

**RÉSEAUX AUTONOMES
PORTRAIT D'ENSEMBLE
ET
PERSPECTIVES D'AVENIR**

Table des matières

1.	CONTEXTE	5
2.	PORTRAIT D'ENSEMBLE.....	6
2.1.	DESCRIPTION DU TERRITOIRE	6
2.2.	MOYENS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ.....	7
2.3.	CLIENTÈLE, BESOINS ET PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ	8
2.3.1.	<i>Démographie</i>	<i>9</i>
2.3.2.	<i>Abonnements</i>	<i>9</i>
2.3.3.	<i>Ventes en énergie</i>	<i>9</i>
2.3.4.	<i>Production d'énergie aux centrales.....</i>	<i>10</i>
2.3.5.	<i>Pointes en puissance</i>	<i>10</i>
2.4.	COÛTS DES RÉSEAUX AUTONOMES	10
2.4.1.	<i>Évolution du coût 2005-2010.....</i>	<i>10</i>
2.4.2.	<i>Composantes du coût.....</i>	<i>12</i>
2.4.3.	<i>Importance relative du coût du carburant, des amortissements et intérêts</i>	<i>13</i>
2.4.4.	<i>Coûts d'exploitation et d'entretien</i>	<i>14</i>
2.4.5.	<i>Autres coûts.....</i>	<i>14</i>
2.5.	ACTIONS CONCRÈTES VISANT UNE RÉDUCTION DES COÛTS	14
2.6.	MOYENS DE GESTION DE LA DEMANDE	16
2.6.1.	<i>Tarification dissuasive.....</i>	<i>17</i>
2.6.2.	<i>Programmes d'utilisation efficaces de l'énergie (PUEÉ).....</i>	<i>17</i>
2.6.3.	<i>Programmes d'efficacité énergétique.....</i>	<i>18</i>
2.6.3.1.	<i>Marché résidentiel</i>	<i>18</i>
2.6.3.2.	<i>Marché affaires.....</i>	<i>18</i>
2.6.4.	<i>Autres avenues.....</i>	<i>19</i>
3.	PERSPECTIVES D'AVENIR.....	19
3.1.	ÉVENTUELS EFFETS DU PLAN NORD	19
3.2.	MOYENS DE GESTION DE LA DEMANDE	20
3.2.1.	<i>Bonification du PUEÉ aux Îles-de-la-Madeleine (PUEÉ).....</i>	<i>20</i>
3.2.1.1.	<i>Marché affaires.....</i>	<i>20</i>
3.2.1.2.	<i>Marché résidentiel : nouvelles constructions</i>	<i>21</i>
3.2.1.3.	<i>Résultats attendus.....</i>	<i>22</i>
3.2.2.	<i>Programmes d'efficacité énergétique.....</i>	<i>22</i>
3.2.2.1.	<i>Marché résidentiel</i>	<i>22</i>
3.2.2.2.	<i>Marché affaires.....</i>	<i>23</i>
3.2.2.3.	<i>Analyses économique et financière</i>	<i>24</i>
3.3.	PISTES DE RÉDUCTION DES COÛTS DES INVESTISSEMENTS.....	26
3.4.	JUMELAGE ÉOLIEN-DIESEL, RACCORDEMENTS AU RÉSEAU INTÉGRÉ ET AUTRES TECHNOLOGIES DE SOURCE RENOUVELABLE	27
3.5.	RÉSEAU DE SCHEFFERVILLE.....	28
3.5.1.	<i>Alimentation électrique</i>	<i>28</i>
3.5.2.	<i>Efficacité énergétique</i>	<i>29</i>
3.5.3.	<i>Programmes d'économies d'énergie au marché résidentiel</i>	<i>30</i>
3.5.4.	<i>Programmes d'économies d'énergies au marché affaires.....</i>	<i>30</i>
4.	CONCLUSION.....	31

1. CONTEXTE

1 En réseaux autonomes, à la différence du réseau intégré et conformément à la *Loi sur la*
2 *Régie de l'énergie*, le Distributeur est responsable non seulement de la distribution de
3 l'électricité nécessaire à l'alimentation de l'ensemble des clients, mais également de sa
4 production et son transport.

5 Le Distributeur poursuit les mêmes objectifs qu'en réseau intégré, soit d'assurer
6 l'approvisionnement des clients au moindre coût, tout en offrant un service de qualité. Le
7 passage suivant de la décision D-2011-095 illustre éloquemment que la Régie partage
8 les préoccupations du Distributeur à cet égard :

9 La Régie est consciente que les communautés des villages nordiques du Québec ont
10 droit à un service de qualité, notamment en termes de fiabilité et sécurité des réseaux
11 autonomes¹.

12 Le présent document vise à dresser un portrait d'ensemble des activités du Distributeur
13 dans les réseaux autonomes, à faire ressortir les particularités de ces réseaux et
14 finalement à mieux illustrer l'impact de celles-ci sur la gestion des opérations et la
15 planification des activités. Ce document fait un tour complet des réseaux autonomes,
16 incluant les volets relatifs à la demande, à la caractérisation de l'offre, en passant par les
17 programmes d'utilisation efficace de l'énergie et d'économies d'énergie.

18 Il répond aussi de façon spécifique aux demandes de la Régie relativement au réseau
19 de Schefferville, telles que formulées dans sa décision D-2011-028².

20 Il vise enfin à présenter la vision du Distributeur pour l'avenir. En particulier quant aux
21 moyens qu'il entend mettre en œuvre pour faire face à une éventuelle croissance des
22 besoins engendrée par le Plan Nord et pour intégrer une plus large part d'énergie de
23 source renouvelable, tout en cherchant à atteindre « *le juste équilibre entre ce qui peut*
24 *se faire aux meilleurs coûts, tout en maintenant la qualité de service*³ ».

¹ Page 26.

² Pages 146-149.

³ Décision D-2011-095, page 26.

1 Le présent document ne reprend cependant pas tout ce qui a déjà été présenté et
2 débattu en détail devant la Régie de l'énergie lors des précédentes demandes
3 tarifaires⁴, lors des demandes d'approbation des quatre plans d'approvisionnement
4 (2002-2011⁵, 2005-2014⁶, 2008-2017⁷ et 2011-2020⁸), de même que lors des demandes
5 d'autorisation d'investissements relatifs à la prise en charge de l'alimentation électrique
6 de Schefferville⁹, au raccordement de La Romaine¹⁰, et à la construction des centrales
7 de Kuujuaq¹¹ et d'Akulivik¹².

2. PORTRAIT D'ENSEMBLE

2.1. Description du territoire

8 Le territoire desservi est vaste, mais peu peuplé. Il couvre 30 communautés, réparties
9 en six territoires : les Îles-de-la-Madeleine, le Nunavik (au nord du 53^e parallèle), la
10 Basse-Côte-Nord, l'île d'Anticosti, la Haute-Mauricie et la région de Schefferville¹³. La
11 population totale de ces communautés compte à peine un peu plus de 34 000 habitants.

12 Les Îles-de-la-Madeleine représentent 38 % de la population totale mais autour de 45 %
13 des ventes d'électricité en réseaux autonomes.

14 Après les Îles-de-la-Madeleine vient le territoire du Nunavik (14 communautés inuites,
15 une communauté crie) avec 37 % de la population mais seulement 20 % des ventes
16 d'électricité, du fait que la clientèle n'utilise pas l'électricité pour les fins de chauffage. Ce
17 territoire, situé pour l'essentiel dans la toundra, est caractérisé par de longs hivers secs
18 et des étés courts, froids et humides. De plus les conditions d'éloignement du Nunavik
19 font que l'accès au territoire ne se fait que par avion, et une ou deux fois l'an par bateau.

⁴ R-3541-2004, R-3579-2005, R-3610-2006, R-3644-2007, R-3677-2008, R-3708-2009, R-3740-2010.

⁵ R-3470-2001.

⁶ R-3550-2004.

⁷ R-3648-2007.

⁸ R-3748-2010.

⁹ R-3602-2006.

