

État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2005-2014

Note au lecteur

Dans tous les tableaux, les chiffres peuvent être calculés à partir de valeurs non arrondies. Il est possible que les résultats soient différents de ceux que le lecteur pourrait obtenir en les recalculant à partir des données arrondies présentées dans le présent document.

1. CONTEXTE ET FAITS SAILLANTS

1.1 Contexte

1.1.1 Cadre juridique

Selon le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*¹ (le Règlement), adopté en vertu du paragraphe 7 de l'article 114 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*², le Distributeur doit soumettre à la Régie de l'énergie un plan d'approvisionnement tous les trois ans. Le 1^{er} novembre 2004, le Distributeur a soumis son deuxième plan d'approvisionnement.

Le Distributeur doit également présenter un plan concernant l'avancement du plan d'approvisionnement, au plus tard le 1^{er} novembre de la première et de la seconde année suivant celle de son dépôt. Le présent État d'avancement constitue donc le deuxième suivi du Plan d'approvisionnement 2005-2014.

Selon l'article 5 du Règlement, l'*État d'avancement* doit faire état des résultats atteints et de la suffisance des approvisionnements en fonction des critères définis aux sous paragraphes b et c du paragraphe 2° de l'article 1. Ces critères sont les caractéristiques des contrats d'approvisionnement existants et additionnels requis pour satisfaire les besoins du marché, y compris les besoins découlant de l'application de critères associés à la sécurité des approvisionnements.

La prévision des besoins énergétiques et la planification des moyens pour les satisfaire constituent un processus continu. Le Distributeur l'a d'ailleurs bien souligné autant dans ses deux Plans que dans ses précédents *États d'avancement*. En prévoyant que l'approbation du plan d'approvisionnement est un exercice triennal, avec un mécanisme de suivi annuel de l'avancement, le législateur reconnaît lui-même le caractère évolutif de celui-ci.

Ainsi, d'une part, la prévision de la demande est un exercice régulièrement révisé et raffiné. D'autre part, la mise en oeuvre du Plan demande des ajustements en fonction de l'évolution de la situation réelle, par rapport à ce qui avait été prévu.

Cet État d'avancement tient compte de la décision de la Régie de l'énergie (D-2005-178) sur le Plan d'approvisionnement 2005-2014. Il présente les actions prises par le Distributeur depuis le dépôt de l'État d'avancement 2005. Il présente aussi une mise à jour de la prévision de la demande et de la contribution attendue des moyens d'approvisionnement du Distributeur.

¹ Décret 925-2001, 33 G.O. II, 6037

² L.R.Q., c. R-6.01.

1 **1.1.2 Derniers développements**

2 Les événements suivants ont marqué la période écoulée depuis le dépôt, en
3 octobre 2005, de l'État d'avancement 2005.

4 **Le 31 octobre 2005** Lancement d'un appel d'offres de 2 000 MW d'énergie
5 éolienne (A/O 2005-03).

6 **Le 8 novembre 2005** La Régie approuve l'entente globale cadre conclue
7 avec Hydro-Québec Production (D-2005-203).

8 **Le 15 novembre 2005** Le Distributeur attribue des contrats de court terme
9 d'achat d'énergie garantie, pour la période de janvier
10 à mars 2006. Les contrats totalisent 287 GWh et
11 comportent des quantités mensuelles qui varient de
12 100 MW à 150 MW (A/O 2005-04).

13 **Le 22 décembre 2005** Le Distributeur dépose pour approbation à la Régie
14 un contrat d'approvisionnement en électricité
15 découlant de l'appel d'offres A/O 2004-02 (R-3593-
16 2005).

17 **Le 9 février 2006** La Régie approuve l'entente d'intégration éolienne
18 conclue avec Hydro-Québec Production (D-2006-27).

19 **Le 21 mars 2006** Le Distributeur attribue des contrats de court terme
20 d'achat d'énergie garantie, pour la période d'avril à
21 septembre 2006. Les contrats totalisent 876 GWh et
22 comportent des quantités mensuelles qui varient de
23 100 MW à 300 MW (A/O 2006-01).

24 **Le 12 avril 2006** La Régie rejette la demande d'approbation du contrat
25 d'approvisionnement intervenu le 3 octobre 2005
26 entre le Distributeur et Tembec inc. (D-2006-65).

27 **Le 12 mai 2006** Le Distributeur dépose pour approbation à la Régie
28 les dispositions tarifaires applicables aux options
29 d'électricité interruptible pour la clientèle de grande
30 puissance et d'utilisation des groupes électrogènes de
31 secours (R-3603-2006).

32 **Le 26 septembre 2006** Le Distributeur attribue des contrats de court terme
33 d'achat d'énergie et de puissance garantie, pour la
34 période de décembre 2006 à février 2007. Les
35 contrats totalisent 354 GWh et comportent des
36 quantités mensuelles qui varient de 150 MW à
37 500 MW (A/O 2006-02).

1.2 Faits saillants

1.2.1 Prévision de la demande

Lors de l'hiver 2005-2006, la pointe des besoins réguliers du Distributeur, excluant les réseaux autonomes, a atteint 32 889 MW, soit environ 3 000 MW de moins que prévu. Cet écart important de la demande de pointe s'explique essentiellement par la température significativement supérieure aux normales saisonnières du début de l'année 2006. Cette pointe, une fois normalisée des conditions climatiques, est estimée à 35 490 MW, soit 446 MW de moins que ce qui avait été prévu à l'État d'avancement 2005. De cette baisse, 343 MW sont attribuables au secteur industriel. Pour l'année en cours, le Distributeur prévoit que les besoins en énergie s'établiront à 182,8 TWh, soit environ 4 TWh de moins que prévu à l'État d'avancement 2005. Les conditions climatiques exceptionnelles du début de l'année 2006 expliquent plus de la moitié de cette baisse.

Compte tenu de la conjoncture économique difficile de l'industrie forestière, le Distributeur suivra avec attention l'évolution de la situation de ce secteur et ajustera sa planification en conséquence.

Par rapport à la demande présentée dans l'État d'avancement 2005, la prévision des ventes a été revue à la baisse. Elle intègre notamment le nouvel objectif d'économies d'énergie de 8 TWh à l'horizon 2015 qui a été proposé dans la stratégie énergétique du gouvernement du Québec. Ainsi, en 2010, le nouvel objectif du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) est révisé à 4,7 TWh, soit 0,6 TWh de plus que l'objectif présenté dans l'État d'avancement 2005.

À l'horizon 2014, la prévision des ventes régulières au Québec devrait atteindre 182,4 TWh, soit 1,4 TWh de moins que celle utilisée dans l'État d'avancement 2005. Cette révision à la baisse est attribuable à une contribution accrue des économies d'énergie du PGEÉ, qui est partiellement compensée par d'autres facteurs, notamment la formation de ménages plus forte et la position concurrentielle plus favorable. La croissance prévue des ventes de 2004 à 2014 s'élève maintenant à 17,8 TWh.

En tenant compte des pertes de transport et de distribution, les besoins en énergie en 2014 seront de 196,1 TWh.

Pour leur part, les besoins normalisés en puissance passeront de 35 490 MW pour l'hiver 2005-2006 à 37 667 MW pour l'hiver 2013-2014. Par rapport à la prévision présentée dans l'État d'avancement 2005, les besoins à l'horizon 2013-2014 n'ont augmenté que de 34 MW.

1 En tenant compte de la réserve requise pour respecter le critère de fiabilité, les
2 besoins en puissance du Distributeur seront de 41 326 MW en 2014, soit
3 légèrement inférieurs à ceux prévus dans l'État d'avancement 2005 en raison
4 d'une légère baisse du taux de réserve requise.

5 **1.2.2 Approvisionnements existants**

6 Depuis le dépôt de l'État d'avancement 2005, le Distributeur a procédé à trois
7 appels d'offres de court terme afin de compléter les achats d'électricité de l'hiver
8 2006 et combler une portion des besoins en énergie du reste de l'année 2006.
9 Le dernier appel d'offres de court terme couvrait les besoins en énergie et en
10 puissance de l'hiver 2006-2007. Tous les contrats de court terme accordés dans
11 le cadre de ces trois appels d'offres ont une durée de moins d'un an. Aucun
12 nouvel approvisionnement de long terme n'a été acquis par le Distributeur depuis
13 le dépôt de l'État d'avancement 2005.

14 **1.2.3 Fiabilité de l'approvisionnement**

15 Dans le cadre du suivi de la décision D-2005-178 de la Régie de l'énergie, le
16 Distributeur a déposé à la Régie et rendu publique, en novembre 2005, en mai
17 2006 et en août 2006 l'attestation de fiabilité énergétique du parc de production
18 applicable au volume d'électricité patrimoniale. Lors du suivi de novembre 2005,
19 le Distributeur a également déposé à la Régie la démonstration que le critère de
20 fiabilité en énergie du Distributeur est respecté.

21 Toujours dans le cadre du suivi de la décision D-2005-178, le Distributeur a
22 déposé en novembre 2005 la démonstration de la fiabilité en puissance de
23 l'électricité patrimoniale de même que celle du Distributeur. Cette démonstration
24 a été rendue publique par la Régie de l'énergie en janvier 2006.

25 Tel qu'énoncé dans l'État d'avancement 2005 et suite aux résultats de la Revue
26 triennale déposée au NPCC en février 2006, le Distributeur a révisé les taux de
27 réserve requise en puissance.

28 Cette révision intègre maintenant des taux de réserve qui sont propres au
29 Distributeur. Ainsi, pour la pointe d'hiver 2006-2007, le taux de réserve s'établit à
30 8,8 %, soit le même niveau que celui retenu dans le Plan 2005-2014. À plus long
31 terme, le taux de réserve requise est légèrement révisé à la baisse pour s'établir
32 à 9,7 % au lieu de 10,1 % précédemment. Le détail et les résultats de la révision
33 sont présentés à la section 3.2.

1 **1.2.4 Déploiement du Plan**

2 En conformité avec l'orientation du gouvernement du Québec présentée dans *La*
3 *stratégie énergétique du Québec 2006-2015*, le Distributeur procédera à un
4 appel d'offres d'énergie éolienne de 500 MW dès l'adoption d'un décret à cet
5 effet par le gouvernement du Québec. Cet appel d'offres comprendra deux blocs
6 de 250 MW réservés à parts égales aux régions (MRC) et aux nations
7 autochtones. Les livraisons devraient débuter en 2010.

