

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 **1. CONTEXTE ET FAITS SAILLANTS**

2 **1.1 Contexte**

3 **1.1.1 Cadre juridique**

4 Selon le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*¹
5 (le Règlement), adopté en vertu du paragraphe 7 de l'article 114 de la Loi sur la
6 Régie de l'énergie (la «Loi»)², le Distributeur doit soumettre à la Régie de
7 l'énergie (la «Régie») un plan d'approvisionnement à tous les trois ans³. Le 1^{er}
8 novembre 2004, le Distributeur a soumis son deuxième plan
9 d'approvisionnement (le «Plan»).

10 Le Distributeur doit également présenter un plan concernant l'avancement du
11 plan d'approvisionnement (l'«*État d'avancement*»), au plus tard le 1^{er} novembre
12 de la première et de la seconde année suivant celle de son dépôt. Le présent
13 *État d'avancement* constitue donc le premier suivi du Plan d'approvisionnement
14 2005-2014.

15 **1.1.2 Caractère évolutif du Plan**

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

23 La prévision des besoins énergétiques et la planification des moyens pour les
24 satisfaire constituent un processus continu. Le Distributeur l'a d'ailleurs bien
25 souligné autant dans ses deux Plans que dans ses précédents *États*
26 *d'avancement*. En prévoyant que l'approbation du plan d'approvisionnement est
27 un exercice triennal⁴, avec un mécanisme de suivi annuel de l'avancement⁵, le
28 législateur reconnaît lui-même le caractère évolutif de celui-ci.

29 Ainsi, d'une part, la prévision de la demande est un exercice continu,
30 régulièrement révisé et raffiné. D'autre part, la mise en oeuvre du Plan demande

¹ Décret 925-2001, 33 G.O. II, 6037

² L.R.Q., c. R-6.01.

³ Article 4.

⁴ Article 4 du Règlement.

⁵ Article 5 du Règlement.

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 son Plan en novembre 2004, afin de réaliser le déploiement de son Plan. Il présente aussi une mise à jour de la prévision de la demande et de la contribution des moyens d'approvisionnement du Distributeur en fonction des résultats des appels d'offres.

1.1.3 Contexte historique

Les événements suivants ont marqué la période écoulée depuis le dépôt, en novembre 2004, du Plan d'approvisionnement 2005-2014.

Le 17 novembre 2004 La Régie accorde au Distributeur la dispense de recourir à la procédure d'appel d'offres pour des contrats d'approvisionnement de court terme, pour une période s'étendant jusqu'au 1^{er} mai 2007 (D-2004-245).

Le 14 avril 2005 La Régie approuve, à la demande du Distributeur, une procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les contrats d'approvisionnement en électricité d'un an et moins (D-2005-60).

Le 15 avril 2005 Le Distributeur dépose pour approbation par la Régie, une entente globale cadre conclue avec Hydro-Québec Production (R-3568-2005).

Le 30 mai 2005 La Régie transmet au ministre des Ressources naturelles et de la Faune son avis portant sur la distribution d'électricité aux grands consommateurs industriels (A-2005-01).

Le 8 juin 2005 Le Distributeur attribue des contrats de court terme ayant pour objet l'achat d'énergie et de puissance afin de répondre aux besoins en électricité (pour la période d'octobre 2005 à décembre 2006) de la clientèle québécoise. Les contrats totalisent 2,63 TWh et visent des quantités mensuelles qui varient de 100 MW à 600 MW (A/O 2005-01).

Le 20 juin 2005 Dans le cadre de son appel d'offres A/O 2004-02 lancé en octobre 2004 pour de l'électricité produite par cogénération, le Distributeur retient la soumission de Tembec pour l'achat de 8,1 MW d'électricité produite à partir de biomasse forestière.

Le 5 juillet 2005

Le Distributeur dépose pour approbation par la Régie, une entente conclue avec Hydro-Québec Production, pour l'intégration des 990 MW d'énergie éolienne découlant des contrats que la Régie approuvera le 22 juillet 2005 (R-3573-2005).

Le 22 juillet 2005

La Régie approuve les huit contrats d'énergie éolienne, totalisant 990 MW, attribués suite à l'appel d'offres A/O 2003-02, lancé le 12 mai 2003 (D-2005-129).

Le 13 septembre 2005

Le Distributeur attribue des contrats de court terme pour l'achat d'énergie et de puissance afin de répondre aux besoins en électricité (pour la période d'octobre 2005 à mars 2006) de la clientèle québécoise. Les contrats totalisent 652 GWh et visent des quantités mensuelles qui varient de 100 MW à 800 MW (A/O 2005-02).

Le 5 octobre 2005

La Régie de l'énergie rend sa décision concernant le dossier du Plan d'approvisionnement 2005-2014 (D-2005-178).

1.2 Faits saillants

1.2.1 Prévision de la demande

Lors de l'hiver 2004-2005, la pointe des besoins réguliers du Distributeur, excluant les réseaux autonomes, a atteint 34 558 MW. Cette pointe, une fois normalisée (c'est-à-dire en excluant les effets des conditions climatiques), est estimée à 35 110 MW, soit 926 MW de plus que ce qui avait été prévu dans le *Plan d'approvisionnement 2005-2014*. De même, en 2004, les besoins en énergie, une fois normalisés, ont été supérieurs de 0,4 TWh à ceux prévus dans le *Plan d'approvisionnement 2005-2014*, pour s'établir à 177,0 TWh. Selon les prévisions du Distributeur, le volume de consommation patrimoniale sera atteint en 2005.

Par rapport à la demande prévue dans le Plan d'approvisionnement 2005-2014, la prévision des ventes a été revue légèrement à la baisse. Elle intègre notamment le nouvel objectif de 4,1 TWh du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ), soit 1 TWh de plus que l'objectif retenu dans le Plan. Le contexte énergétique actuel, marqué par l'envolée du prix des combustibles (gaz naturel et mazout), demeure un élément de risque qui préoccupe le Distributeur. Le maintien du prix des combustibles à des niveaux élevés risque de se traduire par un niveau de transfert plus faible que prévu de la clientèle au tarif BT vers les

1 autres sources d'énergie. Il risque également d'entraîner des conversions vers
2 l'électricité plus fortes et plus rapides que prévues.

3 Le Distributeur portera une attention particulière à ce risque et ajustera sa
4 planification en conséquence. Par ailleurs, les scénarios d'encadrement,
5 présentés en annexe, considèrent des variations forte et faible des paramètres
6 économiques, démographiques et énergétiques qui, donc, intègrent de tels
7 éléments de risque.

8 À l'horizon 2014, la prévision des ventes régulières au Québec est inférieure de
9 1,0 TWh à celle utilisée dans le *Plan d'approvisionnement 2005-2014*. Elle passe
10 de 184,8 TWh à 183,8 TWh. Cette diminution s'explique principalement par une
11 contribution accrue des économies d'énergie du PGEÉ. La croissance prévue
12 des ventes de 2004 à 2014 s'élève maintenant à 19,3 TWh.

13 En tenant compte des pertes de transport et de distribution, les besoins en
14 énergie en 2014 seront de 197,6 TWh.

15 Pour leur part, les besoins en puissance passeront de 35 110 MW pour l'hiver
16 2004-2005 à 37 633 MW pour l'hiver 2013-2014. Par rapport à la prévision
17 présentée dans le *Plan d'approvisionnement 2005-2014*, les besoins à l'horizon
18 2013-2014 ont augmenté d'environ 270 MW.

19 L'augmentation des besoins en puissance s'explique principalement par la
20 croissance accrue des ventes aux secteurs Général et Institutionnel et
21 Domestique et Agricole. Les principaux facteurs qui expliquent la hausse des
22 ventes de ces secteurs sont une amélioration de la position concurrentielle de
23 l'électricité et le dynamisme de l'ensemble du marché de l'habitation. De plus, un
24 ajustement au profil de charge aux secteurs autres que l'Industriel Grandes
25 entreprises entraîne une augmentation des besoins en puissance. D'autre part,
26 d'autres facteurs, telles l'appréciation du dollar canadien et l'augmentation des
27 objectifs d'économies d'énergie du PGEÉ, amènent une révision à la baisse des
28 besoins en puissance du secteur industriel.

29 En tenant compte de la réserve requise pour respecter le critère de fiabilité, les
30 besoins en puissance du Distributeur seront de 41 434 MW en 2014, soit
31 295 MW de plus que ceux prévus dans le *Plan d'approvisionnement 2005-2014*.

32 **1.2.2 Approvisionnements existants**

33 Depuis le dépôt du Plan d'approvisionnement 2005-2014, le Distributeur a signé
34 neuf (9) contrats d'approvisionnement de long terme et plus d'une cinquantaine
35 de contrats de court terme, tous réalisés dans le cadre d'appels d'offres. Sur les
36 neuf contrats de long terme, huit (8) découlent de l'appel d'offres portant sur le
37 premier bloc d'énergie éolienne, et le neuvième provient de l'appel d'offres
38 portant sur l'électricité produite par cogénération.

1 En 2005, le Distributeur a procédé à deux appels d'offres de court terme afin de
2 répondre aux besoins en électricité d'octobre 2005 à décembre 2006. Tous les
3 contrats de court terme accordés dans le cadre de ces deux appels d'offres ont
4 une durée de moins d'un an.

5 En complément aux contrats d'énergie éolienne signés en février 2005, le
6 Distributeur a conclu une entente d'intégration éolienne avec Hydro-Québec
7 Production en juin 2005. Cette entente vise d'une part, à permettre au
8 Distributeur de pouvoir compter sur des livraisons d'énergie uniformes par
9 l'entremise du service d'équilibrage et d'autre part, à assurer la contribution en
10 puissance de cette filière dans le bilan en puissance du Distributeur.

11 En février 2005, le Distributeur a signé une entente globale cadre, avec Hydro-
12 Québec Production, pour couvrir les besoins qu'il ne peut satisfaire par appel
13 d'offres, par des achats dans le cadre de la dispense de procéder par appel
14 d'offres ou par tout autre moyen à sa disposition. L'entente a été déposée à la
15 Régie le 15 avril 2005 pour approbation.