¹⁰ R-3688-2009.

¹¹ R-3623-2007.

¹² R-3756-2011.

¹³ La carte représentant l'emplacement des réseaux autonomes se trouve à l'Annexe A.

1 La Basse-Côte-Nord comprend sept villages le long de la rive Nord du golfe du Saint-
2 Laurent, de La Romaine jusqu'à Blanc-Sablon.

3 La centrale diesel installée à l'île d'Anticosti, dans le golfe du Saint Laurent, dessert la
4 communauté de Port-Menier.

5 Deux communautés de la Haute-Mauricie font partie des réseaux autonomes : la réserve
6 attikamek d'Opitciwan et Clova.

7 La desserte de la région de Schefferville (trois communautés : Schefferville, Matimekush
8 – Lac John et Kawawachikamach) a été prise en charge par le Distributeur en décembre
9 2005.

2.2. Moyens de production d'électricité

10 L'électricité consommée par les clients des réseaux autonomes est principalement
11 produite par des centrales thermiques locales, au moyen de groupes électrogènes
12 diesel. Ainsi, à la fin de 2010, 20 centrales thermiques (plus trois centrales en réserve
13 froide) approvisionnaient plus de 80 % de la clientèle. Le parc de production du
14 Distributeur compte aussi une centrale hydroélectrique, celle du Lac-Robertson, qui
15 dessert toute la Basse-Côte-Nord, à l'exception du village de La Romaine (Unamen
16 Shipit). Cette dernière communauté est alimentée par une centrale diesel mais sera
17 prochainement raccordée au réseau intégré¹⁴.

18 L'électricité nécessaire à l'alimentation de la région de Schefferville est produite à la
19 centrale hydroélectrique de Menihék, au Labrador. Cette électricité est achetée par le
20 Distributeur en vertu d'un contrat qu'il a conclu avec la société d'État terre-neuvienne
21 NALCOR.

22 En 2010, ces centrales ont produit quelque 391 GWh d'énergie avec une puissance
23 installée totale de près de 166 MW.

24 La production thermique est une technologie éprouvée, simple, connue, fiable et facile
25 d'entretien. Elle présente également l'avantage de fournir de l'énergie et de la puissance

¹⁴ Décision D-2009-080.

1 de façon permanente et de ne pas être sujette aux aléas du vent, de l'ensoleillement et
2 des apports hydriques. Les centrales thermiques sont toutefois sources de pollution
3 atmosphérique et sonore, et le coût de l'électricité qu'elles produisent est élevé quoique
4 moindre que celle de plusieurs autres sources.

5 Le Distributeur a mis en exploitation une nouvelle centrale thermique à Kuujuaq en
6 mars 2011 et commencera sous peu la construction d'une nouvelle centrale à Akulivik.
7 Toutefois, la grande majorité des centrales sont âgées. Certaines sont en exploitation
8 depuis une trentaine d'années et nécessitent des investissements afin d'assurer leur
9 pérennité. Au cours des prochaines années, le Distributeur devra également prévoir des
10 projets d'augmentation de puissance afin de faire face à la croissance de la demande.

2.3. Clientèle, besoins et production d'électricité

11 Le tableau 1 décrit l'évolution de la clientèle, des besoins et de la production d'électricité
12 en réseaux autonomes, sur la période 2005 à 2010.

13 **TABLEAU 1**
14 **ÉVOLUTION DE LA CLIENTÈLE, DES BESOINS ET DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION**
15 **ENSEMBLE DES RÉSEAUX AUTONOMES – PÉRIODE 2005-2010**

	2005	2006	2007 ³	2008 ⁴	2009	2010	Crois. Ann. moy. 2005-2010
Population	33 385	33 595	33 712	33 759	33 889	34 266	0,5%
Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles	12 458	12 760	13 021	13 420	13 997	14 423	3,0%
Ventes d'énergie (en GWh) ¹	299,1	294,9	331,9	358,2	352,8	342,4	2,7%
Usage interne, pertes et services auxiliaires (en GWh)	44,6	48,5	36,8	42,6	51,3	48,2	1,6%
Production d'énergie (en GWh)	343,7	343,4	368,7	400,8	404,1	390,6	2,6%
Pointe annuelle (en MW) ²	70,4	74,4	87,4	88,8	86,7	89,0	4,8%
Puissance installée (en MW)	145,2	145,7	165,9	163,7	164,2	165,5	2,7%

¹ Résultats publiés

² Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée

³ Incluant Schefferville à partir de l'automne 2007.

⁴ Le réseau de Wemotaci a été raccordé au réseau intégré en septembre 2008.

16

2.3.1. Démographie

1 En 2010, la population résidant dans les réseaux autonomes d'Hydro-Québec était
2 estimée à un peu plus de 34 000 personnes. Les Îles-de-la-Madeleine et le Nunavik ont
3 sensiblement la même taille, soit environ 13 000 personnes. Malgré les similitudes quant
4 à la taille de la population, les Îles-de-la-Madeleine et le Nunavik ont des croissances
5 largement différentes. Ainsi, entre 2005 et 2010, la population des Îles-de-la-Madeleine
6 a stagné (-0,2 %) alors que celle du Nunavik a augmenté de 9 %. Environ
7 5 000 personnes résident sur le territoire de la Basse-Côte-Nord, 1 900 en Haute-
8 Mauricie et environ 1 300 à Schefferville.

9 Il est à noter que l'évolution démographique est le principal élément de croissance de la
10 demande au secteur résidentiel, lequel compte pour 86 % des abonnements et 55 %
11 des ventes en 2010.

2.3.2. Abonnements

12 En 2010, les réseaux autonomes comptaient plus de 14 400 abonnements résidentiels
13 et agricoles, soit près de 2 000 de plus qu'en 2005 (une augmentation moyenne de 3 %
14 par année), et les abonnements totaux se chiffraient à près de 17 000 à la fin de l'année
15 2010. Le Nunavik est le territoire ayant le plus haut taux de croissance des
16 abonnements.

17 À part la mine de sel des Îles-de-la-Madeleine et la scierie d'Opitciwan, le secteur
18 industriel est peu présent dans les réseaux autonomes.

2.3.3. Ventes en énergie

19 En 2010, les ventes publiées dans les réseaux autonomes s'élevaient à 342 GWh. Sur
20 la période 2005 à 2010, la croissance des ventes s'est chiffrée globalement en moyenne
21 à 2,7 % par an et était principalement attribuable aux réseaux du Nunavik.

2.3.4. Production d'énergie aux centrales

1 En 2010, la production en énergie a été de 391 GWh, dont près de la moitié attribuable
2 aux Îles-de-la-Madeleine. La production aux centrales est passée de 343 GWh en 2005
3 à 391 GWh en 2010.

2.3.5. Pointes en puissance

4 En 2010, la puissance installée totale de l'ensemble des centrales se chiffrait à près de
5 166 MW. Pour l'hiver 2010-2011, la somme des pointes annuelles des réseaux
6 autonomes a été de 89 MW alors qu'elle était de 70 MW en 2005¹⁵.

7 Là encore, les Îles-de-la-Madeleine détiennent une large part, soit 45 % de la somme
8 des pointes annuelles. Comme le chauffage électrique y est découragé, les réseaux du
9 Nunavik n'ont requis que 16 % de cette somme.

2.4. Coûts des réseaux autonomes

2.4.1. Évolution du coût 2005-2010

10 En 2010, les coûts totaux directement liés à l'exploitation de l'ensemble des réseaux
11 autonomes s'élèvent à 156 M\$¹⁶. Depuis 2005, le coût du service a augmenté de 2,8 %
12 sur une base annuelle moyenne, soit presque au même rythme que les ventes
13 d'électricité (2,7%). Par conséquent, sur une base unitaire et malgré l'inflation, la
14 croissance des coûts en ¢/kWh est presque nulle.

¹⁵ Ces données reflètent l'impact de la prise en charge de l'alimentation de Schefferville à l'automne 2007 et du raccordement de Wemotaci au réseau intégré en septembre 2008.