8 Pour ses besoins de court terme, le Distributeur ne prévoit pas procéder à
9 d'autres appels d'offres de court terme avant l'automne 2007. Les besoins en
10 énergie et en puissance de l'hiver 2007-2008 seront alors la priorité du
11 Distributeur.

12 Au cours des prochaines années, le Distributeur devrait faire face à des
13 situations de déséquilibre énergétique caractérisées par des surplus, notamment
14 pour la période 2007-2009. Afin de rétablir l'équilibre offre/demande, le
15 Distributeur utilisera la flexibilité que lui procure son portefeuille
16 d'approvisionnement. De plus, le Distributeur a amorcé des discussions avec
17 TransCanada Energy afin de mettre en place une entente prévoyant la réduction
18 de la production d'électricité de la centrale de Bécancour pendant certaines
19 périodes de l'année.

2. PRÉVISION DE LA DEMANDE

Le scénario moyen du présent État d'avancement est basé sur la demande d'électricité de la version ajustée du Plan stratégique 2006-2010, présentée en septembre 2006. Cette prévision inclut les besoins des réseaux de distribution municipaux.

2.1 Prévision de la demande d'électricité au Québec

Les deux grandes composantes de la prévision de la demande d'électricité au Québec sont la prévision en énergie (en TWh), comprenant la prévision des ventes régulières par secteur de consommation et la prévision des besoins en énergie, ainsi que la prévision des besoins réguliers du Distributeur en puissance (en MW), comprenant notamment la prévision de la pointe d'hiver.

2.1.1 Prévision des ventes régulières au Québec – par secteur de consommation

En 2014, les ventes d'électricité devraient s'élever à 182,4 TWh. Cela représente une augmentation de 17,8 TWh sur la période 2004-2014 ou un taux annuel moyen de croissance de 1,0 % ou 1,8 TWh en moyenne par an. Comparativement à la croissance observée sur la période 1994-2004, cela représente un net ralentissement. En effet, au cours de ces dix années, la croissance totale des ventes au Québec s'est établie à 25,7 TWh, soit en moyenne 2,5 TWh par an ou un taux annuel moyen de 1,7 %.

C'est au secteur industriel (Grandes entreprises) que l'on doit l'essentiel de la croissance prévue (55 %); les secteurs Domestique et Agricole ainsi que Général et Institutionnel y contribuant respectivement pour 27 % et 15 %.

Les résultats de la prévision de la demande en énergie sont détaillés ci-après par secteur de consommation et présentés dans le tableau 2.1.

a) Domestique et Agricole

Au secteur Domestique et Agricole, qui représente 35 % des ventes au Québec en 2004, la croissance prévue sur la période 2004-2014 est de 4,9 TWh. Cela correspond à un taux de croissance annuel moyen de 0,8 %, soit un taux inférieur à celui de l'ensemble des ventes au Québec. À court terme, la croissance dans ce secteur est principalement soutenue par le dynamisme de la construction résidentielle. À moyen et long terme, la croissance provient essentiellement de la formation de ménages et, dans une moindre mesure, de la hausse du revenu personnel disponible.

1 **b) Général et Institutionnel**

2 Au secteur Général et Institutionnel (20 % des ventes au Québec), la croissance
3 prévue sur la période 2004-2014 est de 2,8 TWh, ce qui équivaut à un taux de
4 croissance annuel moyen de 0,8 %. Suite à la décision D-2004-170 de la Régie,
5 la prévision du Distributeur tient compte de l'abrogation totale du tarif BT le 1er
6 avril 2006 et d'un transfert d'un peu moins de 50 % des ventes aux tarifs
7 généraux. Cet élément explique la stagnation des ventes au secteur Général et
8 Institutionnel de 2005 à 2006. À plus long terme, la croissance des ventes
9 s'explique essentiellement par l'accroissement de la population et des besoins
10 en services qui en découlent, du PIB tertiaire et du revenu personnel disponible.
11 À ces facteurs, s'ajoutent les prix des autres formes d'énergie qui influencent
12 favorablement la position concurrentielle de l'électricité.

13 **c) Industriel PME**

14 Au secteur Industriel petites et moyennes entreprises (6 % des ventes au
15 Québec), les ventes d'électricité sur la période 2004-2014 stagnent.
16 L'accroissement du PIB manufacturier compense à peine le fort déclin des
17 ventes au secteur Industriel petites et moyennes entreprises de 2005-2006
18 attribuable en partie à la perte des ventes au tarif BT et à des fermetures dans
19 les industries du textile, du vêtement et du bois.

20 **d) Industriel Grandes entreprises**

21 Au secteur Industriel Grandes entreprises (36 % des ventes au Québec), la
22 croissance prévue des ventes s'élève à 9,9 TWh sur la période 2004-2014, ce
23 qui équivaut à un taux de croissance annuel moyen de 1,6 %. Cette croissance
24 est en grande partie attribuable à la reprise des activités chez A.B.I., touchée
25 par une grève en 2004, et à l'expansion de l'aluminerie Alouette à Sept-Îles
26 (phase 2) dont la mise en service a débuté en décembre 2004. À elle seule,
27 cette expansion compte pour quelque 4,3 TWh de la croissance prévue. Sans
28 cette expansion et l'impact de la grève chez A.B.I., le taux de croissance annuel
29 moyen des ventes au secteur Industriel Grandes entreprises serait de 0,6 %. À
30 court terme, la croissance est minée par la conjoncture difficile de l'industrie
31 forestière, qui entraîne des fermetures temporaires ou permanentes des
32 capacités de production des papetières et producteurs de panneaux.

33 **e) Autres**

34 Le secteur Autres regroupe les réseaux de distribution municipaux, l'éclairage
35 des voies publiques, l'éclairage sentinelle et le transport public. Les réseaux
36 municipaux comptent pour 4,1 TWh ou 83 % du total du secteur Autres en 2004.
37 Au secteur Autres (3 % des ventes au Québec), la croissance prévue des

ventes s'élève à 0,3 TWh entre 2004 et 2014 ou 0,6 % par an en moyenne. Près de 95 % de cette croissance provient des réseaux de distribution municipaux.

TABLEAU 2.1

**Prévision des ventes régulières au Québec par secteur de consommation
Scénario moyen (TWh)**

	2004 ¹	2005 ¹	2006 ²	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Croiss. 2004-14
Domestique et Agricole	57,0	58,0	59,1	59,4	60,0	60,2	60,6	60,9	61,5	61,6	61,9	4,9
Général et Institutionnel	32,8	33,2	33,3	33,7	33,9	34,0	34,4	34,6	35,0	35,3	35,6	2,8
Industriel PME	10,6	10,1	10,0	10,2	10,1	10,1	10,2	10,3	10,4	10,5	10,6	0,0
Industriel Grandes entreprises	59,1	63,3	64,3	65,4	65,7	66,9	68,1	68,5	68,9	68,9	69,0	9,9
Autres	5,0	5,0	5,1	5,1	5,2	5,2	5,2	5,2	5,3	5,3	5,3	0,3
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	164,5	169,7	171,8	173,9	174,9	176,5	178,4	179,6	181,1	181,5	182,4	17,8

¹ Ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques.

² Incluant les ventes publiées de janvier à avril 2006, normalisées pour les conditions climatiques.

2.1.2 Prévision des besoins en énergie

C'est à partir de la prévision des besoins en énergie visés par le Plan que sont déterminés les approvisionnements additionnels requis du Distributeur. Par définition, il s'agit des besoins des clients desservis par le réseau de TransÉnergie, les réseaux autonomes faisant l'objet d'un exercice de planification séparé.

Les besoins en énergie visés par le Plan sont essentiellement composés de la consommation à laquelle sont ajoutées les pertes prévues sur les réseaux de distribution et de transport. Par rapport à la prévision des ventes présentée à la section 2.1.1., la consommation visée par le Plan est obtenue en additionnant à celles-ci l'usage interne, soit la consommation d'électricité par Hydro-Québec dans ses bâtiments et ses chantiers, puis en y soustrayant la consommation hors réseau intégré. Celle-ci inclut les ventes faites dans les réseaux autonomes et les ventes alimentées par les groupes électrogènes mobiles.

Les besoins en énergie visés par le Plan sont présentés au tableau 2.2.

TABLEAU 2.2

**Prévision des besoins en énergie
Scénario moyen (TWh)**

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Croiss. 2004-14
Valeurs normalisées pour les conditions climatiques												
Prévision des ventes	164,5	169,7	171,8	173,9	174,9	176,5	178,4	179,6	181,1	181,5	182,4	17,8
+ Usage interne	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	-0,1
- Consommation hors réseau intégré	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,0
= Consommation visée par le Plan	164,7	169,8	172,0	174,0	175,0	176,6	178,7	179,7	181,2	181,5	182,4	17,7
+ Pertes de distribution et de transport	12,3	13,5	13,3	13,1	13,1	13,2	13,4	13,5	13,6	13,6	13,7	1,3
= Besoins visés par le Plan	177,0	183,3	185,3	187,1	188,1	189,9	192,0	193,2	194,8	195,1	196,1	19,1
Impact des conditions climatiques	0,8	-0,7	-2,5									
Valeurs réelles												
Besoins visés par le Plan	177,8	182,6	182,8									

2.1.3 Prévision en puissance - par usage final

Les besoins réguliers du Distributeur en puissance passeront de 34 450 MW pour la pointe de l'hiver 2003-2004 à 37 667 MW pour la pointe de l'hiver 2013-2014, soit un accroissement d'un peu plus de 3 215 MW représentant une croissance annuelle moyenne de 0,9 % ou un peu plus de 320 MW par an. Comparativement à la croissance observée entre les hivers 1993-1994 et 2003-2004, cela représente un net ralentissement. En effet, au cours de ces dix années, la croissance totale des besoins en puissance à la pointe d'hiver s'est établie à environ 5 600 MW, soit en moyenne 560 MW par an ou un taux annuel moyen de 1,8 %.

La prévision par usage est détaillée ci-après et présentée dans le tableau 2.3.

a) Chauffage des locaux

Le chauffage des locaux au secteur Domestique et Agricole représente 27 % des besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2003-2004 et montre une hausse de 728 MW entre les hivers 2003-2004 et 2013-2014. Cela correspond à un taux de croissance annuel moyen de 0,8 %.