16 **1.2.3 Fiabilité de l'approvisionnement**

17 Dans le cadre du suivi de la décision D-2002-169 de la Régie de l'énergie, le
18 Distributeur a déposé à la Régie, en novembre 2004 et en mai 2005, l'attestation
19 de fiabilité énergétique du parc de production applicable au volume d'électricité
20 patrimoniale et les informations démontrant le respect du critère de fiabilité en
21 énergie pour l'électricité patrimoniale.

22 Toujours dans le cadre du suivi de la décision D-2002-169, Hydro-Québec
23 Production, de concert avec le Distributeur, a déposé en novembre 2004 la
24 démonstration de la fiabilité en puissance de l'électricité patrimoniale.

25 Suite à la récente décision D-2005-178 de la Régie de l'énergie sur le Plan
26 d'approvisionnement, le Distributeur de concert avec Hydro-Québec Production,
27 déposera en suivi administratif à la Régie et rendra publique « ...*en novembre,*
28 *en mai et en août de chaque année la démonstration que le critère de fiabilité en*
29 *énergie de 2 % est respecté.* »⁶ Le Distributeur déposera un suivi à la Régie de
30 l'énergie, « ...*en novembre de chaque année, la démonstration que le critère de*
31 *fiabilité en puissance correspondant à une probabilité de 2,4 heures par année*
32 *sera respecté pour la prochaine pointe d'hiver.* »⁷

⁶ D-2005-178, page 16.

⁷ D-2005-178, page 17.

1 **1.2.4 Mise en œuvre du Plan d’approvisionnement 2005-2014**

2 Au cours des prochaines semaines, le Distributeur procédera au lancement du
3 second appel d’offres portant sur l’énergie éolienne. Cet appel d’offres portera
4 sur l’acquisition d’énergie éolienne à partir d’une capacité visée de 2 000 MW et
5 sera ouvert à toutes les régions du Québec.

6 Le Distributeur ne prévoit pas lancer d’autres appels d’offres de long terme visant
7 à combler des besoins fermes en énergie et en puissance, avant le dépôt de son
8 prochain Plan d’approvisionnement.

9 Le Distributeur demeurera actif sur les marchés en vue de combler ses besoins
10 de court terme, et ce, majoritairement par des appels d’offres. D’ici la fin de
11 l’année 2005, le Distributeur procédera à des achats de court terme afin de
12 comblent des besoins de l’hiver 2005-2006. En 2006, le Distributeur prévoit
13 procéder à au moins deux appels d’offres de court terme qui viseront à combler
14 des besoins pour la période d’avril à décembre 2006.

2. PRÉVISION DE LA DEMANDE

Prévision de la demande

Le présent État d'avancement est basé sur la révision d'août 2005 de la prévision de la demande d'électricité. Cette prévision inclut les besoins des réseaux de distribution municipaux.⁸

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 183,8 TWh. Cela représente une augmentation de 19,3 TWh sur la période 2004-2014 ou un taux annuel moyen de croissance de 1,1 % ou environ 2 TWh 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 %.

Le contexte énergétique actuel, marqué par l'envolée du prix des combustibles (gaz naturel et mazout), demeure un élément de risque qui préoccupe le Distributeur. Le maintien du prix des combustibles à des niveaux élevés risque de se traduire par un niveau de transfert plus faible que prévu de la clientèle au tarif BT vers les autres sources d'énergie. Il risque également d'entraîner des conversions vers l'électricité plus fortes et plus rapides que prévues.

Dans sa planification, le Distributeur produit des scénarios d'encadrement, fort et faible, qui permettent d'apprécier, par secteur et par usage, l'impact sur les besoins de la clientèle québécoise de variations provenant des paramètres économiques, démographiques et énergétiques. À cet égard, le Distributeur portera une attention particulière à l'évolution du contexte énergétique et aux impacts sur ses besoins, et ajustera sa planification en conséquence.

⁸ Les besoins de la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste-de-Rouville sont aussi intégrés dans le Plan d'approvisionnement.

1 C'est au secteur industriel (PME et Grandes entreprises) que l'on doit l'essentiel
2 de la croissance prévue (62 %) ; les secteurs Domestique et Agricole ainsi que
3 Général et Institutionnel y contribuant respectivement pour 24 % et 13 %.

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

6 **a) Domestique et Agricole**

7 Au secteur Domestique et Agricole, qui représente 35 % des ventes au Québec
8 en 2004, la croissance prévue sur la période 2004-2014 est de 4,6 TWh. Cela
9 correspond à un taux de croissance annuel moyen de 0,8 %, soit un taux
10 inférieur à celui de l'ensemble des ventes au Québec. À court terme, la
11 croissance dans ce secteur est principalement soutenue par le dynamisme de la
12 construction résidentielle. À moyen et long terme, la croissance provient
13 essentiellement de la formation de ménages et, dans une moindre mesure, de la
14 hausse du revenu personnel disponible.

15 **b) Général et Institutionnel**

16 Au secteur Général et Institutionnel (20 % des ventes au Québec), la croissance
17 prévue sur la période 2004-2014 est de 2,4 TWh, ce qui équivaut à un taux de
18 croissance annuel moyen de 0,7 %. Suite à la décision D-2004-170 de la Régie,
19 la prévision du Distributeur tient compte de l'abrogation totale du tarif BT le 1er
20 avril 2006 et suppose une rétention de seulement 35 % des ventes à ce tarif.
21 Cette hypothèse explique la stagnation des ventes au secteur Général et
22 Institutionnel de 2005 à 2007, la perte des ventes à ce tarif minant la croissance
23 attribuable aux autres tarifs de ce secteur. À plus long terme, la croissance des
24 ventes s'explique essentiellement par l'accroissement de la population (et des
25 besoins en services qui en découlent), du PIB tertiaire et du revenu personnel
26 disponible. À ces facteurs, s'ajoutent les prix des autres formes d'énergie qui
27 influencent favorablement la position concurrentielle de l'électricité.

28 **c) Industriel PME**

29 Au secteur Industriel petites et moyennes entreprises (6 % des ventes au
30 Québec), la croissance prévue des ventes d'électricité sur la période 2004-2014
31 s'établit à 0,8 TWh. Cela correspond à un rythme de croissance annuel moyen
32 de 0,7 %. Cette croissance des ventes s'explique principalement par
33 l'accroissement du PIB manufacturier et par l'implantation d'électrotechnologies.

34 **d) Industriel Grandes entreprises**

35 Au secteur Industriel Grandes entreprises (36 % des ventes au Québec), la
36 croissance prévue des ventes s'élève à 11,1 TWh sur la période 2004-2014, ce

qui équivaut à un taux de croissance annuel moyen de 1,7 %. Cette croissance est en grande partie attribuable à la reprise des activités chez A.B.I., touchée par une grève en 2004, et à l'expansion de l'aluminerie Alouette à Sept-Îles (phase 2) dont la mise en service s'est amorcée à l'hiver 2005. À elle seule, cette expansion compte pour quelque 4,3 TWh de la croissance prévue. Sans cette expansion et l'impact de la grève chez A.B.I., le taux de croissance annuel moyen des ventes au secteur Industriel Grandes entreprises serait de 0,8 %.

e) Autres

Le secteur Autres regroupe les réseaux de distribution municipaux, l'éclairage des voies publiques, l'éclairage sentinelle et le transport public. Les réseaux municipaux comptent pour 4,1 TWh ou 83 % du total du secteur Autres en 2004. Au secteur Autres (3 % des ventes au Québec), la croissance prévue des ventes s'élève à 0,4 TWh entre 2004 et 2014 ou 0,8 % par an en moyenne. Plus 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 ^{2,3}	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Croiss. 2004-14
Domestique et Agricole	57,0	58,0	58,6	59,2	59,8	59,9	60,1	60,4	61,0	61,2	61,6	4,6
Général et Institutionnel	32,8	33,4	33,4	33,5	33,8	33,8	34,0	34,2	34,7	34,9	35,3	2,4
Industriel PME	10,6	10,4	10,5	10,6	10,7	10,7	10,8	11,0	11,1	11,2	11,4	0,8
Industriel Grandes entreprises	59,1	64,0	66,0	66,3	67,3	68,5	69,1	69,3	69,8	69,9	70,2	11,1
Autres	5,0	5,1	5,1	5,2	5,3	5,3	5,3	5,3	5,4	5,4	5,4	0,4
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	164,5	170,9	173,6	174,8	176,9	178,2	179,4	180,2	182,0	182,6	183,8	19,3

¹ Ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques.

² Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2005, normalisées pour les conditions climatiques.

³ Excluant la partie de l'ajustement comptable anticipé de novembre 2005 qui se rapporte aux six derniers mois de 2004.

2.1.2 Prévision des ventes à la bi-énergie CII (tarif BT)

Suite à la décision D-2004-170 de la Régie, la prévision du Distributeur tient compte de l'abrogation totale du tarif BT le 1er avril 2006 et suppose une rétention de seulement 35 % des ventes attribuables à ce tarif.

Le tableau 2.2, qui suit, donne la prévision des ventes à la bi-énergie CII ainsi que les transferts de ventes prévus vers les tarifs réguliers et le tarif de transition pour les serres.

TABLEAU 2.2

**Prévision des ventes à la bi-énergie CII
Scénario moyen (GWh)**

	2004 ¹	2005 ^{2,3}	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Croiss. 2004-14
Ventes au tarif BT	1 648	1 224	487	0	0	0	0	0	0	0	0	-1 648
Transferts des ventes au tarif BT vers les tarifs D, DT G, M, L et vers le tarif de transition (serres)	8	200	427	637	628	618	609	600	591	582	573	565

¹ Ventes publiées.

² Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2005.

³ Excluant la partie de l'ajustement comptable anticipé de novembre 2005 qui se rapporte aux six derniers mois de 2004.

2.1.3 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 requis. Par définition, il s'agit des besoins des clients desservis par le réseau de TransÉnergie⁹, 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 soustrayant de ces ventes celles faites dans les réseaux autonomes et en y additionnant l'usage interne, soit la consommation d'électricité par Hydro-Québec dans ses bâtiments et ses chantiers.