¹⁶ Les données du tableau 2 ne tiennent pas compte du rendement sur la base de tarification. Certaines charges ne sont également pas incluses, telles que les charges des unités de support spécifiques aux réseaux autonomes, l'amortissement des actifs incorporels et des comptes de frais reportés. Ainsi, la perte d'exploitation qui apparaît au tableau 2 diffère de la perte réglementaire.

1
 2
 3

TABEAU 2
ÉVOLUTION DU COÛT DIRECTEMENT LIÉ À L'EXPLOITATION DES RÉSEAUX AUTONOMES
2005-2010

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2005-2010 Var annuelle %
Coût en 000 \$	135 726	135 973	138 265	151 044	169 702	156 060	2,8%
Achat de combustibles	33 913	42 885	44 871	58 853	72 969	54 615	10,0%
Charges d'exploitation	28 569	31 507	37 171	35 266	36 225	37 020	5,3%
Amortissement et intérêts	57 859	47 299	39 140	38 706	39 585	44 122	-5,3%
Autres	15 385	14 282	17 083	18 219	20 923	20 303	5,7%
Revenus en 000 \$	23 747	24 362	27 739	30 194	30 211	30 136	4,9%
Pertes d'exploitation en 000 \$	111 979	111 611	110 526	120 850	139 491	125 924	2,4%
Coût moyen en ¢/kWh	43,1	43,8	36,4	41,8	45,6	43,0	-0,1%
Achat du carburant ¹	10,8	13,8	11,8	16,3	19,6	15,0	6,9%
Charges d'exploitation	9,1	10,1	9,8	9,8	9,7	10,2	2,4%
Amortissement et intérêts	18,4	15,2	10,3	10,7	10,6	12,1	-7,9%
Autres	4,9	4,6	4,5	5,0	5,6	5,6	2,7%

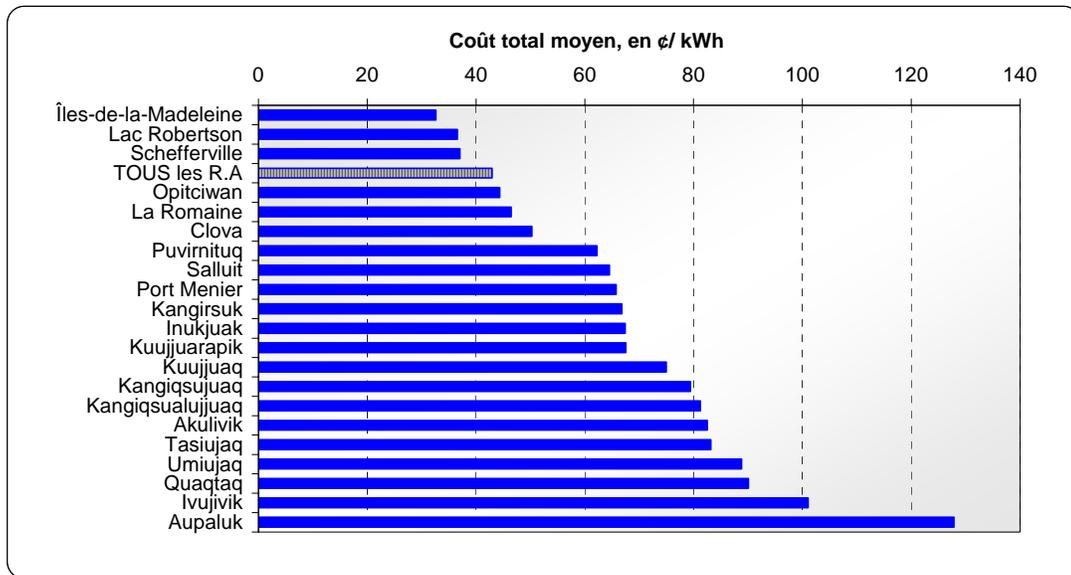
Note ¹: Calculé sur l'ensemble des réseaux, quel que soit le moyen de production. Si on exclut les réseaux hydraulique de Lac Robertson et Schefferville, le coût moyen pour l'achat du carburant augmente (par exemple en 2010, il serait de 21,4 ¢/kWh).

4

5 Sur une base unitaire, le coût moyen lié à l'exploitation était de 43 ¢/kWh en 2010. Le
 6 Distributeur note qu'il existe d'importantes disparités selon les réseaux, allant de près de
 7 30 ¢/kWh à plus de 1 \$/kWh (100 ¢/kWh) pour certains réseaux (voir la figure suivante).
 8 Au Nunavik, le coût moyen de l'ensemble des villages était de près de 75 ¢/kWh en
 9 2010. Or, en vertu des dispositions de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, les clients des
 10 réseaux autonomes bénéficient des mêmes tarifs que ceux du réseau intégré. La seule
 11 exception s'applique au nord du 53^e parallèle, où la tarification en vigueur — pour la
 12 consommation excédant 30 kWh par jour — décourage l'utilisation de l'électricité pour le
 13 chauffage de l'eau et de l'espace. La perte d'exploitation se chiffre à près de 126 M\$. En
 14 moyenne, depuis 2005, elle a augmenté de 2,4 % sur une base annuelle. Le Distributeur
 15 récupère environ 20 % de ce que lui coûte la desserte des réseaux autonomes.

1
2
3
4

FIGURE 1
CLASSEMENT DES COMMUNAUTÉS
SELON LE COÛT TOTAL MOYEN 2010
(¢/kWh)



5

2.4.2. Composantes du coût

6 Le coût du service unitaire moyen des réseaux autonomes est constitué des éléments
7 suivants:

- 8 ▪ Coût de carburant
- 9 ▪ Frais d'exploitation et d'entretien
- 10 ▪ Coût de transport, distribution, services à la clientèle, administration et soutien
- 11 ▪ Programmes commerciaux
- 12 ▪ Amortissement et intérêts.

13 Dans l'ensemble des réseaux autonomes, environ les deux tiers du coût des réseaux
14 autonomes sont associés à l'achat de carburant et à l'amortissement¹⁷. Par conséquent,

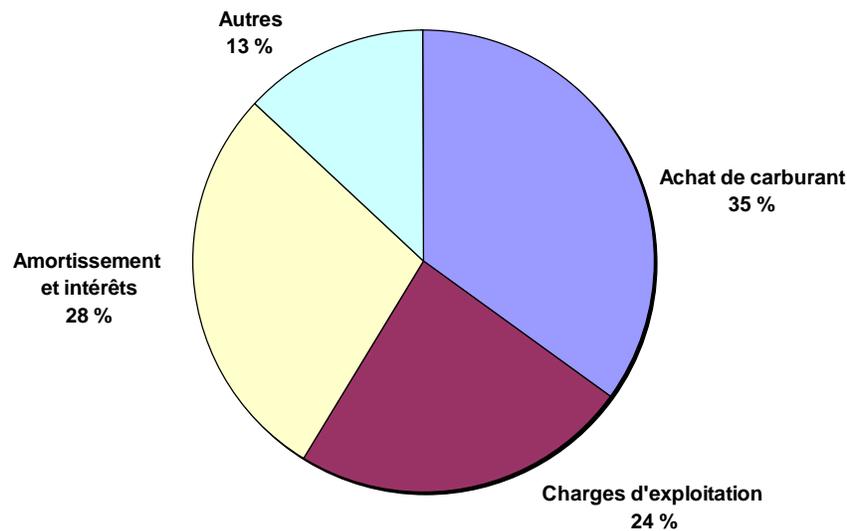
¹⁷ La part relative du carburant est variable selon l'année considérée.

1 le tiers du coût de service est lié à l'exploitation, la maintenance, les services à la
2 clientèle et aux programmes commerciaux. À titre d'exemple, la figure 2 illustre pour
3 l'année 2010 la part relative des différentes composantes du coût des réseaux
4 autonomes.