Le chauffage des locaux au secteur Général et Institutionnel compte pour 10 % des besoins. La croissance prévue est d'un peu plus de 110 MW, soit un taux de croissance annuel moyen de 0,3 %. Ce taux de croissance est bien inférieur à celui des besoins totaux.

1 Au total, avec une part de 36 % à la pointe de l'hiver 2003-2004 et un taux
2 d'augmentation moyen de 0,7 % par année, la contribution du chauffage des
3 locaux à la croissance totale des besoins se chiffre à 26 %.

4 **b) Chauffage de l'eau au secteur Domestique et Agricole**

5 Le chauffage de l'eau au secteur Domestique et Agricole compte pour 5 % des
6 besoins à la pointe de l'hiver 2003-2004. Avec une progression de 240 MW sur
7 la période ou un taux de croissance moyen de 1,4 % par année, cet usage
8 explique 7 % de la hausse totale des besoins.

9 **c) Industriel Petites et moyennes entreprises (PME)**

10 Le secteur Industriel PME représente 5 % des besoins à la pointe de l'hiver
11 2003-2004. Il enregistre une augmentation d'environ 55 MW entre les hivers
12 2003-2004 et 2013-2014, soit un rythme annuel moyen de croissance de 0,3 %.
13 La participation de cet usage à la croissance totale n'est que de 2 %.

14 **d) Industriel Grandes entreprises**

15 Le secteur Industriel Grandes entreprises représente 22 % des besoins à la
16 pointe de l'hiver 2003-2004 et soutient de façon importante la progression des
17 besoins avec une part de 29 %. La hausse prévue entre 2003-2004 et 2013-
18 2014 s'élève à 930 MW, soit 1,2 % en moyenne par année. Ce taux de
19 croissance est plus élevé que celui des besoins totaux. L'atteinte de la pleine
20 capacité de production d'Alouette (phase 2) au printemps 2005 constitue un
21 élément important de la croissance de la période 2003-2013.

22 **e) Autres usages**

23 Cet ensemble d'usages englobe les électroménagers et l'éclairage du secteur
24 Domestique et Agricole, l'eau chaude et les usages traditionnels du secteur
25 Général et Institutionnel, l'éclairage des voies publiques, le transport public, les
26 réseaux de distribution municipaux, l'usage interne, la consommation des
27 chantiers hydro-électriques et la consommation des centrales d'Hydro-Québec
28 Production. La part de ces besoins résiduels se chiffre à 31 % des besoins à la
29 pointe de l'hiver 2003-2004. Avec une augmentation d'un peu plus de 1 620 MW
30 sur la période, cette composante montre un rythme de croissance annuelle de
31 1,4 %, un rythme supérieur à celui des besoins totaux. La progression de cet
32 ensemble d'usages est à l'origine de 50 % de la hausse totale des besoins
33 réguliers du Distributeur.

TABLEAU 2.3
**Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usage final
Scénario moyen (MW)**

	2003- 2004	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	Croiss. 03-13
Valeurs normalisées pour les conditions climatiques												
Chauffage domestique et agricole	9 160	9 270	9 464	9 537	9 570	9 635	9 695	9 748	9 803	9 850	9 888	728
Chauffage général et institutionnel	3 375	3 454	3 566	3 680	3 672	3 644	3 614	3 570	3 536	3 510	3 488	113
Bi-énergie CII (tarif BT)	473	418	377	0	0	0	0	0	0	0	0	-473
Eau chaude domestique et agricole	1 631	1 664	1 700	1 721	1 751	1 772	1 794	1 815	1 835	1 854	1 871	240
Industriel PME	1 619	1 578	1 590	1 616	1 589	1 603	1 613	1 627	1 641	1 658	1 674	55
Industriel Grandes entreprises	7 510	7 305	7 800	7 984	8 014	8 187	8 326	8 378	8 400	8 423	8 440	930
Autres usages	10 682	11 421	10 993	11 392	11 483	11 596	11 767	11 922	12 037	12 168	12 306	1 624
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR <i>(Besoins visés par le Plan)</i>	34 450	35 110	35 490	35 929	36 079	36 437	36 809	37 060	37 252	37 463	37 667	3 217
Impacts des conditions climatiques	1 316	-552	-2 601									
Valeurs réelles												
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	35 766	34 558	32 889									

2.1.4 Efficacité énergétique
Économies d'énergie

La *Loi sur la Régie de l'énergie* stipule que le Plan d'approvisionnement doit porter sur les besoins des marchés québécois après l'application des mesures d'efficacité énergétique. La prévision de la demande présentée aux sections précédentes prend en compte l'impact des économies d'énergie sur les ventes et les besoins en puissance. On distingue trois catégories d'économies d'énergie :

- les économies d'énergie tendanciennes ;
- les programmes déjà mis en œuvre ;
- les programmes déployés dans le cadre du PGEÉ.

Le tableau 2.4 présente les économies d'énergie prises en compte dans la prévision des ventes, et le tableau 2.5 présente leur impact sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver.

1 **a) Économies d'énergie tendancielle**

2 Les modèles de prévision prennent en considération l'impact de mesures prises
3 directement par les clients et les économies découlant des changements de
4 normes ou de l'amélioration du rendement des appareils électriques. En outre,
5 ils reflètent les économies d'énergie liées au rajeunissement du parc
6 d'immeubles par le biais des démolitions, reconstructions ou rénovations
7 majeures. C'est ce qu'on appelle les économies d'énergie tendancielle.

8 **b) Programmes déjà mis en œuvre**

9 Dans la majorité des cas, ces programmes ont été déployés par Hydro-Québec
10 au cours des années 90. En 2004, la réduction de la demande qui en résulte se
11 chiffre à 2,4 TWh. Pour les années suivantes, l'information est fournie dans la
12 seconde partie du tableau 2.4 ci-après.

13 **c) Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)**

14 Le Distributeur a soumis à la Régie une proposition de PGEÉ 2005-2010
15 (R-3584-2005) ayant pour cible 4,1 TWh implantés en 2010 (3,7 TWh
16 mensualisés) qui a été acceptée par la Régie en mars 2006 (D-2006-56).

17 En août 2006, le Distributeur a présenté le budget 2007 du PGEÉ à la Régie de
18 l'énergie (R-3610-2006), dans lequel il rehausse l'objectif d'économies d'énergie
19 annuelles de 4,1 à 4,7 TWh en 2010 et établit les moyens et les investissements
20 additionnels requis. À l'horizon de 2015, l'objectif d'économies d'énergie
21 annuelles est porté à 8 TWh.

22 Les économies d'énergie constituent un intrant significatif à la prévision de la
23 demande d'électricité. Dans le présent État d'avancement, la prévision de la
24 demande incorpore des économies d'énergie correspondant au nouvel objectif
25 de 8,0 TWh implantés à terme en 2015. À l'horizon 2014, les économies
26 d'énergie mensualisées montent à 7,1 TWh.

1

TABLEAU 2.4

2

Économies d'énergie prises en compte dans la prévision des ventes (TWh)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Économies d'énergies tendanciennes	0,0	0,0	0,7	1,3	1,9	2,6	3,2	3,8	4,5	5,1	5,7
Domestique et Agricole	0,0	0,0	0,3	0,6	0,8	1,1	1,3	1,5	1,7	1,9	2,1
Général et Institutionnel	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5
Industriel (PME)	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5
Industriel (GE)	0,0	0,0	0,3	0,6	0,9	1,2	1,5	1,7	2,0	2,3	2,6
Programmes d'HQ déjà mis en œuvre	2,4	2,3	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1	2,0	2,0	1,9	1,9
Domestique et Agricole	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
Général et Institutionnel	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Industriel	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0
Autres	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Plan global en efficacité énergétique	0,1	0,5	1,0	1,6	2,3	3,1	4,1	5,0	5,7	6,5	7,1
Domestique et Agricole	0,1	0,3	0,6	0,9	1,2	1,4	1,8	2,1	2,3	2,6	2,9
Général et Institutionnel	0,0	0,1	0,2	0,3	0,5	0,8	1,1	1,5	1,7	1,9	2,1
Industriel	0,0	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8	1,3	1,5	1,7	1,9	2,1
Total	2,5	2,8	3,9	5,1	6,4	7,8	9,4	10,9	12,2	13,5	14,7

3

4

TABLEAU 2.5

5

**Économies d'énergie prises en compte dans la prévision de puissance
à la pointe d'hiver (MW)**

6

	2003- 2004	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014
Économies d'énergie tendanciennes	0	0	110	220	320	430	530	620	720	810	890
Programmes d'HQ déjà mis en œuvre	380	380	360	350	350	350	340	330	320	310	300
Plan global en efficacité énergétique	0	50	150	250	380	510	690	880	1030	1170	1310
Total	390	430	620	820	1050	1280	1550	1830	2080	2290	2500

7

2.1.5 Moyens de gestion de la consommation

Le Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement prévoit que les contrats de puissance interruptible doivent être traités explicitement dans le Plan, au même titre qu'un contrat d'approvisionnement.

Selon le Distributeur, toute mesure de gestion de la consommation sous son contrôle direct en temps réel devrait être traitée explicitement dans le Plan. C'est le cas de l'option d'électricité interruptible et de l'option d'utilisation des groupes électrogènes de secours, le cas échéant. Ces moyens de gestion de la consommation, disponibles sur appel, sont abordés à la section 3.3.5. Ils sont actuellement les seuls moyens de cette catégorie pouvant être utilisés par le Distributeur. Les autres moyens de gestion, qui ne sont pas sous le contrôle direct du Distributeur, sont traités de la même façon que les économies d'énergie : ils sont pris en compte à même la prévision de la demande. Dans cette catégorie on retrouve actuellement la bi-énergie résidentielle. Le tableau 2.6 montre l'effacement à la pointe qui en résulte.

TABLEAU 2.6

Moyens de gestion de la consommation pris en compte dans la prévision de puissance à la pointe d'hiver (MW)

	2003- 2004	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014
Effacement de la bi-énergie résidentielle	780	780	780	780	790	790	790	800	800	800	810

2.2 Impact des aléas sur les besoins

L'analyse de la prévision de la demande présentée dans les sections précédentes a porté sur les besoins énergétiques découlant du scénario moyen, à conditions climatiques normales. Or, ces besoins sont soumis à des aléas importants qu'on divise en deux types :

- l'aléa sur la demande prévue (à conditions climatiques normales) ;
- l'aléa découlant des conditions climatiques.