Les besoins en énergie décrits dans cet État d'avancement du Plan n'incluent aucune consommation marginale associée à la tarification en temps réel (MR et LR) ; il n'y a pas de prévision de long terme de ces ventes, étant donné leur volatilité. Les besoins en énergie visés par le Plan sont présentés au tableau 2.3.

⁹ Une exception : les besoins visés par le Plan comprennent ceux (de 7 à 10 GWh par an) de la municipalité de Rapides-des-Joachims, laquelle n'est pas rattachée au réseau d'Hydro-Québec. Pour des raisons pratiques et historiques, cette charge a toujours été alimentée par de la production située en Ontario. Les coûts de cette alimentation sont assumés par le Distributeur.

TABLEAU 2.3
**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	170,9	173,6	174,8	176,9	178,2	179,4	180,2	182,0	182,6	183,8	19,3
- Ventes dans les réseaux autonomes	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,0
+ Usage interne	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	-0,1
= Consommation visée par le Plan	164,7	171,1	173,9	175,0	177,0	178,3	179,5	180,3	182,0	182,6	183,8	19,1
+ Pertes de distribution et de transport	12,3	12,9	13,0	13,1	13,3	13,4	13,5	13,5	13,7	13,7	13,8	1,5
= Besoins visés par le Plan	177,0	184,0	186,9	188,1	190,3	191,7	192,9	193,8	195,7	196,3	197,6	20,6
Impact des conditions climatiques	0,8	-0,2										
Valeurs réelles												
Besoins visés par le Plan	177,8	183,7										

2.1.4 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 37 633 MW pour la pointe de l'hiver 2013-2014, soit un accroissement d'un peu plus de 3 180 MW représentant une croissance annuelle moyenne de 0,9 % ou un peu moins 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 2.4.

a) Chauffage des locaux

Le chauffage des locaux au secteur Domestique et Agricole représente 26 % des besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2003-2004 et montre une hausse de 660 MW entre les hivers 2003-2004 et 2013-2014. Cela correspond à un taux de croissance annuel moyen de 0,7 %.

Le chauffage des locaux au secteur Général et Institutionnel (excluant la consommation au tarif BT) compte pour 9 % des besoins. La croissance prévue est d'un peu moins de 130 MW, soit un taux de croissance annuel moyen de 0,4 %. 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 0,6 % par année, la contribution du chauffage des
3 locaux à la croissance totale des besoins se chiffre à 25 %.

4 **b) Bi-énergie CII**

5 La demande provenant de la bi-énergie CII (Commerciale, Institutionnelle et
6 Industrielle), assujettie au tarif BT, représente 1 % des besoins en puissance à
7 la pointe de l'hiver 2003-2004. Cette demande disparaîtra complètement d'ici
8 l'hiver 2006-2007 suite à la décision de la Régie de l'énergie d'accueillir la
9 demande d'abrogation totale de ce tarif le 1er avril 2006. Il est prévu qu'une
10 partie seulement des clients transféreront leur consommation de chauffe
11 électrique au tarif BT vers les tarifs réguliers (35 %).

12 **c) Chauffage de l'eau au secteur Domestique et Agricole**

13 Le chauffage de l'eau au secteur Domestique et Agricole compte pour 5 % des
14 besoins à la pointe de l'hiver 2003-2004. Avec une progression de 180 MW sur
15 la période ou un taux de croissance moyen de 1,1% par année, cet usage
16 explique 6 % de la hausse totale des besoins.

17 **d) Industriel Petites et moyennes entreprises (PME)**

18 Le secteur Industriel PME représente 5 % des besoins à la pointe de l'hiver
19 2003-2004. Il enregistre une augmentation d'environ 180 MW entre les hivers
20 2003-2004 et 2013-2014, soit un rythme annuel moyen d'expansion de 1,0 %.
21 La participation de cet usage à la croissance totale se situe à 6 %.

22 **e) Industriel Grandes entreprises**

23 Le secteur Industriel Grandes entreprises représente 22 % des besoins à la
24 pointe de l'hiver 2003-2004 et soutient de façon très importante la progression
25 des besoins avec une part de 34 %. La hausse prévue entre 2003-2004 et 2013-
26 2014 s'élève à 1 090 MW, soit 1,4 % en moyenne par année. Ce taux de
27 croissance est nettement plus élevé que celui des besoins totaux. L'expansion
28 d'Alouette constitue un élément important de la croissance de cette période.

29 **f) Autres usages**

30 Cet ensemble d'usages englobe les électroménagers et l'éclairage du secteur
31 Domestique et Agricole, l'eau chaude et les usages traditionnels du secteur
32 Général et Institutionnel, l'éclairage des voies publiques, le transport public, les
33 réseaux de distribution municipaux, l'usage interne, la consommation des
34 chantiers hydro-électriques et la consommation des centrales d'Hydro-Québec
35 Production. La part de ces besoins résiduels se chiffre à 31 % des besoins à la

pointe de l'hiver 2003-2004. Avec une augmentation d'un peu plus de 1 420 MW sur la période, cette composante montre un rythme de croissance annuelle de 1,2 %, un rythme supérieur à celui des besoins totaux. La progression de cet ensemble d'usages est à l'origine de 45 % de la hausse totale des besoins réguliers du Distributeur.

TABLEAU 2.4

**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 climatiques¹												
Chauffage domestique et agricole	9 125	9 280	9 424	9 517	9 583	9 634	9 685	9 704	9 733	9 761	9 785	660
Chauffage général et institutionnel	3 247	3 336	3 424	3 506	3 510	3 481	3 455	3 409	3 397	3 387	3 375	128
Bi-énergie CII (tarif BT)	475	414	353	0	0	0	0	0	0	0	0	-475
Eau chaude domestique et agricole	1 628	1 665	1 700	1 720	1 735	1 746	1 755	1 762	1 779	1 795	1 810	182
Industriel PME	1 608	1 610	1 638	1 659	1 671	1 686	1 702	1 721	1 742	1 763	1 785	177
Industriel Grandes entreprises	7 519	7 294	8 095	8 124	8 224	8 393	8 470	8 500	8 531	8 573	8 609	1 090
Autres usages	10 848	11 511	11 302	11 471	11 599	11 697	11 806	11 901	12 020	12 145	12 269	1 421
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR (Besoins visés par le Plan)	34 450	35 110	35 936	35 997	36 322	36 637	36 873	36 997	37 202	37 424	37 633	3 183
Impacts des conditions climatiques¹	1 316	-552										
Valeurs réelles												
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	35 766	34 558										

¹ Et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

Comparaison par rapport au Plan d'approvisionnement 2005-2014

Par rapport au Plan d'approvisionnement 2005-2014, la prévision des pointes d'hiver est revue à la hausse. Les besoins de la pointe 2013-2014 sont revus à la hausse d'environ 270 MW. Pour l'hiver 2005-2006, cet écart est d'environ 520 MW.

Cette révision à la hausse s'explique notamment par la croissance additionnelle de la demande d'électricité pour les différents usages au secteur Général et Institutionnel résultant des changements aux paramètres démographiques et à la position concurrentielle de l'électricité. Elle s'explique aussi par une hausse des ventes au secteur Domestique et Agricole attribuable au dynamisme de l'ensemble du marché de l'habitation. Toutefois, les écarts positifs de demande dans ces deux secteurs sont partiellement compensés par une révision à la baisse des ventes aux réseaux municipaux (secteur Autres).

1 Par ailleurs, une réévaluation à la hausse à l'année de départ de la prévision de
2 la part de janvier dans l'énergie annuelle pour l'ensemble des besoins autres que
3 l'Industriel Grandes entreprises entraîne une augmentation d'une centaine de
4 mégawatts des besoins en puissance sur tout l'horizon de la prévision (catégorie
5 Autres usages). Cet effet combiné à la révision des ventes des secteurs
6 Domestique et Agricole, Général et Institutionnel et Autres contribue à une
7 hausse des besoins en puissance à l'hiver 2013-2014 d'environ 490 MW par
8 rapport au Plan d'approvisionnement 2005-2014. Pour 2005-2006, l'impact
9 combiné entraîne une hausse des besoins en puissance de l'ordre de 450 MW.

10 En contrepartie, la baisse des ventes au secteur Industriel PME qui est
11 attribuable à la valeur élevée du dollar canadien et à l'abolition des barrières
12 douanières au secteur du textile entraîne une réduction des besoins en
13 puissance à l'hiver 2013-2014 d'environ 90 MW par rapport au Plan
14 d'approvisionnement 2005-2014. Pour 2005-2006, cette réduction des besoins
15 est d'environ 75 MW.

16 De plus, la révision à la baisse des ventes au secteur Industriel Grandes
17 entreprises, notamment sous l'effet de l'augmentation des objectifs d'économies
18 d'énergie du PGEÉ, se traduit par une baisse de besoins en puissance qui atteint
19 130 MW à l'hiver 2013-14. Par contre, pour l'hiver 2005-2006, les besoins en
20 puissance pour ce secteur sont revus à la hausse de 49 MW.

21 Enfin, en ce qui concerne aussi la pointe de l'hiver 2005-2006, le départ moins
22 rapide qu'anticipé d'une partie de la clientèle au tarif BT en raison des prix élevés
23 des combustibles entraîne une hausse de 95 MW des besoins pour la bi-énergie
24 CII par rapport au Plan d'approvisionnement 2005-2014.

25 **2.1.5 Efficacité énergétique**

26 **Économies d'énergie**

27 La prévision de la demande présentée à la section 2.1.1 prend en compte
28 l'impact des économies d'énergie sur les ventes et les besoins en puissance. On
29 distingue trois catégories d'économies d'énergie :

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

33 Le tableau 2.5 présente les économies d'énergie prises en compte dans la
34 prévision des ventes, et le tableau 2.6 présente leur impact sur les besoins en
35 puissance à la pointe d'hiver.

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

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 de la démolition, reconstruction ou de rénovations
7 majeures). C'est ce qu'on appelle les économies d'énergie tendanciennes.

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 2.5 ci-dessous.