5

FIGURE 2

**Part relative des différentes composantes
du coût en réseaux autonomes (en 2010)**



6

2.4.3. Importance relative du coût du carburant, des amortissements et intérêts

7 Le coût du carburant constitue la principale source de coûts en réseaux autonomes
8 alimentés à partir d'une centrale thermique. En moyenne, pour l'ensemble des réseaux,
9 ce coût représente quelque 25% à 45 %¹⁸ du coût du service. Pour certains réseaux,
10 principalement au nord du 53^e parallèle, cette part peut aller jusqu'à 65 % selon le prix
11 du carburant. Le coût associé aux charges d'amortissements et d'intérêts représente
12 également une part relativement importante du coût du service, soit entre 20 % et 30 %
13 selon l'année considérée.

¹⁸ La part relative du carburant est variable selon l'année considérée.

2.4.4. Coûts d'exploitation et d'entretien

1 Les charges d'exploitation et d'entretien représentent en moyenne de 20 % à 25 % du
2 coût du service. Toutefois, des disparités importantes peuvent être observées entre les
3 différents réseaux. Par exemple, pour les réseaux d'Aupaluk et d'Ivujivik, ces frais
4 représentaient plus de 40 % de l'ensemble des coûts de ces centrales en 2009. Ces
5 disparités peuvent s'expliquer par la taille des différentes centrales. En effet, plus la
6 centrale est petite et consomme relativement moins de carburant, plus la part des frais
7 d'exploitation, indépendants de la taille, est élevée.

8 D'autres raisons expliquent que ces charges varient entre les réseaux et d'une année
9 sur l'autre : l'état des centrales est très variable, certaines sont désuètes et nécessitent
10 davantage de maintenance, l'entretien des équipements n'est pas nécessairement
11 annuel et ne vise pas nécessairement tous les équipements en même temps. Des coûts
12 reliés aux imprévus, tels que des pannes d'équipements, sont inévitables et
13 occasionnent sporadiquement des effets sur les coûts des centrales visées.

2.4.5. Autres coûts

14 La part restante des coûts est principalement liée aux activités de services à la clientèle
15 et aux programmes commerciaux, pour près de 10 %, le restant servant aux charges de
16 distribution et d'administration. Il est à noter que les programmes commerciaux visent
17 aussi à réduire les coûts.

2.5. Actions concrètes visant une réduction des coûts

18 Considérant le coût élevé de la desserte de ses réseaux autonomes, le Distributeur a
19 pour objectif de contenir le déficit d'exploitation de ceux-ci. Malgré une marge de
20 manœuvre restreinte, le Distributeur déploie tous ses efforts, par l'application des
21 meilleures pratiques, en vue d'améliorer sa performance.

22 Au fil des années, le Distributeur a mis en place des mesures concrètes pour réduire les
23 coûts de fonctionnement des réseaux autonomes :

- 1 • Révision du critère de puissance garantie au Nunavik, ce qui permet de retarder
- 2 les augmentations de puissance installée dans les centrales.
- 3 • Révision à la hausse de la durée de vie utile des moteurs, ce qui permet de
- 4 retarder les investissements liés à leur réfection ou à leur remplacement. Ainsi, à
- 5 titre d'exemple, le Distributeur estime que les moteurs diesel de la centrale des
- 6 Îles-de-la-Madeleine verront leur vie utile prolongée à environ 30 ans.
- 7 • Révision des critères de maintenance.
- 8 • Réduction de la consommation des services auxiliaires.
- 9 • Optimisation des déplacements du personnel du Distributeur.
- 10 • Optimisation des livraisons de carburant.
- 11 • Optimisation et réduction des stocks au Nunavik.
- 12 • Optimisation du transport de matériel pour favoriser le transport maritime plutôt
- 13 qu'aérien.
- 14 • Récupération de la chaleur excédentaire des centrales diesel pour les besoins
- 15 des bâtiments du Distributeur.
- 16 • Discussions avec des clients potentiels pour la valorisation de la chaleur
- 17 excédentaire des centrales diesel.

18 Lorsque cela est justifié sur le plan économique et que le projet est accueilli
19 favorablement par la communauté, le Distributeur privilégie le raccordement des
20 communautés au réseau intégré. Ainsi, Wemotaci en Haute-Mauricie est desservi par le
21 réseau intégré depuis 2008. Sur la Basse-Côte-Nord, le raccordement de La Romaine a
22 été autorisé en juin 2009 et les travaux ont débuté¹⁹.

23 La piste la plus prometteuse pour la réduction de la consommation de carburant dans
24 les centrales demeure, pour l'instant, le jumelage éolien–diesel (JED). La technologie
25 éolienne est relativement mature et présente un potentiel élevé au Nunavik et aux Îles-
26 de-la-Madeleine, en complément de la solution thermique actuelle. Malgré les efforts

¹⁹ Lors du premier appel d'offres public, les prix soumis par les entrepreneurs se sont révélés très supérieurs aux estimations initiales. Devant cet état de fait, le Distributeur a suspendu le processus d'appels d'offres et les travaux de construction, le temps de réévaluer la situation et de trouver la solution qui permettra de réaliser les travaux de raccordement au meilleur coût.

1 concrets déployés par le Distributeur depuis quelques années, plusieurs projets ont été,
2 pour différentes raisons, refusés par les communautés :

- 3 • À l'île d'Entrée, aux Îles-de-la-Madeleine, la population a rejeté toute
4 implantation d'éoliennes sur son territoire.
- 5 • À Inukjuak, la communauté a rejeté le JED et souhaite plutôt développer et
6 exploiter une centrale hydroélectrique.
- 7 • À Whapmagoostui/Kuujuarapik, les communautés misent plutôt sur le
8 raccordement au réseau intégré.

9 Malgré ces écueils, le Distributeur poursuit son plan de déploiement de JED. Il est à
10 réaliser trois projets de JED : deux dans des communautés du Nunavik —
11 Kangiqsualujjuaq et Akulivik —, l'autre aux Îles-de-la-Madeleine. Le potentiel éolien y
12 est intéressant et les communautés sont réceptives à l'arrivée d'un projet de JED. Pour
13 ces projets, le Distributeur travaille actuellement en étroite collaboration avec deux
14 firmes d'expérience dans le domaine. Il prévoit recevoir leurs propositions en début de
15 2012 quant au meilleur choix qui permettra d'assurer la fiabilité de cette technologie
16 dans les conditions extrêmes du Grand Nord québécois et dans celles du réseau des
17 Îles-de-la-Madeleine.

18 Le Distributeur effectuera l'implantation d'un JED à Akulivik dès que le déploiement aura
19 été effectué dans le village de Kangiqsualujjuaq. Le Distributeur utilisera la même
20 technologie tout en l'adaptant à la configuration de cette centrale.

2.6. Moyens de gestion de la demande

21 Les programmes d'efficacité énergétique offerts aux clients de réseaux autonomes et la
22 structure tarifaire applicable au nord du 53^e parallèle ont des effets positifs sur les
23 besoins en électricité et, partant, sur le coût du service.

24 Le Distributeur met en œuvre des moyens de réduction de la demande d'électricité
25 suivant trois axes :

- 26 • une tarification qui décourage l'utilisation de l'électricité pour le chauffage de
27 l'eau et de l'espace, au nord du 53^e parallèle ;

- 1 • des programmes d'utilisation efficaces de l'énergie (PUEÉ) qui incitent les clients
2 à utiliser le mazout comme source principale de chauffage de l'espace et de
3 l'eau ; et
4 • des programmes d'efficacité énergétique et de gestion de la consommation qui
5 visent une réduction de la consommation électrique des clients.

6 Pour l'année 2011, le Distributeur estime que ces mesures permettent une réduction de
7 plus du tiers de la production d'énergie et de près de 40 % de la demande en puissance.

