

PRÉVISION DE LA DEMANDE

TABLE DES MATIÈRES

1	CONTEXTE DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE	7
1.1	CONTEXTE DÉMOGRAPHIQUE	7
1.2	CONTEXTE ÉCONOMIQUE	8
1.3	CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE	10
1.4	SOMMAIRE DE LA PRÉVISION DES PRINCIPALES VARIABLES ÉCONOMIQUES, DÉMOGRAPHIQUES ET ÉNERGÉTIQUES	13
2	PRÉVISION DE LA DEMANDE	14
2.1	PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC	14
2.1.1	Prévision des ventes régulières au Québec – par secteur de consommation	14
2.1.2	Prévision des ventes à la bi-énergie CII (tarif BT)	19
2.1.3	Prévision des besoins en énergie	19
2.1.4	Prévision en puissance - par usage final	20
2.1.5	Comparaison par rapport à l'État d'avancement 2003 du Plan d'approvisionnement 2002-2011	24
2.1.6	Comparaison par rapport au Plan d'approvisionnement 2002-2011	29
2.2	EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	35
2.2.1	Économies d'énergie	35
2.2.2	Moyens de gestion de la consommation	37
2.3	PROFIL HORAIRE DES BESOINS PRÉVUS	38
2.4	IMPACT DES ALÉAS SUR LES BESOINS	40
2.4.1	L'aléa sur la demande prévue	41
2.4.2	L'aléa climatique	46
2.4.3	L'aléa global	49
	ANNEXE A - SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE	51

TABLEAUX

TABLEAU 1.1		
Principales variables démographiques, économiques et énergétiques Scénario moyen		13

TABLEAU 2.1 Prévision des ventes régulières au Québec par secteur de consommation Scénario moyen (TWh)	18
TABLEAU 2.2 19 Prévision des ventes à la bi-énergie CII Scénario moyen (GWh)	19
TABLEAU 2.3 20 Prévision des besoins en énergie Scénario moyen (TWh)	20
TABLEAU 2.4 Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usage final Scénario moyen (MW)	24
TABLEAU 2.5 Comparaison par rapport à l'État d'avancement 2003 du Plan Prévision des ventes régulières au Québec Scénario moyen (TWh)	26
TABLEAU 2.7 Comparaison par rapport à l'État d'avancement 2003 du Plan Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usage final ¹ Scénario moyen (MW)	29
TABLEAU 2.8 Comparaison par rapport au Plan d'approvisionnement 2002-2011 Prévision des ventes régulières au Québec Scénario moyen (TWh)	31
TABLEAU 2.10 Comparaison par rapport au Plan d'approvisionnement 2002-2011 Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usage final ¹ Scénario moyen (MW)	34
TABLEAU 2.11 Économies d'énergie prises en compte dans la prévision des ventes (TWh)	37
TABLEAU 2.12 Économies d'énergie prises en compte dans la prévision de puissance à la pointe d'hiver (MW)	37
TABLEAU 2.13 Moyens de gestion de la consommation pris en compte dans la prévision de puissance à la pointe d'hiver (MW)	38
TABLEAU 2.14 Scénarios d'encadrement de la prévision des besoins en énergie (TWh)	41
TABLEAU 2.15 Aléa de la prévision des besoins annuels en énergie	43

TABLEAU 2.16	
Aléa de la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver	45
TABLEAU 2.17	
Impact de l'aléa global sur les besoins en énergie (TWh)	50
TABLEAU 2.18	
Impact de l'aléa global sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver (MW)	50
TABLEAU A.1	
Principales variables démographiques, économiques et énergétiques Scénario fort	52
TABLEAU A.2	
Principales variables démographiques, économiques et énergétiques Scénario faible	52
TABLEAU A.3	
Scénarios d'encadrement de prévision de la demande Ventes en TWh	55
TABLEAU A.4	
Scénarios d'encadrement de prévision de la demande Besoins en puissance en MW	55
<u>GRAPHIQUES</u>	
GRAPHIQUE 2.1	
Évolution des courbes de puissances classées du profil horaire des besoins - Année 2008, 2010 et 2014	40
GRAPHIQUE 2.2	
Histogramme de l'aléa de la prévision des besoins en énergie Année 2008 (horizon 4 ans)	42
GRAPHIQUE 2.3	
Scénarios d'encadrement et aléa de la prévision des besoins en énergie	44
GRAPHIQUE 2.4	
Scénarios d'encadrement Besoins en puissance à la pointe d'hiver	45
GRAPHIQUE 2.5	
Aléa climatique sur les besoins annuels en énergie Année 2008	47
GRAPHIQUE 2.6	
Aléa climatique sur les besoins en énergie Période de janvier à mars et d'octobre à décembre – Année 2008	48
GRAPHIQUE 2.7	
Aléa climatique sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver Hiver 2007-08	49

1 **1 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 le Plan d'approvisionnement 2005-2014. Cette prévision
5 des ventes régulières d'électricité au Québec est décrite dans la section
6 suivante.

