007

11 Conformément aux prévisions du Plan d'approvisionnement 2005-2014, les
12 installations ont suffi pour répondre aux besoins en électricité des clients de Port-
13 Menier.

6.4.3 Stratégie retenue – horizons 2010 et 2017

14 En maintenant le programme d'utilisation efficace de l'énergie actuel, aucune
15 augmentation de la puissance installée n'est requise sur tout l'horizon envisagé.

6.5 Haute-Mauricie

16 La Haute-Mauricie comptait pour 6 % de la clientèle des réseaux autonomes en
17 2006. Ses besoins en électricité comptaient pour un peu moins de 6 % des
18 besoins totaux en énergie et en puissance.

6.5.1 Situation actuelle

1 À la fin de l'année 2006, les trois centrales diesels de la Haute-Mauricie
2 desservait 873 abonnements. Au cours de l'année 2006, ces centrales ont
3 produit 17,2 GWh et la somme de leurs pointes annuelles était de 4,1 MW. La
4 puissance installée des centrales était de 7,8 MW.

6.5.2 Suivi – 2005-2007

5 Les installations ont suffi pour répondre aux besoins en électricité des clients de
6 l'ensemble de la Haute-Mauricie. Les augmentations de puissance prévues à
7 Wemotaci et à Opitciwan n'ont pas été requises. Le raccordement de Wemotaci
8 au réseau intégré, en cours de réalisation, est prévu pour 2008. Après ce
9 raccordement, le Distributeur prévoit mettre graduellement fin au programme
10 d'utilisation efficace de l'énergie dans ce réseau.

6.5.3 Stratégie retenue – horizon 2010

11 Même avec le maintien des programmes d'efficacité énergétique, les centrales
12 de la Haute-Mauricie ne seront pas en mesure de répondre aux besoins à
13 l'horizon 2010. Des augmentations de puissance seront requises à Clova et à
14 Opitciwan.

6.5.4 Stratégie retenue – horizon 2017

15 Avec les augmentations de puissance prévues d'ici 2010, la centrale d'Opitciwan
16 sera en mesure de répondre aux besoins d'ici 2017. La centrale de Clova
17 nécessitera une autre augmentation de puissance. Le maintien des programmes
18 d'utilisation efficace de l'énergie demeure également nécessaire. Le
19 raccordement de Clova et d'Opitciwan au réseau intégré serait éventuellement
20 envisageable à cet horizon.

6.5.5 Stratégie d'approvisionnement en carburant

1 Pour l'approvisionnement en carburant, le Distributeur fait appel à la concurrence
2 (pétrolières, distributeur autochtone, fournisseurs locaux). Les contrats sont
3 attribués au plus bas soumissionnaire pour chaque centrale.

6.6 Schefferville

4 Par sa décision D-2006-123 du 8 août 2006, la Régie a autorisé le Distributeur à
5 prendre en charge l'approvisionnement électrique des clients de Schefferville.
6 Cette région est maintenant incluse au plan d'approvisionnement. Le Distributeur
7 a effectivement pris en charge les clients de Schefferville le 25 octobre 2007.

8 La région comptera pour environ 5 % de la clientèle des réseaux autonomes en
9 2008 et ses besoins en électricité compteront pour environ 13 % des besoins en
10 énergie et en puissance. La population de la région de Schefferville se chauffe
11 majoritairement à l'électricité. C'est pourquoi la proportion des besoins
12 d'électricité de ce territoire au sein des réseaux autonomes sera relativement
13 importante.

14 Le Distributeur poursuit sa réflexion sur le moyen à privilégier pour assurer la
15 fiabilité de l'alimentation électrique : construction d'une centrale thermique en
16 réserve froide, installation de groupes électrogènes de secours à certains
17 endroits stratégiques ou délestage de certaines charges.

6.6.1 Situation actuelle

18 À la fin de l'année 2006, on comptait 746 abonnements sur le territoire de
19 Schefferville. La centrale hydroélectrique de Menihek, située au Labrador,
20 produit l'énergie nécessaire aux clients du territoire. Par ailleurs, quatre groupes
21 électrogènes de secours assurent présentement l'approvisionnement, pendant la
22 réfection du groupe 3 et en cas de nouvelle panne sur un des deux autres
23 groupes de la centrale.