2.6.1. Tarification dissuasive

8 Un des outils dont dispose le Distributeur pour favoriser l'utilisation efficace de l'énergie
9 est la tarification dissuasive. En effet, des tarifs dissuasifs pour tous les réseaux au nord
10 du 53^e parallèle²⁰ sont en vigueur. Pour la clientèle résidentielle, la consommation au-
11 delà de 30 kWh/jour est facturée à 31,50 ¢/kWh, au 1er avril 2011. Pour la clientèle
12 d'affaires, il y a interdiction de chauffer les locaux et l'eau à l'électricité, à défaut de quoi
13 toute la consommation d'électricité est facturée à 69,46 ¢/kWh, au 1er avril 2011. De
14 plus, des frais de branchement de 5 000 \$ sont exigés si le chauffage est électrique, tant
15 pour la clientèle résidentielle que celle d'affaires.

2.6.2. Programmes d'utilisation efficaces de l'énergie (PUEÉ)

16 D'autre part, les programmes d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ) incitent les clients
17 à utiliser le mazout comme source principale de chauffage de l'espace et de l'eau²¹. Cet
18 incitatif représente pour le client une réduction des frais de chauffage de l'espace et de
19 l'eau au mazout, par rapport à l'utilisation de l'électricité pour ces mêmes usages. En
20 somme, tant les clients que le Distributeur profitent de la mise en place des PUEÉ. Étant
21 donné l'efficacité comparée des centrales et des systèmes de chauffage individuel au
22 mazout, il en coûte en effet moins cher au Distributeur d'alimenter les seuls usages de

²⁰ À l'exception du réseau de Schefferville, lequel est alimenté par une source hydraulique.

²¹ La clientèle affaires peut aussi bénéficier du PUEÉ davantage s'ils utilisent le mazout pour d'autres usages (ex : cuisson)

1 base et de verser un incitatif à l'usage de système individuel au mazout que d'alimenter
2 toute la charge à partir de la centrale²².

3 Les modalités fines des PUEÉ varient d'un réseau à l'autre. Les PUEÉ sont donc une
4 multitude de programmes d'utilisation efficace de l'énergie et doivent être traités
5 distinctivement d'un réseau à l'autre et d'un marché à l'autre.

2.6.3. Programmes d'efficacité énergétique

2.6.3.1. Marché résidentiel

6 L'ensemble des programmes existants dans le réseau intégré a toujours été offert à la
7 clientèle des réseaux autonomes et parfois, les modalités en ont été adaptées afin de
8 rendre les programmes plus accessibles et attrayants.

9 Des programmes comme Recyc-Frigo, l'installation de thermostats électroniques,
10 d'ampoules fluocompactes et de pommes de douche à débit réduit, et la promotion des
11 lumières de Noël DEL donnent de bons résultats.

12 La sensibilisation demeure le principal outil d'intervention au Nunavik et à Schefferville.
13 Ainsi, en 2008 et 2009, des campagnes ont été menées auprès des élèves de la
14 Commission scolaire Kativik, au niveau primaire. Ce programme a été bien accueilli par
15 les communautés et le Distributeur fera une mise à jour de cet axe de communication et
16 le déploiera dans d'autres réseaux. Pour Schefferville, le Distributeur a développé en
17 collaboration avec la communauté des outils de sensibilisation qui ont été diffusés à la
18 population.

2.6.3.2. Marché affaires

19 Des audits énergétiques ont été effectués en 2009-2010 auprès d'un échantillon de la
20 clientèle affaires des Îles-de-la-Madeleine. Ces audits ont permis d'établir un portrait du
21 potentiel énergétique. Des outils de communication ont aussi été développés afin
22 d'informer la clientèle des programmes existants.

²² L'efficacité de la production d'électricité à la centrale diesel pour des fins de chauffage se situe aux environs de 30 % alors qu'une fournaise individuelle au mazout présente une efficacité de l'ordre de 75 à 78 %, selon l'âge et le type de fournaise.

1 Malgré les efforts soutenus du Distributeur, d'une plus grande souplesse quant aux
2 modalités des programmes et d'une hausse du nombre de projets soumis dans le cadre
3 des programmes d'affaires, seulement quelques projets ont été réalisés aux Îles-de-la-
4 Madeleine, à Schefferville et au Nunavik. D'autres approches sont envisagées.

2.6.4. Autres avenues

5 Le Distributeur récupère la chaleur résiduelle de ses centrales, là où c'est possible, pour
6 notamment le chauffage de ses installations. Pour l'instant, la valorisation de cette
7 chaleur en la vendant à des tiers semble peu prometteuse, pour des raisons techniques
8 et économiques ; le Distributeur recherche toutefois des occasions dans ce sens.

3. PERSPECTIVES D'AVENIR

3.1. Éventuels effets du Plan Nord

9 Le Plan Nord, déposé en mai 2011 par le gouvernement du Québec, est un grand projet
10 de développement économique et social au nord du 49^e parallèle qui s'étendrait sur une
11 période de 25 ans. Il s'agit d'un projet ambitieux qui pourrait éventuellement avoir des
12 impacts majeurs sur la demande énergétique. Sur la base des informations dont il
13 dispose, autant pour le Plan Nord que pour tout autre projet, le Distributeur intègre ceux
14 pour lesquels une bonne certitude est reconnue quant à l'année de réalisation, le lieu et
15 l'ampleur. Il en évalue l'impact sur le plan d'investissement global des réseaux.

16 Dans sa prévision de la demande, le Distributeur tient compte des objectifs du Plan Nord
17 en matière d'habitation. La croissance prévue intègre, pour le Nunavik, les cibles de
18 nombre de logements devant être construits à court et moyen terme afin de répondre à
19 la pénurie actuelle de logements et aux besoins futurs de la jeune population.

20 Le Distributeur assurera une vigie continue afin de réagir rapidement et d'intégrer tous
21 les nouveaux projets susceptibles de modifier sa stratégie d'approvisionnement.

3.2. Moyens de gestion de la demande

1 En plus de la tarification dissuasive, le Distributeur entend poursuivre et même
2 intensifier ses efforts de réduction de la croissance de la demande dans tous les
3 réseaux autonomes, à l'instar de ce qu'il fait en réseau intégré.

3.2.1. Bonification du PUEÉ aux Îles-de-la-Madeleine (PUEÉ)

4 La centrale de Cap-aux-Meules aux Îles-de-la-Madeleine fera l'objet d'une augmentation
5 de la puissance plus tôt que ce qui avait été prévu à l'origine. L'augmentation des
6 besoins de chauffage, conjointement avec l'augmentation des besoins d'électricité pour
7 divers appareils, est à la source de la rapide croissance de la demande en électricité
8 depuis les dernières années.

9 Comme le Distributeur l'avait annoncé dans son plan d'approvisionnement 2011-2020, il
10 vient de terminer sa réflexion sur les ajustements potentiels à apporter à son programme
11 d'utilisation efficace de l'énergie aux Îles-de-la-Madeleine pour maximiser l'implantation
12 du chauffage au mazout. Dans le cadre d'un processus continu d'optimisation des
13 programmes et dans un contexte de rentabilité, cette réflexion l'amène à proposer des
14 orientations visant les trois axes suivants :

- 15 • augmenter la rétention des clients ayant un système de chauffage au mazout
16 lorsque leur système est périmé ;
- 17 • inciter les clients affaires qui se chauffent à l'électricité (TAE) à convertir leur
18 système au mazout lorsqu'il sera périmé ;
- 19 • augmenter la pénétration du chauffage au mazout dans les nouvelles
20 constructions.

21 Les modifications suivantes sont proposées afin d'atteindre ces cibles :

3.2.1.1. Marché affaires

- 22 • Augmenter la compensation pour le mazout à 10 %. Le client pourra ainsi
23 réduire ses dépenses en mazout de 7 ¢/litre.
- 24 • Offrir un service d'entretien et de dépannage.

- 1 • Offrir un appui financier qui pourra couvrir jusqu'à 50 % du coût de
2 remplacement, 90 % du coût de la conversion du chauffage électrique vers le
3 mazout ou 75 % du coût pour une nouvelle construction.

4 Avec ces modalités le Distributeur vise à retenir environ 40 clients affaires sur un
5 horizon de cinq ans, à implanter le mazout dans 30 % des nouvelles constructions et à
6 obtenir un taux de conversion de près de 10 %.