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

14 Le Distributeur a soumis à la Régie une proposition de PGEÉ 2005-2010
15 (R-3552-2004) ayant pour cible 3,0 TWh implantés en 2010 (2,7 TWh
16 mensualisés) qui a été acceptée par la Régie en mai 2005 (D-2005-79).

17 Cette année, le Distributeur a révisé à la hausse les objectifs d'économies
18 d'énergie de son PGEÉ (R-3584-2005). Le dossier soumis à la Régie fournit des
19 informations sur les bonifications des programmes existants et les nouveaux
20 programmes et activités proposés.

21 Les économies d'énergie constituent un intrant significatif à la prévision de la
22 demande d'électricité. Dans l'État d'avancement du Plan d'approvisionnement,
23 la prévision de la demande incorpore des économies d'énergie correspondant
24 au nouvel objectif de 4,1 TWh implantés du PGEÉ 2005-2010 proposé.

1

TABLEAU 2.5**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 tendanciellles	0,0	0,7	1,4	2,0	2,6	3,3	3,9	4,5	5,1	5,7	6,3
Domestique et Agricole	0,0	0,3	0,6	0,9	1,2	1,4	1,7	1,9	2,1	2,3	2,5
Général et Institutionnel	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6
Industriel (PME)	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5
Industriel (GE)	0,0	0,3	0,6	0,8	1,1	1,4	1,7	1,9	2,2	2,5	2,7
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	0,9	1,4	2,0	2,7	3,7	4,1	4,1	4,1	4,1
Domestique et Agricole	0,1	0,3	0,6	0,8	1,1	1,3	1,6	1,8	1,8	1,8	1,8
Général et Institutionnel	0,0	0,0	0,1	0,3	0,4	0,6	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0
Industriel	0,0	0,1	0,2	0,3	0,5	0,7	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3
Total	2,5	3,5	4,5	5,6	6,8	8,1	9,6	10,7	11,2	11,8	12,3

3

4

TABLEAU 2.6**5 Économies d'énergie prises en compte dans la prévision de puissance à la**
6 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
Économies d'énergie tendanciellles	0	60	170	280	380	490	580	680	780	860	940
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	130	220	310	420	570	730	730	730	730
Total	390	480	660	850	1050	1260	1490	1740	1830	1900	1970

7

2.1.6 Moyens de gestion de la consommation

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. Par ailleurs, 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'électricité interruptible qui est programmée lorsque, par exemple, le Distributeur veut réduire la pointe prévue. Ce moyen de gestion de la consommation, disponible sur appel, est abordé à la section 3.3.3. Il est actuellement le seul moyen de cette catégorie à être utilisé. 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 2.7 montre l'effacement à la pointe qui en résulte.

TABLEAU 2.7

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	780	790	790	790	800	800	800

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 2.1.3 de ce document. Le tableau 3.1 présente les besoins visés par le Plan.

Tableau 3.1

Besoins en énergie (TWh)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Besoins visés par le Plan	183,7	186,9	188,1	190,3	191,7	192,9	193,8	195,7	196,3	197,6

3.2 Besoins en puissance

Les besoins en puissance correspondent à la puissance installée requise pour satisfaire la charge, en respectant le critère de fiabilité en puissance. Ce critère de fiabilité correspond à une probabilité de perte de charge n'excédant pas une fois par dix (10) ans¹⁰, ce qui équivaut à une espérance de délestage de 2,4 heures par année. Ce critère est conforme aux exigences du Northeast Power Coordinating Council (NPCC), un organisme qui chapeaute la fiabilité des réseaux électriques du Nord-Est américain.

La réserve requise associée à l'électricité patrimoniale est fournie par Hydro-Québec Production. La réserve requise associée aux besoins du Distributeur en excédent du volume de consommation patrimoniale, doit être acquise par ce dernier. Cette réserve est requise pour palier aux indisponibilités des approvisionnements et des aléas de la demande.

Pour la mise à jour de la planification des ressources requises pour la pointe 2005-2006, le Distributeur maintient les taux de réserve requise en puissance

¹⁰ Le critère tel qu'émis par le NPCC, est formulé comme suit :

Ressource Adequacy – Design Criteria

Each Area's resources will be planned in such a manner that, after due allowance for scheduled outages and deratings, forced outages and deratings, assistance over interconnections with neighboring Areas and regions, and capacity and/or load relief from available operating procedures, the probability of disconnecting non-interruptible customers due to resource deficiencies, on the average, will be no more than once in ten years.

Tiré du document : «Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems».

retenus dans son Plan. Les taux de réserve ont été ajustés en fonction de l'horizon de planification. Selon le type de ressources retenues, une réserve spécifique peut s'ajouter. Lors de son prochain État d'avancement, le Distributeur révisera, s'il y a lieu, les taux de réserve requise en puissance en fonction des résultats de la prochaine Revue Triennale qui sera déposée au NPCC en décembre 2005. Le tableau 3.2 présente les taux de réserve requise jusqu'à l'horizon 2008-2009. Au-delà de cet horizon, le Distributeur maintient la même hypothèse que celle retenue dans son Plan.

Tableau 3.2

Taux de réserve requise en puissance (%)

	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009
Taux de réserve requise	8,8%	9,2%	9,5%	10,1%

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.

Tableau 3.3

Puissance requise (MW)

	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014
Besoins visés par le Plan	35 936	35 997	36 322	36 637	36 873	36 997	37 202	37 424	37 633
<i>Incluant Bi-énergie CII</i>	353	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Réserve requise pour respecter le critère de fiabilité	3 162	3 312	3 451	3 700	3 724	3 737	3 757	3 780	3 801
<i>Taux de réserve requise</i>	8,8%	9,2%	9,5%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%
= Puissance requise	39 098	39 309	39 773	40 337	40 597	40 734	40 959	41 204	41 434

3.3 Approvisionnements existants ou en cours d'acquisition

3.3.1 L'électricité patrimoniale

La *Loi sur Hydro-Québec* stipule qu'Hydro-Québec doit assurer l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale. En vertu de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, le volume de consommation patrimoniale exclut les volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours, ceux alloués aux réseaux autonomes et les volumes approvisionnés à partir de blocs d'énergie déterminés par règlement du

gouvernement. Les caractéristiques de l'électricité patrimoniale sont fixées par décret du gouvernement.

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

La *Loi sur Hydro-Québec* et le *Décret 1277-2001*¹¹ précisent que l'approvisionnement en électricité patrimoniale doit inclure tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité. Ainsi, Hydro-Québec Production garantit l'accès à une puissance installée suffisante pour couvrir les livraisons définies par le profil associé à l'électricité patrimoniale, ainsi que les aléas de production et les aléas climatiques en puissance associés à l'électricité patrimoniale.

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

Pour faire suite à la décision (D-2005-178) de la Régie de l'énergie à l'égard du volume d'électricité patrimoniale consommé¹², le Distributeur fournit les informations suivantes :

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

(1) Normalisé pour les conditions climatiques.

¹¹ Décret concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale.

¹² Page 18 de la décision.

1 **3.3.2 Contrats signés dans le cadre d'appels d'offres**

2 **3.3.2.1 Approvisionnements de long terme**

3 Depuis le Plan d'approvisionnement 2002-2011, le Distributeur a signé 14
4 contrats d'approvisionnement de long terme pour une capacité installée de plus
5 de 2 100 MW. Tous ces contrats ont été attribués suite à des appels d'offres. La
6 liste complète de ces contrats est présentée ci-dessous.

7 • **A/O 2002-01 – Appel d'offres ouvert à toutes les sources de production**

- 8 o Livraisons en base, à compter de mars 2007, de 350 MW avec Hydro-
9 Québec Production ;
- 10 o Livraisons en base, à compter de septembre 2006, de 507 MW¹³ avec
11 TransCanada Energy ;
- 12 o Livraisons cyclables, à compter de mars 2007, de 250 MW avec Hydro-
13 Québec Production.

14 • **A/O 2003-01 – Bloc d'énergie biomasse**

- 15 o Livraisons en base, à compter de juillet 2006, de 17 MW avec Bowater ;
- 16 o Livraisons en base, à compter de septembre 2007, de 16 MW avec
17 Kruger.

18 Les deux contrats prévoient des livraisons mensuelles additionnelles pour
19 des quantités variant de 3 à 3,4 MW selon les mois et les contrats.

20 • **A/O 2003-02 – Bloc d'énergie éolienne**

- 21 o Six (6) contrats, s'échelonnant de décembre 2006 à décembre 2012, pour
22 la livraison à terme de 739,5 MW avec le groupe Cartier Wind Energy ;
- 23 o Deux (2) contrats, s'échelonnant de décembre 2007 à décembre 2010,
24 pour la livraison à terme de 250,5 MW avec le groupe Northland Power
25 Income Fund / Northland Power Inc.

26 • **A/O 2004-02 – Bloc d'énergie cogénération**

- 27 o Livraisons en base, débutant en décembre 2008, de 8,1 MW avec
28 Tembec Inc.

29 Ce contrat a été conclu dans le cadre d'un appel d'offres lancé à la suite
30 de la publication par le gouvernement du Québec du *Règlement sur*
31 *l'énergie produite par cogénération* (Décret 1319-2003 du 10 décembre

¹³ Une option prévue au contrat de Trans-Canada Energy permet au Distributeur de faire appel à une puissance additionnelle de 40 MW en hiver.

1 2003). Dans le cadre de cet appel d'offres le Distributeur recherchait des
2 contrats pour une quantité de 350 MW de puissance contractuelle. Après
3 analyse des offres reçues, il est apparu que les formules de prix
4 proposées pour la majorité des soumissions comportaient une importante
5 composante indexée au prix des combustibles fossiles. Dans un contexte
6 de forte volatilité du prix de ces combustibles, le Distributeur a jugé que
7 les prix offerts étaient non concurrentiels et il a réduit les quantités
8 recherchées de façon à retenir la seule soumission dont le prix ne
9 présentait pas une telle indexation.

10 **3.3.3 L'option d'électricité interruptible**

11 L'option d'électricité interruptible offerte aux clients de grande puissance,
12 admissibles au tarif L, est en vigueur jusqu'au 30 novembre 2006¹⁴. Cette option
13 a été approuvée par la Régie le 3 décembre 2003 par sa décision D-2003-224
14 qui en décrit les modalités.