Les aléas sur les besoins sont présentés ci-dessous de même que leur impact combiné (aléa global). Ces aléas sont en termes de besoins en énergie visés par le Plan et de besoins en puissance à la pointe d'hiver.

2.2.1 L'aléa sur la demande prévue

L'aléa sur la demande prévue provient de l'impossibilité de prévoir parfaitement l'évolution des variables économiques, démographiques, énergétiques ainsi que des erreurs intrinsèques à la modélisation de l'impact de ces variables sur la prévision de la demande d'électricité. L'aléa sur la demande prévue est encadré par les scénarios fort et faible de croissance de la demande décrits à l'Annexe B.

Aléa sur la demande en énergie prévue

L'estimation de la distribution de probabilité des valeurs possibles de besoins annuels en énergie (à conditions climatiques normales) permet d'évaluer l'aléa sur la demande prévue. Le tableau qui suit présente l'estimation de l'écart type (en TWh) et du coefficient de variation (en %) de la prévision des besoins en énergie jusqu'à l'horizon 5 ans (années 2007 à 2011).

TABLEAU 2.7

Aléa de la prévision des besoins annuels en énergie

	2007	2008	2009	2010	2011
Écart type (TWh)	3,5	4,3	5,0	6,1	7,0
Coefficient de variation ¹	1,9%	2,3%	2,6%	3,2%	3,6%

¹ Rapport, en pourcentage, entre l'écart type et la prévision des besoins en énergie visés par le Plan (scénario moyen).

Par ailleurs, la prévision des besoins annuels en énergie pour les scénarios d'encadrement jusqu'à l'horizon 5 ans et leur écart par rapport au scénario moyen sont montrés au tableau 2.8.

TABLEAU 2.8
Scénarios d'encadrement de la prévision des besoins en énergie (TWh)

	2007	2008	2009	2010	2011
Besoins annuels en énergie (TWh)					
Scénario moyen	187,1	188,1	189,9	192,0	193,2
Scénario fort	189,5	192,4	195,8	199,7	202,4
Écart p/r au scénario moyen	+2,5	+4,3	+5,9	+7,7	+9,2
Scénario faible	180,8	181,6	182,6	183,3	183,7
Écart p/r au scénario moyen	-6,3	-6,6	-7,2	-8,7	-9,6

Aléa sur la demande en puissance prévue

L'aléa sur la demande en puissance prévue découle de l'aléa sur la prévision des besoins en énergie ainsi que de l'incertitude sur la relation entre la puissance et l'énergie. Le tableau 2.9 présente l'estimation de l'écart type (en MW) et du coefficient de variation (en %) de la prévision des besoins en puissance à la pointe des hivers 2006-07 à 2009-10.

TABLEAU 2.9
**Aléa de la prévision des besoins en puissance
à la pointe d'hiver**

	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010
Écart type (MW)	690	910	1100	1280
Coefficient de variation ¹	1,9%	2,5%	3,0%	3,5%

¹ Rapport, en pourcentage, entre l'écart type et la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver (scénario moyen).

2.2.2 L'aléa climatique

L'aléa climatique représente l'impact des conditions climatiques sur les besoins en électricité (principalement à des fins de chauffage et de climatisation) par rapport au scénario à conditions climatiques normales.

Pour l'année 2011, l'impact en énergie de l'aléa climatique présente un écart type de 1,9 TWh. Sous les conditions climatiques de l'année la plus froide

répertoriée, les besoins annuels seraient supérieurs de près de 3,8 TWh à ceux d'une année moyenne. À l'opposé, les conditions climatiques de l'année la plus chaude considérée entraîneraient des besoins d'environ 4,8 TWh sous la normale. Ces résultats sont pratiquement les mêmes pour chacune des années du Plan.

En puissance, l'impact des conditions climatiques sur les besoins à la pointe de l'hiver 2009-10 donne un écart type de 1 270 MW. Dans les cas les plus extrêmes, l'impact des conditions climatiques peut atteindre environ 4 550 MW. Comme les résultats en énergie, ces résultats en puissance sont pratiquement les mêmes pour chacune des années du Plan.

2.2.3 L'aléa global

L'aléa global se définit par la combinaison indépendante de l'aléa sur la demande prévue et de l'aléa climatique.

Sur la base de cette hypothèse, le tableau 2.10 présente l'écart type et le coefficient de variation obtenu pour l'aléa global sur les besoins en énergie des années 2007 à 2011. Pour l'année 2011 (horizon 5 ans), l'écart type de l'aléa global représente 7,2 TWh.

TABLEAU 2.10
Impact de l'aléa global sur les besoins
en énergie (TWh)

	2007	2008	2009	2010	2011
Écart type (TWh)	3,9	4,7	5,4	6,4	7,2
Coefficient de variation ¹	2,1%	2,5%	2,8%	3,3%	3,7%

¹ Rapport, en pourcentage, entre l'écart type et la prévision des besoins en énergie visés par le Plan (scénario moyen).

Le tableau 2.11 fournit l'information équivalente pour les besoins en puissance à la pointe des hivers 2006-07 à 2009-10. L'écart type de l'aléa global de la pointe de l'hiver 2009-10 atteint 1 800 MW.

TABLEAU 2.11

**Impact de l'aléa global sur les besoins
en puissance à la pointe d'hiver (MW)**

	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010
Écart type (MW)	1420	1550	1680	1800
Coefficient de variation ¹	4,0%	4,3%	4,6%	4,9%

¹ Rapport, en pourcentage, entre l'écart type et la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver (scénario moyen).

2.2.4 Comparaison par rapport au Plan d'approvisionnement 2005-2014

Tel que le montrent les tableaux 2.12 et 2.13, les écarts types de l'aléa global sur les besoins annuels en énergie et sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver du présent État d'avancement sont inférieurs à ceux du Plan d'approvisionnement 2005-2014. La diminution de l'aléa sur la demande prévue explique ce constat.

À l'horizon 1 an, la diminution de l'écart type découle essentiellement du fait que le Distributeur devait composer, lors de l'élaboration du Plan d'approvisionnement 2005-2014, avec une incertitude conjoncturellement élevée quant au rythme de la montée de charge de la phase II de l'aluminerie Alouette et à la reprise des activités normales de l'aluminerie ABI de Bécancour, en grève à l'automne 2004.

Sur le reste de l'horizon, l'incertitude associée aux variables explicatives, dont le PIB, sur lesquelles est fondée l'évaluation de l'aléa de la demande prévue dans le présent État d'avancement est réduite par rapport à ce qui était considéré dans le Plan d'approvisionnement 2005-2014, d'où la diminution de l'aléa sur la demande prévue.

1

TABLEAU 2.12

2

Comparaison par rapport au Plan d'approvisionnement 2005-2014

3

Impact de l'aléa global sur les besoins en énergie (TWh)

	horizon	1 an	2 ans	3 ans	4 ans	5 ans
Écart type (TWh)						
État d'avancement 2006 du Plan		3,9	4,7	5,4	6,4	7,2
Plan d'approvisionnement 2005-2014		5,0	5,3	6,4	7,8	8,9
Écart		-1,1	-0,6	-1,0	-1,4	-1,7

4

5

TABLEAU 2.13

6

Comparaison par rapport au Plan d'approvisionnement 2005-2014

7

Impact de l'aléa global sur les besoins en puissance

8

à la pointe d'hiver (MW)

	horizon	1 an	2 ans	3 ans	4 ans
Écart type (MW)					
État d'avancement 2006 du Plan		1420	1550	1680	1800
Plan d'approvisionnement 2005-2014		1480	1620	1710	1880
Écart		-60	-70	-30	-80

9

3. MISE À JOUR DES BESOINS DU DISTRIBUTEUR

3.1 Besoins en énergie

La méthode permettant d'établir les besoins en énergie du Distributeur est présentée à la section 2.1.2 de ce document. Le tableau 3.1 présente les besoins visés par le Plan.

TABLEAU 3.1
Besoins en énergie (TWh)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Besoins visés par le Plan	182,8	187,1	188,1	189,9	192,0	193,2	194,8	195,1	196,1

3.2 Besoins en puissance

Pour assurer sa fiabilité en puissance, le Distributeur doit maintenir une réserve pour se prémunir des aléas de la demande et des probabilités d'indisponibilité de ses ressources. Cette réserve doit respecter le critère de fiabilité en puissance du «Northeast Power Coordinating Council» (NPCC). Ce critère de fiabilité correspond à une probabilité de perte de charge n'excédant pas une fois par dix (10) ans³, ce qui équivaut à une espérance de délestage de 0,1 jour par année. Le NPCC encadre la fiabilité des réseaux électriques du Nord-Est américain.

Dans le Plan d'approvisionnement 2005-2014, les taux de réserve requise exprimés en pourcentage de la demande de pointe ont été calculés pour déterminer la réserve en puissance de l'électricité patrimoniale. Dans l'État d'avancement 2005, le Distributeur avait retenu les mêmes taux de réserve pour l'ensemble de ses besoins.

³ Le critère du NPCC est formulé comme suit :

Resource Adequacy – Design Criteria

Each Area's probability (or risk) of disconnecting any firm load due to resource deficiencies shall be, on average, not more than once in ten years. Compliance with this criterion shall be evaluated probabilistically, such that the loss of load expectation (LOLE) of disconnecting firm load due to resource deficiencies shall be, on average, no more than 0.1 day per year. This evaluation shall make due allowance for demand uncertainty, scheduled outages and derating, forced outages and deratings, assistance over interconnections with neighboring Areas and Regions, transmission transfer capabilities, and capacity and/or load relief from available operating procedures.

Tiré du document : NPCC Document A-2 «Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems», revised : May 6, 2004.

Dans la Revue triennale 2005 du Québec, approuvée par le NPCC en mars 2006, les taux de réserve requise s'appliquaient pour l'ensemble du Québec (zone de contrôle Québec). L'évaluation de la fiabilité portait ainsi sur la totalité des charges et des ressources du Distributeur et d'Hydro-Québec Production. Les résultats de la Revue triennale 2005 montraient que la zone de contrôle Québec respectait le critère du NPCC sur la période 2005/2006 à 2009/2010 inclusivement.