3.2.1.2. Marché résidentiel : nouvelles constructions

7 Pour le chauffage de l'espace, le Distributeur propose de modifier la structure relative au
8 versement de son appui financier ainsi que les différents paliers. Il cherche par ailleurs à
9 mieux soutenir l'implantation du mazout dans les résidences qui consomment le plus
10 d'énergie pour le chauffage.

- 11 • La portion de l'appui financier qui est versé en fonction de la superficie de
12 l'habitation sera augmentée de 4 \$/m² pour atteindre 20 \$/m², sans limites quant
13 à la superficie totale de l'habitation.
- 14 • Le montant forfaitaire versé pour l'habitation chauffée au mazout serait
15 augmenté de 1 000 \$ pour atteindre 5 000 \$.
- 16 • Pour le chauffage de l'eau, le montant forfaitaire versé pour une habitation qui
17 utilise le mazout serait augmenté de 500 \$ pour atteindre 1 000 \$, afin de mieux
18 refléter la position concurrentielle du mazout pour cet usage.

19 Enfin, le Distributeur envisage de verser ces appuis financiers au constructeur afin de
20 maximiser les occasions d'implanter le chauffage au mazout. Étant donné la part
21 relativement importante de nouveaux propriétaires venant de l'extérieur des Îles-de-la-
22 Madeleine, la nouvelle stratégie vise à s'assurer d'être présent au moment propice dans
23 le cours du processus décisionnel quant à la source d'énergie.

24 Le Distributeur vise ainsi à obtenir un taux d'implantation du chauffage au mazout de
25 30 % dans les nouvelles constructions résidentielles.

3.2.1.3. Résultats attendus

1 La bonification du PUEÉ devrait permettre une réduction de la croissance d'environ
2 890 kW de la demande de chauffage pour le marché affaires et de 227 kW pour celle du
3 marché résidentiel, et ce, sur un horizon de cinq ans. Le budget additionnel du PUEÉ
4 pour 2012 est de 0,5 M\$.

3.2.2. Programmes d'efficacité énergétique

3.2.2.1. Marché résidentiel

5 Après des années de déploiement des programmes, le Distributeur réalisera la mise à
6 jour du potentiel technico-économique (PTÉ) d'efficacité énergétique en réseaux
7 autonomes. Suite à cet exercice, le Distributeur étudiera la pertinence de réévaluer
8 l'offre des programmes pour les adapter davantage aux particularités de chaque réseau.
9 L'analyse du PTÉ sera lancée à l'automne 2011. Elle aura pour objectif de déterminer
10 toutes les technologies de réduction de la demande qu'il serait possible d'implanter chez
11 les clients, incluant les technologies associées aux énergies renouvelables, et ce, tout
12 en étant économiquement acceptables.

13 Par ailleurs, le Distributeur effectue également une mise à jour d'une étude visant à
14 répertorier et analyser diverses technologies d'énergies renouvelables pouvant
15 potentiellement remplacer la production d'électricité au diesel dans les réseaux
16 autonomes.

17 Le plan d'action par réseau qui découlera de ces analyses tiendra compte de
18 l'expérience déjà acquise et du potentiel résiduel.

19 En 2012, les économies d'énergie pour les réseaux autonomes seront générées par les
20 programmes suivants :

- 21 • *Mieux Consommer – résidentiel* : Volets Thermostats — Nouvelles constructions
22 et Téléviseurs efficaces.
- 23 • *Récupération de frigos et congélos énergivores* : Selon les statistiques des
24 dernières années, les économies d'énergie proviennent essentiellement de la
25 clientèle des Îles-de-la-Madeleine.

- 1 • *Remplacement de frigos – Ménages à faibles revenus (MFR)* : Le début du
2 déploiement du programme se fera aux Îles-de-la-Madeleine en 2012. Le
3 programme sera par la suite offert dans les autres réseaux autonomes après
4 2012, selon un calendrier déjà établi.

5 **TABLEAU 3**
6 **OBJECTIFS ET BUDGETS — MARCHÉ RÉSIDENTIEL**
7 **2012**

PROGRAMMES	RÉSEAUX AUTONOMES	IMPACT ÉNERGÉTIQUE (MWh ÉQ. AJOUTÉS) ²³	BUDGET (k\$) ²⁴
MIEUX CONSOMMER - RÉSIDENTIEL ²⁵	IDLM-ANTICOSTI	50	19
	LA ROMAINE-OPITCIWAN	1	2
	SCHEFFERVILLE-ROBERTSON	0	0
REPLACEMENT DE FRIGOS - MFR	IDLM-ANTICOSTI	74	50
	LA ROMAINE-OPITCIWAN	0	0
	SCHEFFERVILLE-ROBERTSON	0	0
FORMATION AUPRÈS DES INTERVENANTS ²⁶	SCHEFFERVILLE	0 ²⁷	100
TOTAL		126 ²⁸	171

3.2.2.2. *Marché affaires*

8 De la même manière que pour la clientèle résidentielle, la mise à jour du PTE permettra
9 de tirer profit de l'expérience acquise et de tenir compte des potentiels résiduels pour le
10 développement de nouvelles initiatives.

²³ Les programmes pour lesquels les MWh ajoutés et le budget sont à zéro sont indiqués à titre informatif seulement. Des gains seront enregistrés seulement dans les années suivantes mais ont été utilisés lors des calculs des tests économiques présentés à la section 3.2.2.3

²⁴ Idem.

²⁵ Inclut le programme Recyc-Frigo (23 MWh et 5 k\$)

²⁶ Les informations relatives à cette formation sont détaillées à la section 3.5.3

²⁷ Les gains associés à la formation seront établis ultérieurement et pourraient varier, notamment selon le degré d'accueil de cette formation par le milieu concerné.

²⁸ Le total peut être différent de la somme des données en raison des arrondis.

1 De façon plus spécifique, le Distributeur effectuera d'ici la fin 2011 des sondages et des
2 audits énergétiques auprès de la clientèle affaires en réseaux autonomes,
3 particulièrement à Schefferville, dans le but de mettre à jour le portrait des équipements
4 installés ainsi que de l'utilisation et de la consommation d'énergie. Ces activités se
5 poursuivront en 2012 et 2013 pour l'ensemble des autres réseaux.

6 Par ailleurs, compte tenu du succès obtenu avec les visites-conseils dans le marché
7 résidentiel, le Distributeur lancera un projet pilote auprès de la clientèle affaires du
8 réseau des Îles-de-la-Madeleine, selon des modalités similaires, soit notamment le
9 versement d'une aide financière équivalente à 100 % du coût total des mesures. Ce
10 projet ciblera la clientèle affaires dont la superficie des bâtiments est inférieure à
11 1 000 m². Cette offre bonifiée est nécessaire afin de s'assurer d'un plus grand taux de
12 participation, en fonction des réalités économiques et politiques des réseaux
13 autonomes.

14 **TABLEAU 4**
15 **OBJECTIFS ET BUDGET — MARCHÉ AFFAIRES**
16 **2012**

PROGRAMME	RÉSEAUX AUTONOMES	IMPACT ÉNERGÉTIQUE (MWH ÉQ.)	BUDGET (K\$)
VISITES-CONSEILS	IDLM-ANTICOSTI	925	791
TOTAL		925	791

3.2.2.3. Analyses économique et financière

17 Les analyses économique et financière pour les réseaux autonomes sont réalisées à
18 partir des investissements du Distributeur pour les années 2012-2015 et tiennent
19 compte également des impacts énergétiques anticipés, lesquels sont fonction de la
20 durée de vie des mesures.

21 Les paramètres économiques et énergétiques sont détaillés dans la pièce HQD-8,
22 Document 8. Quant aux coûts évités, ils sont décrits dans la pièce HQD-2, Document 4.

1 Les résultats de l'analyse économique, présentés au tableau 5 montrent la rentabilité
2 des programmes du PGEÉ en réseaux autonomes sur la période 2012-2015.