15 Mise en place dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2002-2011, cette
16 option accroît la flexibilité de gestion des approvisionnements du Distributeur. En
17 2004, 21 clients ont adhéré à cette option pour une quantité de puissance
18 effective totalisant environ 720 MW.

19 Dans sa planification des moyens pour la gestion de la pointe 2005-2006, le
20 Distributeur retient un niveau d'électricité interruptible équivalent à celui de
21 l'année précédente.

22 **3.3.4 L'entente d'intégration éolienne**

23 Suite à la signature des contrats découlant de l'appel d'offres relatif au bloc
24 d'énergie éolienne, le Distributeur a conclu avec Hydro-Québec Production, une
25 entente d'intégration éolienne comportant deux volets : un service d'équilibrage
26 en vertu duquel Hydro-Québec Production absorbe, par la modulation de la
27 production horaire de ses groupes turbines-alternateurs, la totalité de la
28 production d'énergie des parcs éoliens et un service de puissance
29 complémentaire en vertu duquel Hydro-Québec Production rend disponible une
30 puissance garantie égale à 35 % de la puissance contractuelle des parcs éoliens
31 en exploitation commerciale, et livre l'énergie au taux de puissance garantie.
32 L'entente a été déposée à la Régie le 5 juillet 2005 pour approbation.

33 Dans sa décision D-2005-178, la Régie conclut à « ... la nécessité, pour le
34 moment, d'un service d'équilibrage pour les 990 MW d'énergie éolienne issus du
35 premier appel d'offres ».¹⁵ À l'égard des fournisseurs potentiels et des quantités

¹⁴ Décision D-2004-213 du 14 octobre 2004.

¹⁵ Page 31 de la décision.

1 en puissance qu'ils doivent garantir, la Régie est d'avis « qu'il est nécessaire
2 [qu'Hydro-Québec Production] contribue à l'équilibre recherché ».

3 **3.3.5 Le second bloc d'énergie éolienne**

4 Au cours des prochaines semaines, le Distributeur procédera au lancement du
5 second bloc d'énergie éolienne décrété par le gouvernement du Québec. Ce
6 deuxième bloc portera sur une capacité installée de 2 000 MW d'énergie
7 éolienne. Tel que prévu dans le *Règlement sur le second bloc d'énergie*
8 *éolienne*, cet appel d'offres sera ouvert à toutes les régions du Québec.

9 **3.3.6 L'entente globale cadre**

10 En février 2005, le Distributeur a conclu avec Hydro-Québec Production une
11 entente globale cadre pour couvrir les besoins qu'il ne peut satisfaire par appel
12 d'offres, par des achats dans le cadre de la dispense de procéder par appel
13 d'offres ou par tout autre moyen à sa disposition. Les achats effectués dans le
14 cadre de l'entente globale cadre constituent une mesure de dernier recours pour
15 assurer la sécurité d'approvisionnement de la clientèle québécoise, une fois que
16 les autres moyens d'approvisionnement ont été utilisés. L'entente globale cadre
17 a été déposée à la Régie le 15 avril 2005 pour approbation.

18 Dans sa décision D-2005-178, la Régie « ... reconnaît le besoin d'une entente
19 cadre entre le Producteur et le Distributeur permettant de répondre en temps réel
20 à des besoins imprévisibles. »¹⁶

21 **3.3.7 Les approvisionnements de court terme**

22 Depuis le dépôt de son dernier Plan d'approvisionnement, le Distributeur a lancé
23 deux appels d'offres de court terme visant à combler l'essentiel des besoins en
24 énergie et en puissance de la période d'hiver 2005-2006. Le tableau 3.4
25 présente les différents produits achetés selon les périodes.

26 Le premier appel d'offres, lancé en mai 2005, a permis de couvrir une part des
27 besoins en puissance de l'hiver 2005-2006. Il aura également assuré l'acquisition
28 de produits spécifiques pour satisfaire des besoins en énergie du dernier
29 trimestre de 2005 et de l'année 2006.

¹⁶ Page 31 de la décision.

Tableau 3.4

Résultats des appels d'offres de court terme de 2005

En MW	Oct-Nov 2005	Déc 2005	Jan-Fév 2006	Mars 2006	Reste de l'année 2006
Énergie garantie : ▪ flexible (7x24) ▪ base (7X24)	100 100	100 0	350 0	300 0	200 0
Énergie et puissance garantie (7x24)	0	200	250	300	0
Puissance garantie avec «option» d'achat d'énergie	0	250	800	250	0

Le deuxième appel d'offres fut lancé en septembre 2005. Il couvrait une partie des besoins de l'hiver 2005-2006 et une partie des besoins de l'ensemble de l'année 2006. Or, à partir du début d'août, des hausses importantes du prix des produits pétroliers ont été observées. Ces hausses ont été accentuées par l'ouragan Katrina qui a frappé la Nouvelle-Orléans le 29 août 2005, affectant de nombreuses infrastructures de production et de raffinage de combustibles (mazout et gaz naturel). En conséquence, les prix de l'électricité sur les marchés limitrophes au Québec ont connu de fortes hausses au cours de cette période.

Le Distributeur a maintenu l'échéancier de cet appel d'offres compte tenu que les enchères annuelles du NYISO pour le produit de puissance garantie pour la prochaine période hivernale (c.-à-d. novembre 2005 à avril 2006) devait se tenir à la fin du mois de septembre; à cette date, plusieurs contreparties auraient pu engager leur puissance disponible réduisant d'autant les quantités qui auraient pu être offertes au Distributeur. Cependant, dans le but d'assurer un approvisionnement suffisant pour la prochaine période de pointe tout en limitant l'impact des hausses de prix des combustibles sur ses coûts d'approvisionnement, le Distributeur a appliqué les mesures suivantes.

- o Prioriser les besoins de puissance pour la période de pointe 2005-2006 ;
- o Réduire les quantités d'énergie de l'appel d'offres aux seules quantités requises jusqu'à mars 2006, ce qui représente une réduction des quantités demandées de 2,0 TWh à 0,8 TWh ;
- o Reporter les autres achats qu'il était prévu de réaliser en 2005, au plus tard à la fin de février 2006 afin de laisser le temps aux marchés de se stabiliser.

3.4 Approvisionnements additionnels requis – scénario moyen

3.4.1 Approvisionnements additionnels requis en énergie

Les besoins visés par le Plan ont été établis à la section 2.1.3. Pour établir les approvisionnements additionnels requis, on soustrait de ces besoins les approvisionnements existants ainsi que la contribution prévue des appels d'offres en cours. Compte tenu de l'imminence du lancement de l'appel d'offres pour un second bloc d'énergie éolienne, le Distributeur a pris en compte la contribution de ce second bloc d'énergie éolienne dans le calcul des approvisionnements additionnels requis. Le déploiement retenu par le Distributeur est celui proposé dans le *Règlement sur le second bloc d'énergie éolienne*. Le Distributeur envisagera toutefois la possibilité de devancer le début des livraisons. Mentionnons toutefois que pour les fins de planification, le Distributeur retient par prudence, un facteur d'utilisation légèrement inférieur à celui du premier bloc de 990 MW, soit 30 % au lieu de 35 %.

Le tableau 3.5 illustre les approvisionnements additionnels requis par le Distributeur.

Tableau 3.5

Approvisionnements additionnels requis (TWh)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Besoins visés par le Plan	183,7	186,9	188,1	190,3	191,7	192,9	193,8	195,7	196,3	197,6
- Volume d'électricité patrimoniale (incluant pertes)	178,9	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	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
= Approvisionnements additionnels requis au-delà du volume d'électricité patrimoniale	5,3	8,3	9,7	11,9	13,2	14,4	15,2	17,1	17,8	19,0
- Approvisionnements non patrimoniaux (Existants ou en cours d'acquisition)	4,3	3,6	9,3	10,7	11,2	12,5	13,7	15,0	16,8	17,9
• 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)	-	0,1	0,7	1,1	1,5	1,9	2,3	2,7	3,0	3,0
• Contrat signé - Cogénération	-	-	-	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
• Appel d'offres d'énergie éolienne ² (2 000 MW)	-	-	-	-	0,1	0,9	1,9	3,0	4,1	5,2
• Contrats de court terme signés	4,3	2,1	-	-	-	-	-	-	-	-
= Approvisionnements additionnels requis	1,0	4,7	0,4	1,2	1,9	1,9	1,5	2,1	1,0	1,1

¹ Selon un facteur d'utilisation de 100%.

² Selon l'hypothèse que le Distributeur contracte un service d'équilibrage offrant des livraisons uniformes sur l'ensemble de l'année (facteur d'utilisation de 30%).

Les résultats présentés ci-dessus montrent que les besoins en énergie du Distributeur sont assez faibles au-delà de l'année 2006. Ces besoins varient entre 1 et 2,1 TWh sur la période 2008-2014. Ces besoins pourraient facilement être comblés sur les marchés de court terme sans compromettre la fiabilité énergétique du Distributeur. Compte tenu de ces résultats, le Distributeur ne

prévoit pas procéder à un autre appel d'offres de long terme, au-delà de l'appel d'offres pour le second bloc d'énergie éolienne, avant le prochain Plan d'approvisionnement.

3.4.2 Puissance additionnelle requise

Comme pour les besoins en énergie, le tableau 3.6 présente le bilan en puissance, après avoir pris en compte la contribution à la pointe des approvisionnements existants et en cours d'acquisition. La contribution en puissance du second bloc d'énergie éolienne est incluse dans la détermination de la puissance additionnelle requise. La contribution en puissance de cette filière pourrait être assurée par la combinaison d'un service complémentaire en puissance équivalent à celui de l'actuelle entente d'intégration éolienne et à la contribution effective de la filière éolienne. Selon certaines études, la contribution effective en puissance de la filière éolienne à la pointe du réseau pourrait varier de 10 à 15 %. Ainsi, le Distributeur pourrait compter sur une puissance de l'ordre de 300 à 400 MW. Au cours de 2006, le Distributeur entamera des études plus détaillées afin d'évaluer la contribution effective en puissance de parcs éoliens situés au Québec.