7 **1.1 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 7 808 milliers
10 d'habitants, ce qui représente une croissance d'un peu plus de 278 000 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 de
14 naissances en résulte. Par ailleurs, malgré l'accroissement de l'espérance de vie
15 à la naissance (celle-ci est estimée actuellement à environ 77 ans pour les
16 hommes et à 82,6 ans pour les femmes), le nombre de décès augmente en
17 raison de la structure par âge vieillissante de la population. L'accroissement
18 naturel de la population québécoise a donc tendance à ralentir et ne suffira pas
19 au 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 14 500 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

1 nombre de ménages passe de 3 174 milliers en 2004 à 3 474 milliers en 2014,
2 soit une formation de 300 000 nouveaux ménages.

3 Le corollaire de cette évolution démographique est le vieillissement accru de la
4 population. L'âge moyen passe ainsi de 39,4 ans en 2004 à 42,3 ans en 2014.
5 Sur le même horizon, la part des moins de 20 ans dans l'ensemble de la
6 population passe de 23 % à 20 % alors que celle des 65 ans et plus augmente
7 plus rapidement de 14 % à 18 %. Le nombre de ménages dont le soutien
8 économique est une personne âgée augmente. Or, tout changement dans la
9 composition des ménages par âge influence la demande de logements
10 (unifamiliaux, multifamiliaux, etc.), la consommation de biens et de services et
11 les besoins d'infrastructures (écoles, hôpitaux, etc.) et se répercute ainsi sur la
12 demande d'électricité.

13 **1.2 Contexte économique**

14 Au cours des dernières années, l'économie québécoise a profité de
15 l'amélioration du marché du travail, des taux d'intérêt historiquement bas et de la
16 forte hausse du revenu personnel disponible. La consommation a été soutenue
17 alors que les mises en chantier résidentielles atteignaient en 2003 un sommet
18 vieux de 15 ans, grisant ainsi le secteur de la construction et la demande
19 intérieure par ses nombreuses retombées économiques.

20 Cependant, en 2003, la reprise économique a vite été rabrouée, car le secteur
21 manufacturier québécois est replongé en récession technique en raison de
22 l'emballlement de la valeur du dollar canadien et de ses effets sur les
23 exportations. Entachée par la contre-performance du secteur manufacturier, la
24 croissance du PIB s'est établie à 1,9 %.

25 Profitant de la reprise économique mondiale et de la hausse du prix des
26 ressources, la production industrielle devrait reprendre avec plus de force en
27 2004. Par contre, dès 2005, la fin de la poussée du secteur résidentiel et la

1 baisse de régime de l'économie américaine pourraient ralentir de nouveau
2 l'allure de l'économie québécoise. Dans ce contexte, le Distributeur prévoit, dans
3 son scénario moyen, une croissance du PIB de 3,0 % en 2004 et de 2,4 % en
4 2005.

5 À moyen terme, la hausse des prix des ressources, notamment de l'énergie,
6 pourrait engendrer de l'inflation. Réagissant à cela et au gonflement de
7 l'endettement public américain, les taux d'intérêt prendront une tendance
8 haussière. En contrepartie, la hausse de l'utilisation des ressources et de la
9 capacité industrielle devrait amener une augmentation de l'investissement. Le
10 Distributeur anticipe donc que l'économie du Québec fonctionnera près de sa
11 croissance potentielle.

12 L'amélioration récente de la migration nette a conduit le Distributeur à rehausser
13 légèrement sa prévision de croissance économique à long terme. Le
14 phénomène de ralentissement démographique naturel est toutefois beaucoup
15 plus lourd. Il conduira à une moins grande disponibilité de main-d'œuvre, à une
16 moins forte croissance de la demande intérieure et à des changements de la
17 demande pour les biens et services.

18 Sur la période 2004 à 2008, la croissance annuelle moyenne du PIB réel du
19 Québec est prévue à 2,6 % dans le scénario moyen. À plus longue échéance,
20 les effets des changements démographiques commencent à se faire sentir sur
21 l'économie. Une croissance moyenne du PIB de 2,4 % par an est donc retenue
22 sur la période 2009 à 2014.

1 **1.3 Contexte énergétique**

2 ***Gaz naturel***

3 L'hiver 2002-2003 s'était achevé avec des stocks de gaz naturel aux États-Unis
4 inférieurs de 49 % à la moyenne des cinq années précédentes. Il fallait alors
5 reconstituer très rapidement les stocks pour être en mesure de satisfaire la
6 demande de l'hiver suivant alors que les approvisionnements (production et
7 importations) étaient en baisse. Pendant l'été 2003, les injections
8 hebdomadaires ont été très fortes (supérieures à 100 milliards de pieds cubes
9 pendant plusieurs semaines consécutives) grâce à un effacement très important
10 de la demande (substitutions par d'autres formes d'énergie, mais aussi
11 fermetures d'usine dans le secteur des engrais et de la chimie) lié aux prix
12 élevés du gaz naturel et, dans une moindre mesure, à un été relativement doux.
13 La demande de gaz naturel aurait ainsi diminué de 4,6 % sur l'ensemble de
14 2003 en dépit de l'hiver rigoureux.