3 **TABLEAU 5**
4 **ANALYSE ÉCONOMIQUE EN K\$ ACTUALISÉS DE 2012**
5 **PÉRIODE D'INVESTISSEMENTS 2012-2015**

en k\$ actualisés de 2012	TCTR	TP	TNT
Marché résidentiel			
Mieux consommer*			
IDLM - Anticosti	78	147	-38
La Romaine - Opiticiwan	-37	2	-36
Schefferville - Lac Robertson	-8	1	-9
Remplacement de frigos - MFR			
IDLM - Anticosti	198	121	104
La Romaine - Opiticiwan	145	50	104
Schefferville - Lac Robertson	-14	59	-65
Sous-total Marché résidentiel	361	380	59
Marché affaires			
Visites conseil			
IDLM - Anticosti	4 377	2 729	1 930
Schefferville	98	590	-415
Sous-total Marché affaires	4 474	3 319	1 515
Ensemble du PGEÉ Réseaux Autonomes	4 835	3 699	1 573

6 *Inclut le programme Recyc-Frigo.

- 7 ○ Le test du coût total en ressources (TCTR) indique une valeur de 4 835 k\$,
- 8 ○ le test du participant (TP) s'élève à 3 699 k\$ et enfin,
- 9 ○ le test de neutralité tarifaire (TNT) affiche une valeur positive de 1 573 k\$.

10 L'analyse financière confirme que les programmes du PGEÉ en réseaux autonomes
11 n'exerceront pas de pression sur les revenus requis sur l'ensemble de la période
12 (2012-2028).

13 Si à court terme (jusqu'en 2015), le premier effet est une pression à la hausse sur les
14 tarifs, en revanche, dès 2016, la tendance s'inverse. Ainsi, sur l'ensemble de la période
15 considérée, les programmes ont un effet favorable sur les tarifs.

16 L'impact maximal des programmes est de 35,9 k\$ et se produit en 2014.

1
2
3

TABLEAU 6
ANALYSE FINANCIÈRE
IMPACT SUR LES TARIFS DU DISTRIBUTEUR EN K\$ COURANTS

GLOBAL RESIDENTIEL	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Coûts évités par le Distributeur	-15,2	-53,6	-91,3	-112,8	-121,0	-123,4	-125,9	-121,7	-104,8	-88,2
Pertes de revenus	4,5	16,1	29,6	39,8	45,0	48,4	52,1	50,7	43,9	36,9
Charges d'exploitations	28,2	44,9	32,5	15,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impact du compte de frais reportés	2,1	18,6	39,8	53,5	58,0	55,6	53,2	50,8	48,4	46,0
Impact sur les revenus requis du Distributeur	19,6	26,0	10,8	-3,7	-18,1	-19,4	-20,7	-20,2	-12,4	-5,4
GLOBAL AFFAIRES	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Coûts évités par le Distributeur	-87,7	-277,1	-382,2	-390,7	-400,3	-410,1	-420,2	-430,5	-441,1	-451,6
Pertes de revenus	27,7	98,2	151,8	165,1	175,6	186,9	198,9	204,7	210,8	217,1
Charges d'exploitations	23,5	25,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impact du compte de frais reportés	22,7	149,1	255,6	245,5	235,5	225,4	215,4	205,3	195,3	185,3
Impact sur les revenus requis du Distributeur	-13,8	-4,0	25,1	19,9	10,8	2,2	-5,9	-20,5	-35,0	-49,2
GRAND TOTAL	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Coûts évités par le Distributeur	-102,9	-330,7	-473,6	-503,5	-521,3	-533,6	-546,1	-552,2	-545,8	-539,8
Pertes de revenus	32,2	114,4	181,4	204,8	220,6	235,3	250,9	255,4	254,7	254,0
Charges d'exploitations	51,7	70,7	32,8	15,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impact du compte de frais reportés	24,8	167,7	295,3	299,0	293,5	281,0	268,6	256,1	243,7	231,3
Impact sur les revenus requis du Distributeur (RA)	5,83	22,02	35,93	16,12	-7,29	-17,24	-26,60	-40,68	-47,43	-54,60

4

3.3. Pistes de réduction des coûts des investissements

5 Les dossiers relatifs à la construction des centrales de Kuujuaq — mise en exploitation
6 en 2011 — et d'Akulivik — dont les travaux préparatoires à la construction débiteront au
7 cours de 2011 —, ont mis en évidence le niveau élevé des coûts des travaux en réseaux
8 autonomes, au Nunavik en particulier.

9 La centrale du village de Puvirnituq étant vétuste, le Distributeur envisage actuellement
10 la possibilité de construire une nouvelle centrale permettant l'intégration d'un éventuel
11 projet éolien.

12 Le Distributeur partage les préoccupations de la Régie et prend acte des souhaits
13 qu'elle exprime dans sa décision D-2011-095 :

14 [...] la Régie croit que le Distributeur devrait examiner de plus près les expériences qui
15 ont lieu ailleurs, dans des réseaux non reliés à ces latitudes, pour sérieusement réduire
16 le déficit de ces réseaux autonomes. [...] L'amélioration continue peut impliquer de revoir
17 les façons de faire et non seulement d'améliorer ce qu'on fait²⁹.

²⁹ Page 26.

1 Comme la Régie le souligne elle-même dans sa décision susdite, il n'est cependant pas
2 question « *d'abaisser de façon inconsidérée les normes en milieu nordique pour*
3 *diminuer les coûts.* » Il faut cependant se rendre à l'évidence : les coûts de construction,
4 de réfection, d'entretien et d'exploitation des centrales en réseau autonomes
5 demeureront toujours relativement élevés pour les raisons déjà énoncées devant la
6 Régie : éloignement géographique, difficultés de logistique, faible concurrence entre les
7 fournisseurs potentiels.

8 Outre Puvirnituk, à moins de besoins nouveaux découlant de la mise en œuvre du Plan
9 Nord ou de circonstances imprévues, le Distributeur ne prévoit pas construire de
10 nouvelle centrale thermique à court ou moyen terme. Sur l'horizon du plan
11 d'approvisionnement 2011-2020, le Distributeur prévoit ne faire que des additions ou
12 des remplacements de moteurs, ou des réfections des centrales actuelles.

13 Le Distributeur compte à court terme raffermir certaines des actions identifiées et mises
14 de l'avant, telles que celles mentionnées à la section 2.5, dont certaines sont issues
15 d'exercices de balisage.

3.4. Jumelage éolien-diesel, raccordements au réseau intégré et autres technologies de source renouvelable

16 La mise en place de solutions de rechange à l'utilisation du diesel pour la production
17 d'électricité constitue une priorité du Distributeur. Vu la part importante des coûts de
18 carburant, toute réduction de consommation entraîne des économies appréciables.

19 Dans l'éventualité où les résultats des deux projets pilotes de JED au Nunavik sont
20 concluants, il poursuivra le déploiement de cette technologie dans toutes les
21 communautés où ce sera économiquement justifié de le faire et sous réserve de
22 l'acceptation par le milieu.

23 Il en est de même pour les raccordements au réseau intégré qui répondent à ces deux
24 exigences. À moyen terme, le raccordement de Clova est envisageable ; à plus long
25 terme, ceux des Îles-de-la-Madeleine, d'Opitciwan, de Whapmagoostui/Kuujuarapik et
26 éventuellement de Schefferville le sont aussi.

1 Pour l'hydroélectricité, seul le réseau d'Inukjuak présente pour l'instant un potentiel
2 intéressant. Pour la biomasse forestière, seuls les réseaux d'Opitciwan et de Port-
3 Menier présenteraient des ressources suffisantes. Toutefois, la rentabilité de ces projets
4 reste encore à être démontrée.

5 Le Distributeur collabore avec la firme Recherche en énergie renouvelable (RER) dans
6 le cadre d'un projet pilote sur les hydroliennes. En première mondiale, la firme a installé,
7 à l'été 2010, une hydrolienne de 250 kW dans les eaux du fleuve Saint-Laurent à
8 Montréal. Le Distributeur attend les résultats de ce projet pour l'été 2013. Le Distributeur
9 amorcera à l'automne 2011 une démarche visant à choisir un site potentiel pour
10 l'expérimentation d'une hydrolienne en rivière au Nunavik. À la lumière des résultats, le
11 Distributeur lancera un avant-projet visant l'installation d'une hydrolienne dans le site le
12 plus prometteur.