Tableau 3.6
Puissance additionnelle requise (MW)

	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014
Besoins à la pointe visés par le plan <i>Incluant BI-énergie CII</i>	35 936 353	35 997 -	36 322 -	36 637 -	36 873 -	36 997 -	37 202 -	37 424 -	37 633 -
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité <i>Taux de réserve requise</i>	3 162 8,8%	3 312 9,2%	3 451 9,5%	3 700 10,1%	3 724 10,1%	3 737 10,1%	3 757 10,1%	3 780 10,1%	3 801 10,1%
- Électricité patrimoniale (incluant réserve)	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale	1 656	1 867	2 331	2 895	3 155	3 292	3 517	3 762	3 992
- Approvisionnements non patrimoniaux	1 550	1 141	1 809	1 856	1 981	2 154	2 329	2 503	2 638
• Électricité interruptible ¹	500	500	500	500	500	500	500	500	500
• 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)	-	74	126	164	200	252	308	347	347
• Contrat signé - Cogénération	-	-	-	8	8	8	8	8	8
• Appel d'offres d'énergie éolienne ³ (2 000 MW)	-	-	-	-	90	210	330	465	600
• Contrats de court terme signés	1 050	-	-	-	-	-	-	-	-
= Puissance additionnelle requise arrondie à 10 MW près	110	730	520	1 040	1 170	1 140	1 190	1 260	1 350

¹ Selon une hypothèse de reconduction de l'option d'électricité interruptible sur l'horizon du Plan de 720 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 que le Distributeur contracte un service d'équilibrage offrant des livraisons uniformes sur l'ensemble de l'année (facteur d'utilisation de 30%).

4. DÉPLOIEMENT DU PLAN

4.1 Acquisition de nouveaux approvisionnements de long terme

Besoins en puissance

Malgré des besoins en énergie assez faibles, le Distributeur devra faire face à d'importants besoins en puissance sur l'ensemble de l'horizon du Plan. À moyen terme, ces besoins varieront de 500 à 700 MW, alors qu'ils seront de plus 1 000 MW dès la pointe d'hiver 2008-2009. Le Distributeur a identifié différents moyens qui peuvent lui permettre de combler ses besoins en puissance. La présente section décrit ces moyens.

1. Le partage de réserve avec les réseaux voisins

Conformément à la décision de la Régie sur le Plan (D-2005-178), le Distributeur propose de retenir une provision pour le partage de réserve dans la liste de ses moyens contributifs en puissance. Ainsi, au niveau de la planification, le Distributeur retiendra dans son bilan de puissance une contribution de l'ordre de 500 MW pouvant provenir d'un partage de réserve avec les réseaux voisins, principalement avec le marché de New York. À chacune des années, le Distributeur choisira ou non de garantir les ressources requises (et le transport associé) pour équilibrer son bilan en puissance.

Pour les besoins de la pointe 2005-2006, le Distributeur a déjà comblé une large part de ses besoins de puissance avant le début de l'automne 2005. D'autres approvisionnements en puissance pourraient encore être effectués d'ici la prochaine pointe si les besoins devaient s'avérer plus forts qu'anticipés, notamment en raison des conversions vers l'électricité.

2. L'abaissement de tension du réseau

L'abaissement de tension du réseau peut être utilisé comme un moyen pour réduire les besoins de puissance lors des périodes de pointe. Depuis décembre 2004, le Distributeur a réalisé, en collaboration avec TransÉnergie, des essais afin d'évaluer le potentiel et les contraintes techniques associés à ce moyen. L'abaissement de tension représente un potentiel estimé variant de 200 à 300 MW. D'autres essais seront réalisés au cours des prochains mois afin de confirmer ce potentiel et de s'assurer du bon fonctionnement de ce moyen en période de pointe.

1 **3. Accroissement de la contribution de l'électricité interruptible (clients**
2 **grande puissance)**

3 En 2004, 21 clients ont adhéré à cette option pour une quantité de puissance
4 effective totalisant environ 720 MW. Comparativement à la première année de
5 l'entrée en vigueur de l'option, ce sont environ 110 MW de moins. Au cours de
6 l'année 2006, le Distributeur procèdera à un examen des différentes options
7 pouvant permettre d'accroître l'adhésion à l'option d'électricité interruptible des
8 clients grande puissance. Le Distributeur estime le potentiel maximal de l'option
9 à environ 1 200 MW, soit près de 500 MW de plus qu'actuellement.

10 **4. Option d'électricité interruptible aux clients de moyenne puissance**

11 Dans sa décision D-2002-115, la Régie demandait au Distributeur de proposer à
12 la clientèle bi-énergie CII (tarif BT), un tarif de gestion de la consommation. Le
13 Distributeur s'est ensuite engagé à étudier une option d'électricité interruptible
14 pour la clientèle moyenne puissance lors de la cause R-3531-2004 visant
15 l'abrogation du tarif BT. Le Distributeur a déposé une proposition en ce sens
16 dans le cadre de la demande tarifaire R-3579-2005. L'option est accessible à la
17 clientèle moyenne puissance qui dispose d'une capacité d'effacement (système
18 bi-énergie). L'engagement minimum d'effacement est de 100 kW par client.
19 L'option serait applicable à compter du 1er avril 2006. Bien que le potentiel soit à
20 valider, le Distributeur l'estime à environ 50 MW.

21 **5. Génératrices d'urgence**

22 Au cours de l'année 2006, le Distributeur entend mettre en place un programme
23 visant l'utilisation des génératrices d'urgence de certains clients pour la gestion
24 de sa pointe. Ce programme serait accessible aux clients assujettis aux tarifs M
25 et L.

26 Au Québec, le bassin de génératrices d'urgence de 20 kW et plus est
27 présentement évalué à environ 1 200 MW sur plus de 4 000 unités. Le bassin
28 des génératrices de plus de 200 kW est quant à lui, évalué à 850 MW. Le
29 potentiel réel des génératrices pouvant contribuer à la gestion de la pointe n'est
30 pas encore précisément établi. Des travaux ont déjà été entrepris afin d'évaluer
31 les contraintes techniques (raccordement, durée d'utilisation, mise en parallèle
32 avec le réseau, mesurage, etc.) de même que les contraintes d'utilisation au
33 niveau de la clientèle (bruit, gaz d'échappement). Ces travaux permettront au
34 Distributeur de s'assurer de la faisabilité d'un tel programme de même que d'en
35 évaluer le potentiel réaliste.

1 **6. Le recours aux marchés**

2 Le Distributeur entend également recourir aux marchés de court terme et de long
3 terme en vue d'acquérir des moyens de puissance additionnels. Pour ce faire, le
4 Distributeur procédera par appels d'offres.

5 Faisant suite à la décision de la Régie de l'énergie sur la localisation des sources
6 de production, le Distributeur procédera à des appels d'offres ouverts aux
7 fournisseurs québécois de même qu'aux fournisseurs de l'extérieur du Québec.

8 **7. L'appel au public**

9 L'appel au public constitue un moyen de dernier recours que le Distributeur peut
10 utiliser dans des cas extrêmes, comme lors des périodes de fortes charges
11 (conditions climatiques extrêmes).

12 Au cours du mois de janvier 2004, Hydro-Québec a eu recours à cette mesure à
13 trois reprises en vue d'une réduction de la consommation aux heures de pointe.
14 L'expérience a été bénéfique puisque les différents appels à la population ont
15 permis des économies dont l'impact a été évalué entre 500 et 800 MW selon les
16 périodes.

17 Bien que ce moyen puisse apporter une contribution importante en temps réel
18 lorsqu'il est utilisé, le Distributeur n'entend pas compter sur ce moyen dans sa
19 planification.

20 Par ailleurs, le Distributeur déploiera au cours des prochains mois des efforts de
21 sensibilisation auprès de la population sur des mesures ou des gestes à adopter
22 lors des périodes de grande consommation. L'objectif du Distributeur est de
23 sensibiliser la population aux gestes pouvant limiter les appels de puissance en
24 période de pointe.

4.2 Sommaire du déploiement de long terme

Le tableau 4.1 présente la liste des moyens contributifs de même qu'une estimation de leur potentiel respectif, après application de facteurs de réserve selon le cas.

Tableau 4.1
Moyens contributifs potentiels (MW)

	2006-2007	2007-2008	2008-2009 et suivant
Puissance additionnelle requise	730	520	plus de 1 000 MW
Moyens pour répondre aux besoins de puissance			
▪ Partage de réserve	500	500	500
▪ Abaissement de tension	200	200	200
▪ Électricité interruptible (tarif L) (contribution additionnelle)	350	350	350
▪ Électricité interruptible (tarif M)	50	50	50
▪ Génératrices d'urgence	50	50	50
▪ Recours aux marchés	Selon les besoins		

Compte tenu du potentiel des moyens contributifs en puissance, le Distributeur ne prévoit pas procéder à des appels d'offres pour des moyens de puissance d'ici le dépôt de son prochain Plan d'approvisionnement.

4.3 Respect du critère de fiabilité en puissance et en énergie

4.3.1 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 délestage inférieure à 2,4 heures par année. Sur une base régulière, il produit les attestations de fiabilité nécessaires devant le NPCC et le NERC.

4.3.2 Fiabilité en énergie

Dans le Plan, le Distributeur présentait son critère de fiabilité en énergie qui consistait à satisfaire, à quatre ans d'avis, un scénario des besoins qui se situe à un écart-type au-delà du scénario moyen, tout en maintenant une dépendance maximale de 5 TWh par année envers les marchés de court terme.

Par ailleurs, dans sa décision sur le Plan (D-2005-178), la Régie demande de tenir compte d'un horizon de cinq dans l'application du critère de fiabilité en énergie du Distributeur, et 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.

Dans son Plan, le Distributeur proposait de faire l'acquisition d'un service modulable qui lui aurait permis de maintenir cette dépendance en deçà des 5 TWh par année.