Dans le cadre du présent État d'avancement, le Distributeur a calculé les taux de réserve requise pour ses propres besoins. Ces taux de réserve tiennent compte des ressources du Distributeur, patrimoniales et post patrimoniales, et des besoins en puissance du Distributeur.

Le tableau 3.2 présente les taux de réserve requise jusqu'à un horizon de quatre ans. Au-delà de cet horizon, le taux est maintenu constant.

TABLEAU 3.2
Taux de réserve requise en puissance (%)

	Année courante	+ 1 an	+ 2 ans	+ 3 ans
Plan d'approvisionnement 2005-2014 (Électricité patrimoniale)	8,8%	9,2%	9,5%	10,1%
Revue Triennale 2005 (Zone de contrôle Québec)	9,3%	9,3%	9,8%	10,2%
État d'avancement 2006 (Distributeur)	8,8%	8,9%	9,2%	9,7%

L'évolution des taux de réserve s'explique par la révision des aléas et par les contrats d'achat de long terme avec Hydro-Québec Production. Ces contrats ne nécessitent pas de réserve, leur livraison étant ferme.

La somme des besoins et de la réserve requise par le Distributeur représente la puissance requise. Le tableau 3.3 présente l'évolution de la puissance requise sur l'horizon du Plan.

1

TABLEAU 3.3

2

Puissance requise (MW)

	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014
Besoins visés par le Plan	35 929	36 079	36 437	36 809	37 060	37 252	37 463	37 667
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 162	3 225	3 355	3 576	3 600	3 619	3 640	3 659
<i>Taux de réserve requise</i>	8,8%	8,9%	9,2%	9,7%	9,7%	9,7%	9,7%	9,7%
= Puissance requise	39 091	39 304	39 792	40 385	40 660	40 871	41 103	41 326

3

4

3.3 Approvisionnements existants ou en cours d'acquisition

5

3.3.1 L'électricité patrimoniale

6 La *Loi sur Hydro-Québec* stipule qu'Hydro-Québec doit assurer
7 l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale. En vertu
8 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, le volume de consommation patrimoniale
9 exclut les volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation ou
10 d'énergie de secours, ceux alloués aux réseaux autonomes et les volumes
11 approvisionnés à partir de blocs d'énergie déterminés par règlement du
12 gouvernement. Les caractéristiques de l'électricité patrimoniale sont fixées par
13 décret du gouvernement.

14 Le volume annuel d'électricité patrimoniale est caractérisé par un profil annuel
15 préétabli de valeurs horaires de puissances, classées par ordre décroissant. La
16 puissance maximale du profil a été fixée à 34 342 MW.

17 Par ailleurs, la *Loi sur Hydro-Québec* et le *Décret 1277-2001* précisent que
18 l'approvisionnement en électricité patrimoniale doit inclure tous les services
19 nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité.

20 Dans cette optique, le Distributeur et Hydro-Québec Production ont conclu, le 15
21 février 2005, une entente concernant les services nécessaires et généralement
22 reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement
23 patrimonial. Cette entente a fait l'objet d'un dépôt lors des audiences de la
24 demande R-3550-2004, le 13 juin 2005 (HQD-3, document, 2.2).

25 Ainsi, Hydro-Québec Production garantit l'accès à une puissance installée
26 suffisante pour couvrir les livraisons définies par le profil associé à l'électricité
27 patrimoniale, ainsi que les aléas de production et les aléas climatiques en
28 puissance associés à l'électricité patrimoniale.

29 Enfin, le tableau 3.4 présente pour la période 2001-2005, le volume d'électricité
30 patrimoniale consommé et les taux de pertes du réseau intégré. Comme le

Distributeur l'avait mentionné dans son État d'avancement 2005, le volume de consommation patrimoniale a été atteint en 2005 pour s'établir à 165,5 TWh.

TABLEAU 3.4
Électricité patrimoniale et taux de pertes (%)

	2001	2002	2003	2004	2005
Volume de consommation patrimoniale (TWh)	151,0	156,4	164,95	163,7	165,5
Volume d'électricité patrimoniale fourni par le Producteur (TWh)	162,1	169,1	178,1	175,9	178,6
Taux de pertes normalisé du réseau intégré ⁽¹⁾	7,6%	7,6%	7,5%	7,5%	7,9%
Taux de pertes réel du réseau intégré	7,4%	7,5%	7,6%	7,5%	7,9%

(1) Normalisé pour les conditions climatiques.

La variation du taux de pertes entre 2004 et 2005 est difficilement attribuable à un facteur en particulier compte tenu de la multitude de variables pouvant affecter ce taux. Dans sa planification, le Distributeur a maintenu le taux de 7,5 %. À la lumière des résultats de l'année 2006, le Distributeur réévaluera, s'il y a lieu, le taux de pertes prévisionnel.

3.3.2 Contrats signés dans le cadre d'appels d'offres

a) Les approvisionnements de long terme

Depuis le Plan d'approvisionnement 2002-2011, le Distributeur a signé 13 contrats d'approvisionnement de long terme pour une capacité installée de plus de 2 100 MW. Tous ces contrats ont été attribués suite à des appels d'offres. Le tableau 3.5 présente les principales caractéristiques de ces différents contrats.

1

TABLEAU 3.5

2

Contrats de long terme octroyés par appel d'offres

# appel d'offre	Nom du fournisseur	Type de production	Localisation	Puissance (MW)	Date de début des livraisons
A/O 2002-01	Hydro-Québec Production	Hydroélectricité	Nord-du-Québec	350 base	1er mars 2007
	Hydro-Québec Production	Hydroélectricité	Nord-du-Québec	250 cyclable	1er mars 2007
	TransCanada Energy	Cogénération ⁽¹⁾	Bécancour	507 base	En service depuis le 17 septembre 2006
				40 pointe	
A/O 2003-01	Kruger	Biomasse	Sherbrooke	16 en base + 3 selon les mois	1er septembre 2007
	Bowater	Biomasse	Gatineau	17 en base + 3,4 selon les mois	En service depuis le 2 avril 2006
A/O 2003-02	Cartier Énergie Éolienne Inc.	Éolien	Baie-des-Sables	109,5	1er décembre 2006
			Anse-à-Valleau ⁽²⁾	100,5	Automne 2007
			Carleton	109,5	1er décembre 2008
			Les Méchins	150	1er décembre 2009
			Montagne Sèche	58,5	1er décembre 2011
			Gros Morne I	100,5	1er décembre 2011
			Gros Morne II	111	1er décembre 2012
	Northland Power Inc.	Éolien	St-Ulric-St-Léandre	150	1er décembre 2007
			Mont-Louis	100,5	1er décembre 2010

(1) Turbine à gaz à cycle combiné de type cogénération.

3

(2) La mise en service du projet Anse-à-Valleau est retardée à l'automne 2007, au lieu du 1er décembre 2006.

b) Les approvisionnements de court terme

Depuis le dépôt de l'État d'avancement 2005, le Distributeur a lancé trois appels d'offres de court terme visant à combler des besoins en énergie et en puissance de 2006 et de 2007.

Le premier appel d'offres, lancé en novembre 2005, a permis de compléter l'achat des produits énergétiques de l'hiver 2006. Le deuxième appel d'offres visait à combler une portion significative des besoins en énergie de l'année 2006. Le dernier appel d'offres, lancé le 14 septembre 2006, visait à combler les besoins en énergie et en puissance de l'hiver 2006-2007.

Ces trois appels d'offres s'ajoutent à ceux réalisés en 2005 pour combler une partie des besoins de 2006. Le tableau 3.6 présente les différents produits acquis pour l'ensemble des appels d'offres réalisés en 2005-2006, selon les périodes de livraisons.

TABLEAU 3.6

Produits de court terme acquis par appels d'offres

Produits		Janv.-fév. 2006	Mars 2006	Avril-juin 2006	Juillet-sept. 2006	Oct-Nov 2006	Décembre 2006	Janv.-fév. 2007
Énergie	Énergie garantie (flexible)	350	400	500	300	200	200	250
	Énergie garantie (ferme)	150	-	-	-	-	-	-
	Énergie et puissance garantie	250	300	-	-	-	-	-
Puissance garantie		800	250	-	-	-	150	250/150

3.3.3 L'entente d'intégration éolienne

Suite à la signature des contrats découlant de l'appel d'offres relatif au premier bloc d'énergie éolienne, le Distributeur a conclu avec Hydro-Québec Production, une entente d'intégration éolienne comportant deux volets : un service d'équilibrage et un service de puissance complémentaire. Cette entente permettra au Distributeur de recevoir des livraisons d'énergie uniformes sur une base annuelle, au taux de puissance garantie de 35 % prévu à l'entente, et de compter sur une garantie de puissance équivalente. L'entente a été approuvée par la Régie le 9 février 2006.

Depuis la signature de cette entente, le Distributeur a entrepris des travaux en lien avec l'intégration de la production éolienne. Il s'agit principalement de la mise en place d'un système de prévision de la production éolienne et des études pour évaluer la contribution en puissance du premier bloc de 990 MW. Les résultats de ces études devraient être disponibles lors du dépôt du prochain Plan d'approvisionnement.

3.3.4 L'entente globale cadre

En février 2005, le Distributeur a conclu avec Hydro-Québec Production une entente globale cadre pour couvrir les besoins qu'il ne peut satisfaire par appel d'offres, par des achats dans le cadre de la dispense de procéder par appel d'offres ou par tout autre moyen à sa disposition. Les achats effectués dans le cadre de l'entente globale cadre constituent une mesure de dernier recours pour assurer la sécurité d'approvisionnement de la clientèle québécoise, une fois que les autres moyens d'approvisionnement ont été utilisés. L'entente globale cadre a été approuvée par la Régie le 8 novembre 2005. Compte tenu que cette

entente arrivera à échéance le 31 décembre 2006, le Distributeur déposera à la Régie, avant la fin de l'année 2006, une demande de renouvellement de l'entente.