1 Les besoins en énergie atteindront 60,3 GWh en 2017. Les besoins en pointe
2 s'élèveront à 13,5 MW en 2017.

3 Aucun programme d'utilisation efficace de l'énergie, visant l'utilisation du mazout
4 comme source de chauffage, n'est offert à la clientèle de Schefferville.

6.6.2 Suivi – 2005-2007

5 La région de Schefferville n'était pas incluse au dernier plan
6 d'approvisionnement.

6.6.3 Stratégie retenue – horizon 2010

7 Le Distributeur prévoit poursuivre la réfection majeure de la centrale de Menihek.
8 Il prévoit également reconstruire la totalité du réseau de transport entre la
9 centrale et Schefferville, ainsi qu'une partie importante du réseau de distribution
10 existant.

6.6.4 Stratégie retenue – horizon 2017

11 La centrale de Menihek suffira à répondre aux besoins de la communauté à cet
12 horizon.

7 SUIVI DES DÉCISIONS DE LA RÉGIE

DEMANDE DE LA RÉGIE	ACTION DU DISTRIBUTEUR
<p>« <i>La Régie souhaite être informée de l'avancement [des] études techniques et économiques [relatives aux moyens alternatifs envisagés pour l'alimentation des réseaux autonomes] dans le cadre des états d'avancement annuels du plan.</i> »</p> <p>Décision D-2002-169</p>	<p>Le Distributeur a entrepris des études technico-économiques relatives au raccordement éventuel des réseaux de La Romaine et des Îles-de-la-Madeleine. Ces études ne sont pas terminées ; elles seront déposées dans le cadre d'éventuelles demandes d'autorisation de projets d'investissements.</p>
<p>« [La Régie] <i>demande au Distributeur de déployer des systèmes JED aux Îles-de-la-Madeleine [...]</i> »</p> <p>Décision D-2005-178</p>	<p>Une tentative de mise en œuvre de JED à l'île d'Entrée s'est soldée par un échec, suite au refus des citoyens de laisser installer des éoliennes sur l'île. Une tour anémométrique a toutefois été installée et démantelée par la suite. Le Distributeur a pu recueillir une année de données.</p> <p>Le Distributeur a entrepris des démarches afin de déployer un système de JED à faible pénétration à Cap-aux-Meules.</p>
<p>« [La Régie demande au Distributeur] de prendre en compte dans ses analyses les bénéfices associés aux réductions d'émissions de GES et à la valeur de l'énergie excédentaire. »</p> <p>Décision D-2005-178</p>	<p>Le Distributeur tiendra compte des bénéfices associés à la réduction des GES dans ses analyses relatives aux projets de JED. Il prévoit aborder la question de la valorisation de l'énergie excédentaire premièrement par une réflexion sur des moyens simples, efficaces et peu coûteux de réaliser cette valorisation ; deuxièmement par le suivi des projets pilotes qu'il réalisera au Nunavik et l'analyse des résultats de ceux-ci.</p>
<p>« [La Régie] <i>demande [...] au Distributeur de présenter un rapport détaillé, dans le cadre des états</i></p>	<p>Le Distributeur n'a entrepris aucune étude relative à des projets hydroélectriques en réseaux</p>

<p><i>d'avancement du Plan et du plan d'approvisionnement 2008-2017, de l'état d'avancement des études et de la réalisation des projets de construction de centrales hydroélectriques [...]</i></p> <p><i>de raccordement de réseaux autonomes au réseau intégré [...]</i></p> <p><i>et d'implantation de systèmes JED. »</i></p> <p>Décision D-2005-178</p>	<p>autonomes.</p> <p>Le Distributeur a entrepris des études technico-économiques relatives au raccordement éventuel des réseaux de La Romaine et des Îles-de-la-Madeleine. Ces études ne sont pas terminées ; elles seront déposées dans le cadre d'éventuelles demandes d'autorisation de projets d'investissements.</p> <p>Le Distributeur a entrepris des démarches afin de déployer un système de JED à Cap-aux-Meules. Il effectue actuellement des campagnes anémométriques au Nunavik, en vue d'y réaliser des projets pilotes de JED. Les projets de JED seront soumis à la Régie, pour autorisation.</p>
--	---