Depuis le dépôt de son Plan, le Distributeur a cherché des solutions alternatives lui permettant de limiter la dépendance aux marchés de court terme. À cet égard, la Régie a apporté des pistes de solution intéressantes dans le cadre de son Avis sur la distribution d'électricité aux grands consommateurs industriels (A-2005-01), adressé au ministre des Ressources Naturelles et de la Faune. La Régie recommande notamment au gouvernement d'amender la Loi de la Régie de l'énergie "...pour y ajouter le pouvoir de déterminer par règlement les principes tarifaires ou autres qu'il voudrait voir considérer par la Régie en ce qui a trait à la desserte des grands consommateurs industriels au-delà d'une certaine puissance."

Sans remettre en question l'obligation de service du Distributeur sur le territoire qu'il dessert, une telle orientation permettrait de gérer l'aléa prévisionnel de la demande, notamment par une capacité d'influencer ou de retarder les additions de charges.

Le Distributeur suivra donc avec attention les orientations que le gouvernement prendra suite à l'avis A-2005-01. Suite aux orientations formulées par le gouvernement, le Distributeur proposera, le cas échéant, des nouvelles

- 1 modalités pour l'alimentation de tels clients. Dans un tel contexte, le Distributeur
2 ne juge pas à propos de procéder à un appel d'offres pour faire l'acquisition d'un
3 produit modulable.
- 4 Enfin, le Distributeur constate qu' Hydro-Québec Production dispose de plusieurs
5 projets en développement, qui pourrait permettre de favoriser le développement
6 d'un marché de court terme au Québec. Bien que ces projets ne soient pas sous
7 contrat avec le Distributeur, leur réalisation contribue à la sécurité énergétique du
8 Québec et réduit d'autant les besoins que pourrait avoir le Distributeur pour gérer
9 les aléas de la demande.

1

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

3 Le Distributeur maintient telles quelles les données relatives aux réseaux
4 autonomes, contenues au Plan. Il donnera suite aux demandes que la Régie a
5 exprimées dans sa décision D-2005-178

1 **ANNEXE A - CONTEXTE DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE**

2 Cette section présente les hypothèses démographiques, économiques et
3 énergétiques à la base de la prévision des ventes régulières d'électricité au
4 Québec utilisée dans l'État d'avancement du Plan d'approvisionnement
5 2005-2014. La prévision des ventes régulières d'électricité au Québec est
6 décrite dans la section suivante.

7 ***Contexte démographique***

8 Lors des prochaines années, la population du Québec continue de croître, mais
9 à un rythme plus lent que par le passé. En 2014, elle atteint 7 842 milliers
10 d'habitants, ce qui représente une croissance d'un peu plus de 299 000 en
11 10 ans.

12 L'indice synthétique de fécondité est relativement faible (1,5 enfant par femme)
13 et le nombre de femmes en âge de procréer se réduit : une baisse du nombre
14 de naissances en résulte. Par ailleurs, malgré l'accroissement de l'espérance de
15 vie à la naissance (celle-ci est estimée actuellement à environ 77 ans pour les
16 hommes et à 82 ans pour les femmes), le nombre de décès augmente en raison
17 de la structure par âge vieillissante de la population. L'accroissement naturel de
18 la population québécoise a donc tendance à ralentir et ne suffira pas au
19 renouvellement de celle-ci à long terme.

20 Sur l'horizon du plan, le solde migratoire (composé des migrations
21 interprovinciales et internationales) est positif de 15 000 personnes par an
22 environ et vient légèrement appuyer la croissance naturelle de la population.

23 La formation de ménages, étant fonction de l'accroissement de la population et
24 de l'évolution des taux de formation de ménage, ralentit également. Toutefois,
25 ce ralentissement se fait plus doucement que pour la population en raison du
26 décalage dans le temps entre les naissances et la formation de ménages. Le
27 nombre de ménages passe de 3 179 milliers en 2004 à 3 516 milliers en 2014,
28 soit une formation de 340 000 nouveaux ménages.

29 Le corollaire de cette évolution démographique est le vieillissement accru de la
30 population. L'âge moyen passe ainsi de 39,4 ans en 2004 à 42,2 ans en 2014.
31 Sur le même horizon, la part des moins de 20 ans dans l'ensemble de la
32 population passe de 23 % à 20 % alors que celle des 65 ans et plus augmente
33 de 14 % à 17 %. Le nombre de ménages dont le soutien économique est une
34 personne âgée augmente. Or, tout changement dans la composition des
35 ménages par âge influence la demande de logements (unifamiliaux,
36 multifamiliaux, etc.), la consommation de biens et de services et les besoins

1 d'infrastructures (écoles, hôpitaux, etc.) et se répercute ainsi sur la demande
2 d'électricité.

3 **Contexte économique**

4 Au cours des dernières années, soit du milieu de 2002 à la mi-année 2005, la
5 croissance du PIB au Québec a été plutôt faible et s'est maintenue à près de
6 2 %. Pourtant, la demande intérieure a été très solide avec une croissance
7 moyenne dépassant les 4,5 % par an pendant cette période. La construction
8 résidentielle a traversé une phase de grande expansion avec de nombreuses
9 retombées pour l'ensemble de l'économie. La croissance de l'emploi et les bas
10 taux d'intérêt ont fortement stimulé la consommation. De plus, la hausse de
11 l'investissement public et privé est venue ajouter au dynamisme intérieur de
12 l'économie québécoise.

13 C'est donc le secteur extérieur qui était en déroute. Le Québec est passé d'un
14 excédent commercial de 11 milliards de dollars au début de 2002 à un déficit de
15 près de 8 milliards à la fin de 2004, soit l'équivalent d'une ponction de 8 % sur la
16 croissance du PIB. Le Québec n'a donc pas profité de l'expansion de l'économie
17 américaine, son principal partenaire économique, et c'est le secteur
18 manufacturier exportateur québécois qui en a le plus souffert.

19 La montée de la valeur du dollar canadien, dopée par la hausse des prix des
20 combustibles, a été très favorable à l'Ouest canadien, mais désavantageuse
21 pour l'économie québécoise. De plus, la plus grande présence des produits
22 d'Asie sur les marchés américains et la fin des accords multifibres sur le textile
23 ont touché des secteurs industriels davantage présents au Québec, limitant ainsi
24 la croissance du secteur manufacturier.

25 Si la valeur du dollar se stabilise au cours des prochains trimestres, comme le
26 Distributeur le prévoit, la balance commerciale du Québec cessera de se
27 détériorer et d'avoir un impact négatif sur la croissance du PIB. Par contre, la
28 demande intérieure devrait au même moment être moins stimulée. D'une part, la
29 construction résidentielle entrera dans son cycle baissier et d'autre part, la faible
30 création d'emplois et la hausse des taux d'intérêt devraient amoindrir l'appétit
31 des consommateurs. La hausse des investissements privés et publics devrait
32 toutefois se poursuivre et continuer de soutenir l'activité économique.

33 Malgré l'amélioration notable de la migration nette depuis le début de la
34 décennie, le ralentissement démographique naturel demeure toutefois un
35 facteur déterminant de la prévision économique à long terme. Il conduira
36 éventuellement à une moins grande disponibilité de main-d'œuvre, à une moins
37 forte croissance de la demande intérieure et à des changements de la demande
38 pour les biens et services.

1 Sur la période allant de 2005 à 2008, la croissance annuelle moyenne du PIB
2 réel du Québec est prévue à 2,6 % dans le scénario moyen. À plus longue
3 échéance, les effets des changements démographiques commencent à se faire
4 sentir de façon plus tangible sur l'économie québécoise, alors que la croissance
5 du PIB se situera en moyenne à 2,3 % par an sur la période 2009 à 2014.

6 **Contexte énergétique**

7 La prévision des prix des combustibles du Distributeur, processus en amont de
8 la prévision de la demande en électricité, a été réalisée début juillet 2005.
9 Depuis, le contexte a radicalement changé suite aux dévastations causées par
10 le passage des ouragans Katrina et Rita avec comme résultat une hausse
11 significative des prix du gaz naturel. Effectivement, en date du 11 octobre, le prix
12 du gaz Henry Hub se situait à 13,67 \$US/MMBtu alors que le 15 juillet, il se
13 situait à 8,03 \$US/MMBTU.

14 **Gaz naturel**

15 La production de gaz naturel aux États-Unis aurait décliné de 1,1 % en 2004 et
16 serait en recul de 2 % sur les quatre premiers mois de 2005 par rapport à la
17 même période de l'an passé. Pour l'année en cours, les tendances varient
18 légèrement selon les organismes. Global Insight prévoyait (fin juin) une
19 diminution de la production de 1,6 % en 2005, alors que l'Energy Information
20 Administration prévoyait (début juillet) une stagnation de la production et ce,
21 malgré une croissance du nombre de forages de 12 %. La production au
22 Canada serait pour sa part en légère hausse comme l'atteste la croissance des
23 volumes de gaz dans les réseaux Nova et Alliance. L'évolution des importations
24 de gaz naturel liquéfié en Amérique du nord est encore incertaine, les cargos
25 spot délaissant les États-Unis pour l'Europe, où les prix sont supérieurs. L'offre
26 devrait donc encore contraindre la demande, qui malgré une croissance
27 économique attendue de 3,7 % en 2005, ne devrait croître que d'un maigre
28 1,7 %.

29 Les prix des énergies concurrentes (produits pétroliers mais aussi charbon)
30 limitent les possibilités de substitutions et font pression à la hausse sur le prix du
31 gaz naturel. Le seul élément qui pourrait atténuer la tendance haussière sur les
32 prix est l'état des stocks de gaz naturel. Aux États-Unis, les stocks le 22 juillet
33 2005 étaient supérieurs à la moyenne des cinq années précédentes de 9 % et à
34 ceux de l'an dernier de 4,2 %.

1 Le prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta au cours du premier semestre de
2 2005 a été en moyenne supérieur à ceux des années précédentes. Au cours
3 des deux prochaines années, le prix devrait varier entre 8 et 9 \$Can/Mpc, soit
4 bien au-delà du niveau moyen observé en 2004 à près de 7 \$Can/Mpc.