3.3.5 L'option d'électricité interruptible et l'option d'utilisation des groupes électrogènes de secours

En mai 2006, le Distributeur a déposé une demande d'approbation de nouvelles dispositions tarifaires applicables à l'option d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance (R-3603-2006). Les objectifs visés par le renouvellement de l'option d'électricité interruptible sont, au minimum, une consolidation des quantités souscrites à cette option, voire un accroissement des quantités. Pour ce faire, le Distributeur a proposé une structure de prix plus performante et qui reflète davantage les prix de marché.

L'adhésion à l'option serait renouvelable à chaque année et vise uniquement la période d'hiver, c'est-à-dire du 1^{er} décembre d'une année au 31 mars de l'année suivante, plutôt qu'une année complète comme c'est le cas présentement. Pour l'hiver 2006-2007, le Distributeur disposera d'une quantité de puissance totalisant environ 750 MW.

Dans le même dossier, le Distributeur a aussi proposé d'introduire une option d'utilisation des groupes électrogènes de secours pour les clients de moyenne et de grande puissance. Comme pour l'option d'électricité interruptible, cette option vise à accroître la flexibilité du portefeuille d'approvisionnement du Distributeur lors des périodes de pointe. Les modalités et les crédits de cette option seraient identiques à ceux offerts aux clients de grande puissance participants à l'option d'électricité interruptible.

3.3.6 Le second bloc d'énergie éolienne – A/O 2005-03

Le 31 octobre 2005, le Distributeur a procédé au lancement du second bloc d'énergie éolienne décrété par le gouvernement du Québec. Ce deuxième bloc porte sur une capacité installée de 2 000 MW d'énergie éolienne. Tel que prévu dans le *Règlement sur le second bloc d'énergie éolienne*, cet appel d'offres est ouvert à toutes les régions du Québec. Les premières livraisons devraient débuter en décembre 2009.

3.4 Production décentralisée

Dans un souci d'encourager l'initiative privée dans la recherche d'innovation technologique et de favoriser une meilleure utilisation de l'électricité, le Distributeur entend faciliter la production décentralisée d'électricité.

1 Le Distributeur favorise l'autoproduction d'électricité à partir d'énergies
2 renouvelables, notamment éolienne et solaire (photovoltaïque). En vertu d'un
3 programme approuvé par la Régie de l'énergie en février 2006 (D-2006-28), les
4 clients peuvent produire de l'électricité pour leurs propres besoins et injecter leur
5 surplus, le cas échéant, sur le réseau d'Hydro-Québec Distribution. Ces surplus
6 leur sont retournés au cours des périodes où leur consommation excède leur
7 production. Le programme vise les clients dont l'abonnement est de moins de 50
8 kW.

9 Par ailleurs, conformément à l'intention du gouvernement du Québec de
10 promouvoir la microproduction d'électricité, le Distributeur développera un
11 programme d'achat d'électricité auprès de petits producteurs. Le programme
12 d'achat visera les énergies renouvelables comme la petite éolienne, la petite
13 hydraulique, la biomasse forestière et les biogaz provenant d'exploitations
14 agricoles ou de sites d'enfouissement.

15 Aucune contribution de la production décentralisée n'est prise en compte dans le
16 présent État d'avancement.

1 **4. BILANS OFFRE/DEMANDE DU DISTRIBUTEUR ET DÉPLOIEMENT**

2 **4.1 Besoins en énergie**

3 Depuis le dépôt de l'État d'avancement 2005, l'équilibre énergétique du
4 Distributeur a considérablement évolué. D'une part, la prévision de la demande
5 d'électricité a été révisée à la baisse, suite notamment au nouvel objectif du Plan
6 global d'efficacité énergétique. D'autre part, le Distributeur a pris en compte dans
7 ses futurs approvisionnements un troisième bloc d'énergie éolienne. Le
8 Distributeur se conforme ainsi à *La stratégie énergétique du Québec 2006-2015*,
9 qui rehausse l'objectif d'économies d'énergie et avec l'orientation du
10 gouvernement de développer la filière éolienne.

11 Le Distributeur a donc intégré à son bilan, la contribution d'un troisième bloc
12 d'énergie éolienne de 500 MW. Selon les intentions du gouvernement, ce bloc
13 d'énergie éolienne sera réservé à parts égales aux régions, c'est-à-dire aux
14 MRC, et aux nations autochtones. Le Distributeur procédera à un appel d'offres
15 d'énergie éolienne de 500 MW dès l'adoption d'un décret à cet effet par le
16 gouvernement du Québec. Les livraisons devraient débuter en 2010.

17 Ainsi, les approvisionnements additionnels requis du Distributeur ont
18 considérablement diminué. Par exemple, en 2014, les approvisionnements
19 additionnels requis sont inférieurs d'environ 2,8 TWh à ceux présentés dans
20 l'État d'avancement 2005. Cette baisse s'explique par une diminution de la
21 prévision de la demande de 1,5 TWh et par une augmentation des
22 approvisionnements du Distributeur de 1,3 TWh à cet horizon.

23 Le tableau 4.1 présente les approvisionnements additionnels requis du
24 Distributeur. Un seul appel d'offres est en cours, soit un bloc de 2000 MW
25 d'énergie éolienne. Pour des fins de planification, le Distributeur retient par
26 prudence, pour ce second bloc d'énergie éolienne, un facteur d'utilisation
27 légèrement inférieur à celui du premier bloc de 990 MW, soit 30 % au lieu de
28 35 %. La même hypothèse est retenue pour le troisième bloc d'énergie éolienne.

1

TABLEAU 4.1

2

Approvisionnement additionnels requis (TWh)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Besoins visés par le Plan	182,8	187,1	188,1	189,9	192,0	193,2	194,8	195,1	196,1
- Volume d'électricité patrimoniale (incluant pertes)	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
+ <i>gestion des approvisionnements en temps réel</i>	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
= Approvisionnements additionnels requis au-delà du volume d'électricité patrimoniale	4,3	8,5	9,6	11,3	13,5	14,7	16,2	16,6	17,5
- Approvisionnements non patrimoniaux (Existants ou en cours d'acquisition)	3,9	9,4	10,7	11,1	12,4	14,0	15,7	17,8	19,2
• TransCanada Energy	1,4	4,1	4,1	4,1	4,1	3,9	3,7	4,1	4,1
• Hydro Québec Production - Base	-	2,6	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
• Hydro Québec Production - Cyclable ¹	-	1,8	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
• Contrats de biomasse	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
• Contrats signés - Éolien I (990 MW)	0,0	0,5	1,1	1,5	1,9	2,2	2,7	3,0	3,0
• Appel d'offres d'énergie éolienne ² (2 000 MW)	-	-	-	0,1	0,9	1,9	3,0	4,2	5,3
• Énergie éolienne ² (500 MW)	-	-	-	-	0,0	0,4	0,7	1,0	1,3
• Contrats de court terme signés	2,4	0,3	-	-	-	-	-	-	-
= Approvisionnements additionnels requis	0,4	(0,9)	(1,2)	0,2	1,1	0,7	0,6	(1,3)	(1,7)

¹ Selon un facteur d'utilisation de 100%.

² Selon un facteur d'utilisation de 30%.

3

4 Comme le montre le bilan en énergie présenté au tableau 4.1, le Distributeur fait
5 dorénavant face à des périodes où les approvisionnements sont supérieurs aux
6 besoins. Sur une base annuelle, des surplus variant de 0,9 à 1,7 TWh sont
7 anticipés pour certaines années de l'horizon couvert par le Plan.

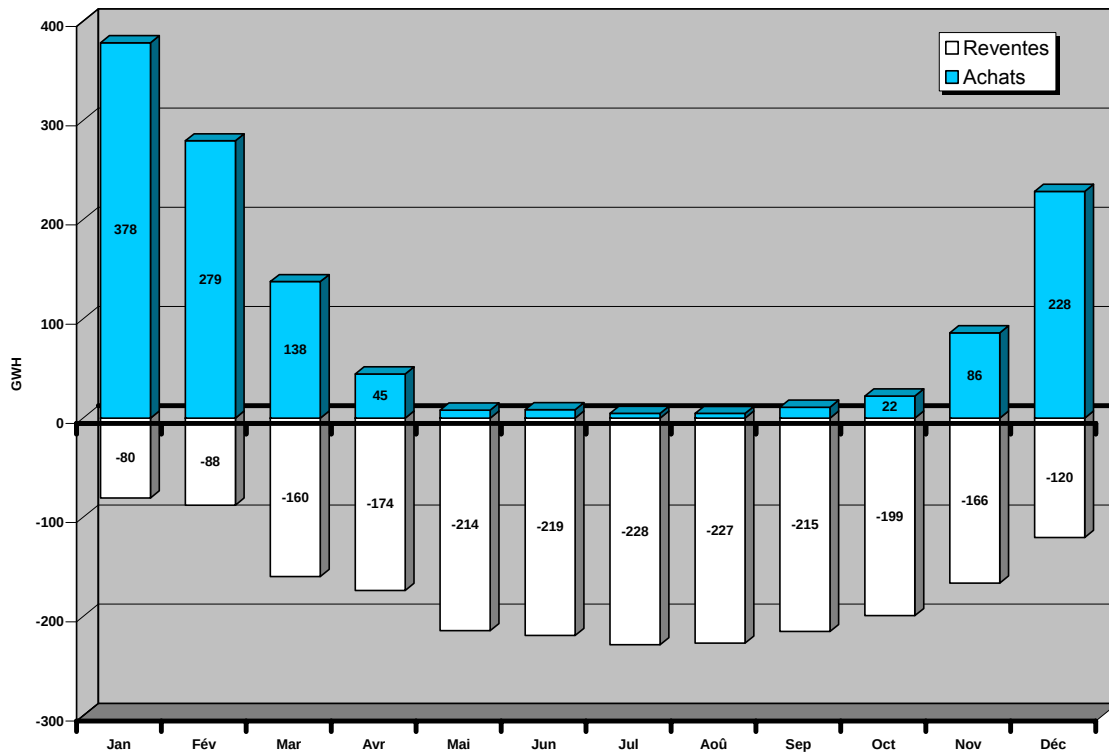
8 Ce constat camoufle une problématique saisonnière, soit des besoins
9 additionnels pour les mois d'hiver, et des surplus pour les autres mois de l'année.
10 Pour 2010, malgré des besoins nets positifs estimés à 1,1 TWh, des excédents
11 de près de 1 TWh sont tout de même anticipés.