13 Toutes les mesures décrites ci-dessus auraient pour effet une réduction de la
14 consommation de carburant et donc des bénéfices économiques et environnementaux
15 concrets.

3.5. Réseau de Schefferville

3.5.1. Alimentation électrique

16 Dans sa décision D-2011-028, la Régie demandait au Distributeur « *d'exposer, dans le*
17 *prochain dossier tarifaire, comment il entend répondre aux besoins en énergie et en*
18 *puissance créés indirectement par le développement minier à Schefferville.* » Le
19 Distributeur a eu l'occasion de répondre à cette question lors de l'étude du *Plan*
20 *d'approvisionnement 2011-2020*. Sans reprendre ici toutes les explications données
21 dans le cadre de ce dossier, le Distributeur juge utile de réitérer certains éléments
22 fondamentaux :

- 23 • La centrale hydroélectrique de Menihék est de capacité suffisante pour répondre
24 aux besoins en puissance et en énergie de la région de Schefferville encore de
25 nombreuses années. Le Distributeur effectue les investissements nécessaires
26 pour en assurer la pérennité.

- 1 • L'installation d'un quatrième groupe turbine-alternateur à Menihek est hautement
2 improbable, eu égard aux coûts d'une telle opération, de même qu'aux
3 contraintes d'exploitation de la centrale.
- 4 • La centrale, dans son état actuel, pourrait répondre aux besoins en électricité
5 d'un projet minier de petite taille, tout en assurant l'alimentation de Schefferville.
- 6 • Dans l'éventualité d'un projet minier de grande importance, la centrale de
7 Menihek ne suffirait pas, même avec un hypothétique quatrième groupe. En
8 fonction des paramètres associés à ce projet, l'alimentation électrique devrait se
9 faire par de l'autoproduction, par un raccordement au réseau intégré d'Hydro-
10 Québec (ou celui de NALCOR si le client est situé au Labrador) ou par une
11 nouvelle source de production mise en place pour répondre aux besoins du
12 projet minier.
- 13 • Les groupes électrogènes diesel que le Distributeur a installés à Schefferville
14 sont essentiels à la sécurité de l'alimentation électrique de la région. Ces
15 groupes ne servent toutefois qu'à assurer le respect du critère de puissance
16 garantie que la Régie a reconnu à de nombreuses reprises. Ces groupes ne
17 servent ni à gérer la demande de pointe, ni à fournir de l'énergie, sauf en cas de
18 panne du plus gros groupe turbine-alternateur de la centrale de Menihek. Il est
19 impératif de mettre ces groupes à l'abri, dans une centrale thermique de réserve,
20 afin qu'ils puissent remplir leur rôle essentiel.

21 En conclusion, le Distributeur maintient son programme d'investissements et d'entretien
22 à Schefferville, en production, transport et distribution, et ne prévoit pas de changements
23 majeurs à court ou même à moyen termes.

3.5.2. Efficacité énergétique

24 Conformément aux demandes que la Régie a formulées dans sa décision D-2011-028³⁰,
25 le Distributeur présente son « *plan d'intervention particulier et adapté pour la région de*
26 *Schefferville* ».

³⁰ Pages 148-149.

3.5.3. Programmes d'économies d'énergie au marché résidentiel

1 Tout comme dans les autres réseaux autonomes, l'ensemble des programmes existants
2 est disponible et est offert à la clientèle de Schefferville. Les modalités ou l'approche
3 commerciale des programmes peuvent être ajustées en fonction des enjeux et des
4 spécificités propres à cette clientèle.

5 En 2009, une évaluation des bâtiments résidentiels a été effectuée auprès de 21 clients,
6 ce qui a permis de constater des lacunes au niveau de l'enveloppe thermique des
7 bâtiments. Suite au rapport, certains clients ont pris l'initiative de remplacer les fenêtres
8 de leur maison. Par ailleurs, un programme sera développé pour améliorer la qualité des
9 bâtiments.

10 En 2010 et 2011, le Distributeur a déployé un programme de visites-conseils en
11 efficacité énergétique auprès de la clientèle de Schefferville par lequel des thermostats
12 électroniques, des ampoules fluocompactes et des pommes de douche à débit réduit ont
13 été offerts aux clients. À ce jour, 257 clients de la région de Schefferville ont pu
14 bénéficier de ce programme. Lors de ces visites, des feuillets de sensibilisation à
15 l'efficacité énergétique ont été distribués auprès des clients. Le programme s'est terminé
16 le 30 juin 2011.

17 Le Distributeur mettra en place un plan d'action dans le but d'améliorer l'enveloppe
18 thermique des bâtiments de la ville de Schefferville. Dès 2012, le Distributeur offrira un
19 programme de formation auprès des intervenants chargés de l'entretien, de la
20 rénovation et de la construction d'habitations. Suite aux audits énergétiques et au
21 programme de formation, le Distributeur évaluera la possibilité de développer un
22 programme visant l'implantation de mesures spécifiques pour l'amélioration des
23 bâtiments de Schefferville.

3.5.4. Programmes d'économies d'énergies au marché affaires

24 Au cours de 2011, le Distributeur a effectué des audits énergétiques auprès de la
25 clientèle affaires de Schefferville dans le but de connaître le potentiel réalisable des
26 bâtiments existants et des installations appartenant à la municipalité et aux

1 communautés. Ces audits permettront par la suite de proposer des solutions adaptées à
2 la réalité des communautés de Schefferville.

3 Bien qu'une analyse d'opportunité sur le remplacement de l'éclairage de rue ait été
4 effectuée en 2010 et que celle-ci démontrait un potentiel important, le programme n'a
5 pas pu être déployé. Les communautés n'ont pas montré d'intérêt envers le programme
6 en raison des contraintes budgétaires. Quant à la ville, elle a fait l'achat du matériel
7 avant de connaître les critères d'admissibilité des produits.

8 Lorsque les résultats du projet pilote relatif aux visites-conseils déployé aux Îles-de-la-
9 Madeleine seront connus, les mêmes modalités pourraient être offertes à Schefferville.
10 en 2013.

4. CONCLUSION

11 Les réseaux autonomes sont caractérisés par une forte croissance des besoins
12 énergétiques, plus particulièrement pour le territoire du Nunavik. Or, chaque kWh produit
13 est vendu à perte puisque le seul coût du carburant est supérieur au tarif de vente de
14 l'électricité. La croissance des besoins entraîne donc une hausse du déficit.

15 Compte tenu de l'intermittence des sources renouvelables qui pourraient être mises à
16 contribution en réseaux autonomes (éolien et solaire³¹), le Distributeur doit maintenir des
17 équipements thermiques qui doivent être en mesure de répondre à la charge totale afin
18 d'assurer la sécurité de l'alimentation électrique.

19 Certaines actions peuvent être faites pour réduire le coût de la desserte des clients des
20 réseaux autonomes, tout en gardant à l'esprit la nécessité d'assurer une alimentation
21 fiable et un service de qualité :

- 22 • Réduction de la consommation de carburant par une réduction de la demande
23 en adaptant mieux les programmes aux réalités de chacun des réseaux
24 autonomes

³¹ Dans certaines circonstances, les centrales hydroélectriques peuvent aussi constituer des sources intermittentes.

- 1 • Production d'électricité au moyen de sources renouvelables (éoliennes, énergie
2 solaire, hydroélectricité, hydroliennes, biomasse).
- 3 D'autres pistes d'efficience, par l'implantation des meilleures pratiques, pourraient
4 également se dégager des exercices réguliers de consultation et de balisage auprès
5 d'autres réseaux autonomes au Canada et en Amérique du Nord.

ANNEXE A

CARTE DES RÉSEAUX AUTONOMES

CENTRALES DES RÉSEAUX AUTONOMES