5 À moyen et long terme, le Distributeur maintient son positionnement quant à
6 l'évolution du prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta. Plus précisément,
7 celui-ci devrait demeurer beaucoup plus élevé qu'au cours des dix dernières
8 années, où il s'est situé en moyenne à un peu moins de 4 \$Can/Mpc. À moyen
9 terme, il devrait néanmoins diminuer en raison notamment d'un accroissement
10 graduel des importations de gaz naturel liquéfié et d'un relatif desserrement du
11 marché nord-américain.

12 La demande de gaz naturel aux États-Unis devrait augmenter d'environ 1,5 %
13 par an d'ici à 2025, notamment en raison de la demande émanant des
14 producteurs d'électricité et de l'industrie. Pour répondre à cette demande
15 croissante, il faudra mettre en œuvre d'importants efforts d'exploration et de
16 développement. Des investissements massifs seront donc requis pour la mise
17 en production de nouveaux champs et la construction de nouvelles
18 infrastructures de transport jusqu'aux principaux centres de consommation.
19 Malgré tout, la production de gaz naturel aux États-Unis ne devrait s'accroître
20 que de 0,6 % par an en moyenne d'ici 2025. Les États-Unis devront donc
21 accroître leurs importations de gaz naturel liquéfié.

22 **Pétrole brut**

23 En 2004, le prix moyen du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI) a été de
24 41,45 \$ÉU/baril, soit 33 % de plus que l'année précédente. Entre juin 2004 et
25 juin 2005, le prix spot moyen du baril de pétrole brut WTI a gagné plus de
26 18 \$ÉU (ou 48 %) pour atteindre 56,40 \$ÉU/baril.

27 En juillet 2005, l'Energy Information Administration réévaluait à la hausse de 1,4
28 Mb/j pour le quatrième trimestre de 2004 la demande mondiale de pétrole brut
29 par rapport à sa prévision de juillet 2004. La croissance plus rapide qu'anticipée
30 de la demande énergétique chinoise explique principalement cette révision à la
31 hausse de la demande mondiale de pétrole brut

32 La demande mondiale de pétrole brut est à peu près équivalente à la capacité
33 mondiale de production. De plus, les stocks de pétrole brut chez les pays
34 membres de l'OCDE se situent, en terme de nombre de jours de couverture de
35 la demande dans le bas de la fourchette des cinq dernières années (54 jours à
36 la fin de mai 2005). L'absence d'une marge de manœuvre a et continuera à
37 court terme d'exercer une pression à la hausse sur le prix du pétrole. .

Au niveau des produits pétroliers, la forte demande et l'insuffisance de capacité de raffinage jumelée à une rigidité d'adaptation augmenteront le différentiel de prix entre les types de pétrole brut. Les pétroles "légers" s'apprécieront davantage que les pétroles "lourds".

Dans un contexte aussi serré, tout incident, même mineur, est susceptible d'engendrer des hausses de prix. Or, les risques politiques sont très présents dans plusieurs pays du Moyen-Orient et de l'Afrique.

À court terme, les prix de l'ensemble des produits pétroliers devraient demeurer très élevés. Cette situation favorisera l'accroissement de l'offre de pétrole et la construction de nouvelles unités de raffinage. De plus, les prix élevés devraient réduire le rythme de croissance de la consommation de produits pétroliers. Ainsi le relâchement de la demande et l'accroissement de l'offre devraient faire baisser le prix du pétrole brut par rapport au prix actuellement observé. Le prix devrait néanmoins être nettement supérieur à celui de la décennie passée.

Sommaire de la prévision des principales variables économiques, démographiques et énergétiques

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

TABLEAU A.1

Principales variables démographiques, économiques et énergétiques Scénario moyen

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Population totale au Québec (milliers)	7 543	7 586	7 623	7 655	7 684	7 714	7 742	7 768	7 794	7 819	7 842
Âge moyen (années)	39,38	39,68	39,98	40,27	40,55	40,83	41,12	41,40	41,67	41,93	42,19
Nombre de ménages (milliers)	3 179	3 231	3 277	3 319	3 351	3 383	3 413	3 441	3 467	3 491	3 516
Mises en chantier / Formation de ménages (milliers)	58,4	49,5	42,5	38,0	35,0	31,3	30,0	28,0	26,1	24,4	24,9
Croissance du PIB (%)	2,1	1,8	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,2	2,2	2,2
Croissance du PIB manufacturier (%)	0,3	0,5	2,5	2,8	2,6	2,5	2,5	2,5	2,3	2,3	2,3
Croissance du PIB tertiaire (%)	2,1	2,5	2,9	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,3	2,3	2,3
Revenu personnel disponible (%)	1,7	1,6	2,2	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$CAN/mpc)	6,96	7,75	8,49	7,90	6,79	6,06	6,05	6,20	6,42	6,63	6,85
Pétrole brut WTI (\$US/baril)	41,45	54,65	58,47	51,50	46,00	41,00	39,00	38,00	38,00	38,60	39,60

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

Présentation du 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)	7 543	7 595	7 648	7 699	7 750	7 800	7 848	7 896	7 943	7 989	8 034
Âge moyen (années)	39,38	39,66	39,92	40,16	40,38	40,60	40,83	41,06	41,27	41,47	41,68
Nombre de ménages (milliers)	3 179	3 235	3 283	3 325	3 366	3 406	3 444	3 481	3 515	3 548	3 581
Mises en chantier / Formation de ménages (milliers)	58,4	55,9	48,3	42,1	40,4	39,7	38,7	37,2	33,9	32,4	33,0
Croissance du PIB (%)	2,1	2,7	3,5	3,8	3,6	3,4	3,4	3,4	3,0	3,0	3,0
Croissance du PIB manufacturier (%)	0,3	3,0	4,0	4,5	4,2	3,7	3,7	3,7	3,3	3,3	3,3
Croissance du PIB tertiaire (%)	2,1	2,7	3,3	3,6	3,5	3,3	3,3	3,3	2,9	2,9	2,9
Revenu personnel disponible (%)	1,7	2,7	2,9	3,0	3,0	2,7	2,7	2,7	2,5	2,5	2,5
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$CAN/mpc)	6,96	8,95	10,63	10,10	8,14	7,28	7,26	7,44	7,70	7,96	8,22
Pétrole brut WTI (\$US/baril)	41,45	58,53	68,33	65,94	52,90	47,15	44,85	43,70	43,70	44,39	45,89

Dans le scénario fort, les ventes au Québec prévues pour 2014 s'élèvent à 204,9 TWh, ce qui reflète un taux de croissance annuel moyen de 2,2 %. Elles sont supérieures de 21,1 TWh à celles du scénario moyen. Cet écart se répartit de la manière suivante : 74 % au secteur Industriel Grandes entreprises, 13 % au secteur Général et Institutionnel, 8 % au secteur Domestique et Agricole, 4 % au secteur Industriel PME et 1 % 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 et le déploiement des programmes commerciaux.

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 40 840 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 6 390 MW, soit une croissance annuelle moyenne de 640 MW ou 1,7%. Par rapport au scénario moyen, les besoins du scénario fort sont supérieurs de 3 200 MW à l'horizon 2013-2014.

Présentation du 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)	7 543	7 576	7 599	7 613	7 622	7 630	7 638	7 644	7 649	7 652	7 654
Âge moyen (années)	39,38	39,70	40,04	40,39	40,73	41,07	41,42	41,75	42,08	42,39	42,71
Nombre de ménages (milliers)	3 179	3 224	3 258	3 287	3 312	3 337	3 360	3 381	3 401	3 418	3 436
Mises en chantier / Formation de ménages (milliers)	58,4	44,6	33,9	29,0	25,3	24,6	23,2	21,3	19,4	17,7	18,1
Croissance du PIB (%)	2,1	0,5	1,0	1,2	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4
Croissance du PIB manufacturier (%)	0,3	-2,0	0,5	1,0	1,5	1,5	1,5	1,7	1,2	1,2	1,2
Croissance du PIB tertiaire (%)	2,1	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,5	1,5	1,5
Revenu personnel disponible (%)	1,7	0,5	1,0	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$CAN/mpc)	6,96	7,04	6,79	6,32	5,43	4,85	4,84	4,96	5,13	5,31	5,48
Pétrole brut WTI (\$US/baril)	41,45	50,30	49,70	43,78	39,10	34,85	33,15	32,30	32,30	32,81	33,92

Les ventes prévues au scénario faible sont de 172,3 TWh en 2014, ce qui représente une croissance annuelle moyenne de 0,5 % sur la période 2004-2014. Elles sont inférieures au scénario moyen de 11,5 TWh. Cet écart se répartit de la manière suivante : 54 % au secteur Industriel Grandes entreprises, 21 % au secteur Général et Institutionnel, 18 % au secteur Domestique et Agricole, 6 % au secteur Industriel PME et 1 % 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 35 590 MW. Comparativement aux besoins normalisés de la pointe de l'hiver 2003-2004, ceci représente une augmentation de 1 140 MW, soit une croissance annuelle moyenne sur l'ensemble de la période de 110 MW ou 0,3%. Par rapport au scénario moyen, la pointe 2013-2014 est inférieure de 2 050 MW.

TABLEAU B.3

Scénarios d'encadrement de prévision de la demande Ventes en TWh

	2004 ¹	2005 ^{2,3}	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Croiss. 2004-14
Scénario moyen	164,5	170,9	173,6	174,8	176,9	178,2	179,4	180,2	182,0	182,6	183,8	19,3
Scénario fort	164,5	172,3	177,0	178,9	182,6	186,4	189,9	192,9	196,2	200,4	204,9	40,4
Scénario faible	164,5	169,4	170,6	170,7	171,3	170,6	170,6	171,0	171,9	171,8	172,3	7,8

¹ Ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques.

² Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2005, normalisées pour les conditions climatiques.

³ Excluant la partie de l'ajustement comptable anticipé de novembre 2005 qui se rapporte aux six derniers mois de 2004.

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	35 936	35 997	36 322	36 637	36 873	36 997	37 202	37 424	37 633	3 183
Scénario fort	34 450	35 110	36 470	36 690	37 250	37 880	38 500	38 990	39 430	39 930	40 840	6 390
Scénario faible	34 450	35 110	35 430	35 260	35 320	35 310	35 320	35 340	35 420	35 510	35 590	1 140

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.