12 La situation est plus prononcée à court terme, soit les années 2007 et 2008, où
13 les excédents pourraient atteindre jusqu'à 2,7 TWh. Les excédents se
14 concentrent notamment en dehors de la période d'hiver, soit au cours des mois
15 de mars à novembre. À plus long terme, la situation pourrait rapidement se
16 résorber si un scénario de demande plus fort se matérialisait au cours des
17 prochaines années ou si le déploiement des nouveaux moyens était retardé.

18 Le graphique 4.1 illustre les besoins mensuels du Distributeur pour l'année 2007.
19 D'une part, il devra gérer près de 2,1 TWh de surplus, et d'autre part, il devra
20 faire l'acquisition de 1,2 TWh d'énergie, essentiellement pour combler les
21 besoins des mois de janvier, février et de décembre.

GRAPHIQUE 4.1

Profil mensuel des besoins du Distributeur – Année 2007



Ainsi, le Distributeur continuera d'être présent sur les marchés de court terme pour combler ses besoins en période d'hiver. Pour ce faire, le Distributeur procédera majoritairement par appels d'offres.

4.2 Gestion de l'équilibre énergétique

Pour faire face à ces situations d'approvisionnement excédentaire, le Distributeur profitera de la flexibilité inhérente à son portefeuille d'approvisionnement pour rétablir l'équilibre énergétique au fil des ans. Le rétablissement de l'équilibre énergétique se fera avec l'objectif de minimiser les coûts tout en assurant la sécurité des approvisionnements. Comme le Distributeur l'avait mentionné dans son Plan d'approvisionnement 2005-2014, différents moyens et actions peuvent être mis en place pour rétablir cet équilibre.

Les contrats de long terme signés avec Hydro-Québec Production prévoient des dispositions pour reporter la date de début des livraisons. Le Distributeur n'a pu exercer l'option de report #1 (option sans prime) puisque le constat des surplus est survenu après la date limite d'exercice, soit le 1^{er} février 2006.

1 D'autres options de report sont prévues aux deux contrats de long terme signés
2 avec Hydro-Québec Production, mais comportent toutefois un coût important. La
3 prochaine date d'exercice pour les deux contrats est le 1^{er} janvier 2007 et la
4 période de report est d'un an. Pour le contrat de livraisons en base, le coût de la
5 prime de report est de 10 M\$ par tranche de 50 MW, soit un montant pouvant
6 atteindre 70 M\$. Pour le contrat de livraisons cyclables, le coût de la prime de
7 report est 2,5 M\$ par tranche de 50 MW, pour un montant maximal de 12,5 M\$.
8 En plus des coûts importants, l'exercice de ces options aurait pour effet
9 d'accentuer les besoins additionnels en énergie et en puissance au cours des
10 mois d'hiver.

11 Les contrats de biomasse et tous les contrats d'énergie éolienne ne comportent
12 aucune clause de report de la date de début des livraisons.

13 Par ailleurs, le Distributeur pourrait conclure des ententes avec les fournisseurs
14 pour réduire les livraisons. À cet égard, le Distributeur a amorcé des discussions
15 avec TransCanada Energy afin de mettre en place une entente prévoyant la
16 réduction de la production d'électricité de la centrale de Bécancour pendant
17 certaines périodes de l'année.

18 Finalement, le Distributeur pourra aussi revendre les excédents sur les marchés
19 de court terme.

20 **4.3 Besoins en puissance**

21 Le tableau 4.2 présente le bilan en puissance, après avoir pris en compte la
22 contribution à la pointe des approvisionnements existants et en cours
23 d'acquisition, de même que ceux à venir. Le Distributeur a également pris en
24 compte l'option d'électricité interruptible et le partage de réserve avec les
25 réseaux voisins.

1

TABLEAU 4.2

2

Puissance additionnelle requise (MW)

	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014
Besoins à la pointe visés par le plan	35 929	36 079	36 437	36 809	37 060	37 252	37 463	37 667
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 162	3 225	3 355	3 576	3 600	3 619	3 640	3 659
<i>Taux de réserve requise</i>	8,8%	8,9%	9,2%	9,7%	9,7%	9,7%	9,7%	9,7%
- Électricité patrimoniale (incluant réserve)	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale	1 649	1 862	2 350	2 943	3 218	3 429	3 661	3 884
- Approvisionnements non patrimoniaux	1 631	2 584	2 623	2 765	2 958	3 171	3 382	3 555
• Électricité interruptible ¹	525	525	525	525	525	525	525	525
• TransCanada Energy ²	547	547	547	547	547	547	547	547
• Hydro Québec Production - Base	-	350	350	350	350	350	350	350
• Hydro Québec Production - Cyclable	-	250	250	250	250	250	250	250
• Contrats de biomasse	20	36	36	36	36	36	36	36
• Contrats signés - Éolien I (990 MW)	38	126	164	217	252	308	347	347
• Appel d'offres d'énergie éolienne ³ (2 000 MW)	-	-	-	90	210	330	465	600
• Énergie éolienne ³ (500 MW)	-	-	-	-	38	75	113	150
• Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250
• Partage de réserve	-	500	500	500	500	500	500	500
• Achat de puissance (A/O 2006-02)	250	-	-	-	-	-	-	-
= Puissance additionnelle requise arrondie à 10 MW près	20	-	-	180	260	260	280	330

¹ Selon une hypothèse de reconduction de l'option d'électricité interruptible sur l'horizon du Plan de 750 MW et une contribution effective au bilan de l'ordre de 70%.

² Prend en compte une puissance additionnelle de 40 MW disponible pour les mois de décembre, janvier et février.

³ Selon l'hypothèse d'une contribution en puissance de 30 %.

3

4 Actuellement, le Distributeur retient l'hypothèse que la contribution en puissance
5 de la filière éolienne est assurée par un service complémentaire en puissance
6 équivalent à celui de l'actuelle entente d'intégration éolienne. À plus long terme,
7 la contribution en puissance de cette filière pourrait être assurée par la
8 combinaison d'un service complémentaire en puissance et la contribution
9 effective de la filière éolienne. À cet égard, le Distributeur a entamé en 2006 des
10 études pour évaluer la contribution en puissance de parcs éoliens situés en
11 Gaspésie. Les résultats de ces études devraient être disponibles lors du dépôt
12 du prochain Plan d'approvisionnement.

13 Par ailleurs, les résultats des récents essais d'abaissement de tension
14 permettent au Distributeur de compter sur un potentiel de 250 MW dès la
15 prochaine pointe hivernale.

16 Comme le démontre le tableau 4.2, les moyens sous contrat et ceux prévus
17 permettent l'atteinte d'un équilibre à court terme. Présentement, le Distributeur
18 prévoit qu'au-delà des moyens planifiés, de faibles besoins en puissance
19 apparaîtront à compter de l'hiver 2009-2010. À chacune des années, le

Distributeur choisira ou non de garantir les ressources requises (et le transport associé) pour équilibrer son bilan en puissance.

4.4 Fiabilité des approvisionnements

4.4.1 Fiabilité en puissance

Le Distributeur se conforme aux critères de fiabilité en puissance reconnus par les organismes de fiabilité nord-américains, qui se traduisent par une probabilité de perte de charge n'excédant pas une fois par dix (10) ans. Sur une base régulière, il produit les attestations de fiabilité nécessaires devant le NPCC et le NERC.

4.4.2 Fiabilité en énergie

Le critère de fiabilité en énergie consiste à satisfaire, à cinq ans d'avis, un scénario des besoins qui se situe à un écart type au-delà du scénario moyen.

Dans sa décision sur le Plan (D-2005-178), la Régie considère que le Distributeur est en mesure de compter sur les marchés de court terme au-delà de 5 TWh dans la mesure où ces approvisionnements de court terme proviennent en partie du Québec.

Le tableau 4.3 fait état du respect du critère de fiabilité en énergie.

TABLEAU 4.3
Critère de fiabilité en énergie (TWh)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
AAR	0,4	(0,9)	(1,2)	0,2	1,1	0,7	0,6	(1,3)	(1,7)
+ Critère de fiabilité en énergie (1 écart type au-delà du scénario moyen)	-	3,9	4,7	5,4	6,4	7,2	7,2	7,2	7,2
AAR + 1 écart type	0,4	3,0	3,5	5,6	7,5	7,9	7,8	5,9	5,5
<i>Interconnexions</i>	<i>0,4</i>	<i>3,0</i>	<i>3,5</i>	<i>5,0</i>	<i>5,0</i>	<i>5,0</i>	<i>5,0</i>	<i>5,0</i>	<i>5,0</i>
<i>Achats requis sur les marchés québécois</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>0,6</i>	<i>2,5</i>	<i>2,9</i>	<i>2,8</i>	<i>0,9</i>	<i>0,5</i>

Comme le démontrent les résultats présentés au tableau ci-dessus, le Distributeur serait en mesure de faire face à un scénario de demande plus élevé sans compromettre la sécurité de ses approvisionnements. D'autant plus qu'à la lumière des dernières informations présentées dans le Plan stratégique 2006-2010 d'Hydro-Québec, Hydro-Québec Production prévoit disposer d'une marge de manoeuvre qui serait bien au-delà de l'ensemble des achats qui seraient requis sur les marchés québécois par le Distributeur, notamment pour les années 2009-2011. À plus long terme, et dans l'éventualité où un scénario de demande

- 1 plus fort se concrétiserait, le Distributeur disposerait du temps nécessaire, en
- 2 terme de délai d'acquisition, pour combler des besoins de long terme par appel
- 3 d'offres.

1 **5. PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES**

2 Le 8 août 2006, la Régie autorisait le Distributeur à prendre en charge
3 l'alimentation électrique de Schefferville (D-2006-123). Le Distributeur s'affaire à
4 réaliser cette prise en charge.

5 Le Distributeur prévoit déposer, au cours de l'hiver 2006-2007, une demande
6 d'autorisation portant sur les investissements nécessaires à la construction d'une
7 nouvelle centrale à Kuujuaq.

8 Dans sa décision D-2005-178, la Régie indiquait au Distributeur qu'elle « *juge*
9 *importante la réalisation d'ici 2007 d'un projet-pilote de jumelage éolien-diesel*
10 *(JED) à l'Île d'Entrée aux Îles-de-la-Madeleine* ». Or, les démarches du
11 Distributeur à cet effet ont permis de constater que la population de l'île d'Entrée
12 est opposée à un tel projet. Le Distributeur poursuit sa réflexion sur la faisabilité
13 de projets de jumelage éolien-diesel aux Îles-de-la-Madeleine. Quant à de tels
14 projets aux Nunavik, les démarches se poursuivent. Le Distributeur réitère
15 l'importance qu'il accorde à l'acceptation de ses projets, éolien ou autres, par les
16 communautés concernées

17 Pour les autres réseaux autonomes, le Distributeur maintient telles quelles les
18 données contenues au Plan.

1 **ANNEXE A - SOMMAIRE DE LA PRÉVISION DES PRINCIPALES VARIABLES**
 2 **ÉCONOMIQUES, DÉMOGRAPHIQUES ET ÉNERGÉTIQUES**

3 Le tableau suivant présente les principaux intrants de la prévision de la
 4 demande d'électricité au Québec.

5 **TABLEAU A.1**
 6 **Principales variables démographiques, économiques et énergétiques**
 7 **Scénario moyen**

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Population totale au Québec (milliers)	7 548	7 598	7 645	7 688	7 728	7 765	7 799	7 832	7 864	7 895	7 924
Âge moyen (années)	39,31	39,60	39,88	40,15	40,43	40,70	40,97	41,23	41,49	41,75	42,00
Nombre de ménages (milliers)	3 179	3 231	3 277	3 318	3 357	3 394	3 430	3 464	3 496	3 526	3 554
Mises en chantier / Formation de ménages (milliers)	58,4	50,9	43,5	38,5	36,0	37,6	36,3	33,4	32,1	29,7	28,7
Croissance du PIB (%)	2,6	2,0	2,1	2,3	2,2	2,5	2,5	2,5	2,2	2,2	2,2
Croissance du PIB manufacturier (%)	2,1	1,3	1,8	2,0	2,2	2,3	2,3	2,3	2,2	2,2	2,2
Croissance du PIB tertiaire (%)	2,2	2,6	2,5	2,4	2,2	2,6	2,6	2,6	2,3	2,3	2,3
Revenu personnel disponible (%)	1,7	1,0	1,9	2,2	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$CAN/mpc)	6,96	8,63	8,29	9,40	8,46	8,07	7,66	7,50	7,53	7,74	7,95
Pétrole brut WTI (\$US/baril)	41,45	56,48	64,68	65,84	67,33	61,00	56,00	53,00	53,29	54,46	56,24

8

ANNEXE B - SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE

Scénario fort

Le tableau qui suit présente les principaux intrants utilisés pour l'élaboration du scénario fort de la prévision de la demande d'électricité au Québec.

TABLEAU B.1
Principales variables démographiques, économiques et énergétiques
Scénario fort

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Population totale au Québec (milliers)	7 548	7 598	7 656	7 716	7 777	7 835	7 890	7 945	7 998	8 050	8 101
Âge moyen (années)	39,31	39,60	39,88	40,13	40,36	40,57	40,78	41,00	41,21	41,41	41,62
Nombre de ménages (milliers)	3 179	3 231	3 284	3 335	3 379	3 421	3 461	3 498	3 534	3 567	3 602
Mises en chantier / Formation de ménages (milliers)	58,4	50,9	48,0	47,0	46,0	42,0	40,2	37,3	35,3	33,7	34,2
Croissance du PIB (%)	2,4	2,2	2,4	2,6	3,0	3,3	3,3	3,3	3,0	3,0	3,0
Croissance du PIB manufacturier (%)	2,1	1,3	2,0	2,5	3,2	3,3	3,5	3,5	3,3	3,3	3,3
Croissance du PIB tertiaire (%)	2,2	2,6	2,7	2,6	2,7	3,1	3,1	3,1	2,9	2,9	2,9
Revenu personnel disponible (%)	1,7	1,0	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6	2,6	2,4	2,4	2,4
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$CAN/mpc)	6,96	8,63	8,08	10,71	10,15	9,68	9,20	9,00	9,04	9,29	9,54
Pétrole brut WTI (\$US/baril)	41,45	56,48	75,01	84,83	77,43	70,15	64,40	60,95	61,28	62,63	64,68

Dans le scénario fort, les ventes au Québec prévues pour 2014 s'élèvent à 194,5 TWh, ce qui reflète un taux de croissance annuel moyen de 1,7 %. Elles sont supérieures de 12,2 TWh à celles du scénario moyen. Cet écart se répartit de la manière suivante : 54 % au secteur Industriel Grandes entreprises, 25 % au secteur Général et Institutionnel, 13 % au secteur Domestique et Agricole, 5 % au secteur Industriel PME et 2 % au secteur Autres.

Dans ce scénario, la croissance démographique est plus forte, ce qui a pour effet d'accroître la demande intérieure. La main-d'œuvre est également plus abondante, ce qui permet d'avoir les ressources nécessaires pour assurer des taux de croissance plus élevés du PIB. Dans ce contexte, le Québec bénéficie d'une productivité accrue qui le rend plus compétitif et lui permet d'aller chercher les opportunités d'affaires qui se présentent chez ses principaux partenaires commerciaux, également en meilleure santé économique. Les exportations du Québec sont donc fortes et contribuent à leur tour au renforcement de la croissance.

Pour les secteurs Domestique et Agricole et Général et Institutionnel, c'est aux variables démographiques que l'on doit le plus gros de l'écart. Le reste provient des variables économiques et, au secteur Général et Institutionnel, des prix des combustibles.

Pour le secteur Industriel PME, les principales sources d'écart sont les prévisions du PIB manufacturier par secteur.

Pour le secteur Industriel Grandes entreprises, l'écart est en majeure partie dû aux hypothèses retenues sur l'évolution des ventes dans les secteurs de la fonte et affinage, des pâtes et papiers, des mines et de la sidérurgie. Dans ce scénario, l'activité manufacturière forte stimule la croissance.

Pour ce qui est des besoins réguliers du Distributeur, la prévision est de 39 830 MW à la pointe de l'hiver 2013-2014. Comparativement aux besoins normalisés de la pointe de l'hiver 2003-2004, ceci représente une augmentation de 5 380 MW, soit une croissance annuelle moyenne de 538 MW ou 1,5 %. Par rapport au scénario moyen, les besoins du scénario fort sont supérieurs de 2 163 MW à l'horizon 2013-2014.

Scénario faible

Le tableau qui suit présente les principaux intrants utilisés pour l'élaboration du scénario faible de la prévision de la demande d'électricité au Québec.

TABLEAU B.2
Principales variables démographiques, économiques et énergétiques
Scénario faible

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Population totale au Québec (milliers)	7 548	7 598	7 637	7 666	7 687	7 704	7 720	7 735	7 748	7 760	7 770
Âge moyen (années)	39,31	39,60	39,88	40,17	40,48	40,80	41,12	41,44	41,75	42,06	42,36
Nombre de ménages (milliers)	3 179	3 231	3 273	3 307	3 336	3 364	3 391	3 416	3 438	3 459	3 480
Mises en chantier / Formation de ménages (milliers)	58,4	50,9	40,0	30,0	27,0	27,8	26,7	24,8	22,6	20,8	21,0
Croissance du PIB (%)	2,4	2,2	1,0	1,1	1,4	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4
Croissance du PIB manufacturier (%)	2,1	1,3	0,0	0,5	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Croissance du PIB tertiaire (%)	2,2	2,6	1,7	1,6	1,7	2,0	2,0	1,9	1,7	1,7	1,7
Revenu personnel disponible (%)	1,7	1,0	1,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$CAN/mpc)	6,96	8,63	6,86	7,14	6,77	6,45	6,13	6,00	6,02	6,19	6,36
Pétrole brut WTI (\$US/baril)	41,45	56,48	64,18	62,70	57,23	51,85	47,60	45,05	45,30	46,29	47,81

Les ventes prévues au scénario faible sont de 170,9 TWh en 2014, ce qui représente une croissance annuelle moyenne de 0,4 % sur la période

2004-2014. Elles sont inférieures au scénario moyen de 11,5 TWh. Cet écart se répartit de la manière suivante : 57 % au secteur Industriel Grandes entreprises, 19 % au secteur Général et Institutionnel, 18 % au secteur Domestique et Agricole, 5 % au secteur Industriel PME et 2 % au secteur Autres. Il est à noter que les facteurs explicatifs sont sensiblement les mêmes que dans le scénario fort, mais en négatif.

La prévision des besoins réguliers du Distributeur à la pointe de l'hiver 2013-2014 est de 35 640 MW. Comparativement aux besoins normalisés de la pointe de l'hiver 2003-2004, ceci représente une augmentation de 1 190 MW, soit une croissance annuelle moyenne sur l'ensemble de la période de 119 MW ou 0,3%. Par rapport au scénario moyen, la pointe 2013-2014 est inférieure de 2 027 MW.

TABLEAU B.3
Scénarios d'encadrement de prévision de la demande
Ventes en TWh

	2004 ¹	2005 ¹	2006 ²	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Croiss. 2004-14
Scénario moyen	164,5	169,7	171,8	173,9	174,9	176,5	178,4	179,6	181,1	181,5	182,4	17,8
Scénario fort	164,5	169,7	172,5	176,2	178,9	182,0	185,6	188,1	190,9	192,5	194,5	30,0
Scénario faible	164,5	169,7	169,8	168,0	168,8	169,8	170,3	170,7	171,2	170,8	170,9	6,3

¹ Ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques.

² Incluant les ventes publiées de janvier à avril 2006, normalisées pour les conditions climatiques.

TABLEAU B.4
Scénarios d'encadrement de prévision de la demande
Besoins en puissance en MW

	2003- 2004 ¹	2004- 2005 ¹	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	Croiss. 03-13
Scénario moyen	34 450	35 110	35 490	35 929	36 079	36 437	36 809	37 060	37 252	37 463	37 667	3 217
Scénario fort	34 450	35 110	35 490	36 288	36 743	37 373	38 032	38 526	38 956	39 402	39 830	5 380
Scénario faible	34 450	35 110	35 490	35 054	35 129	35 348	35 483	35 565	35 573	35 609	35 640	1 190

¹ Pointe normalisée pour les conditions climatiques et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.