15 Au début de la saison de chauffe (au 1^{er} novembre 2003), les stocks de gaz
16 étaient supérieurs à la moyenne des cinq années précédentes, et à aucun
17 moment depuis cette date, il n'y a eu de réelles inquiétudes quant au niveau des
18 stocks. Toutefois, au cours du premier semestre de 2004, les prix du gaz naturel
19 ont été en moyenne largement supérieurs à ceux des années précédentes.
20 L'offre de gaz sur le marché américain devrait dépasser celle de 2003 de 0,6 %
21 selon les estimations de l'Energy Information Administration, mais la demande
22 devrait croître plus rapidement que l'offre (+1,1 %). Par ailleurs, celle-ci est déjà
23 contrainte, étant donné la forte croissance attendue du PIB en 2004 (+4,8 %).
24 En outre, les prix actuels des énergies concurrentes (pétrole brut, mais aussi
25 produits pétroliers et charbon) limitent les possibilités de substitutions et font
26 pression à la hausse sur le prix du gaz naturel.

1 À moyen et long terme, le Distributeur maintient son positionnement quant à
2 l'évolution du prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta. Plus précisément,
3 celui-ci devrait demeurer plus élevé que par le passé (autour de 5,79 \$CAN par
4 millier de pieds cubes en 2014). À moyen terme, tout comme la Régie le
5 reconnaissait dans l'avis A-2004-01, il devrait néanmoins être inférieur au prix
6 observé en 2003 (6,85 \$CAN par millier de pieds cubes), en raison notamment
7 du développement graduel des importations de gaz naturel liquéfié et d'un relatif
8 desserrement du marché nord-américain.

9 La demande de gaz naturel aux États-Unis devrait augmenter d'environ 1,4 %
10 par an d'ici à 2025, notamment en raison de la demande émanant des
11 producteurs d'électricité et de l'industrie. Pour répondre à cette demande
12 croissante, il faudra mettre en œuvre d'importants efforts d'exploration et de
13 forage. En outre, les nouveaux champs seront de petites tailles, à des
14 profondeurs importantes ou localisés dans des régions excentrées (Alaska et
15 Delta du Mackenzie notamment). Des investissements massifs seront donc
16 requis pour la mise en production de ces champs et la construction de nouvelles
17 infrastructures de transport jusqu'au principaux centres de consommation.
18 Malgré tout, la production de gaz naturel aux États-Unis ne devrait s'accroître
19 que de 1 % par an en moyenne d'ici 2025. Les États-Unis devront donc avoir un
20 recours accru aux importations de gaz naturel liquéfié par méthaniers.

21 ***Pétrole brut***

22 En 2003, le prix du pétrole brut "West Texas Intermediate" (WTI) a été de
23 31,13 \$ÉU/baril, soit 19 % plus haut que l'année précédente. Par ailleurs, entre
24 les mois de juillet 2003 et juillet 2004, le prix spot moyen du baril de pétrole brut
25 WTI a gagné plus de 10 \$ÉU.

26 Avec une croissance de l'économie meilleure qu'anticipée, la demande mondiale
27 de pétrole a augmenté plus rapidement qu'attendue à la fin de 2003 et au cours
28 du premier trimestre de 2004. Ainsi, pour ce seul trimestre, la croissance de la

1 consommation mondiale de pétrole dépasserait 1,9 Mb/j (année/année). Pour
2 l'ensemble de 2004, la croissance de la demande serait la plus forte depuis
3 1980 et atteindrait entre 2,2 Mb/j et 2,5 Mb/j. Cet élément explique en bonne
4 partie l'augmentation du prix du baril des derniers mois.

5 Face aux prix élevés, l'OPEP n'a pratiquement jamais respecté ses quotas de
6 production au cours de la dernière année. Elle produit à l'heure actuelle
7 quasiment au maximum de ses capacités de production. La marge de
8 manœuvre pour accroître la production mondiale est particulièrement faible, ce
9 qui vient aggraver les tensions sur le marché. En effet, toute défaillance d'un
10 pays producteur important pourrait entraîner des problèmes
11 d'approvisionnement. Or, les risques politiques sont très présents dans plusieurs
12 pays, notamment en Irak, au Nigeria ou au Venezuela, sans parler d'éventuels
13 attentats touchant des infrastructures pétrolières en Arabie Saoudite ou des
14 possibles répercussions de l'affaire Yukos en Russie.

15 À cela s'ajoutent des stocks commerciaux relativement bas tant aux États-Unis
16 que dans l'ensemble de l'OCDE. Les prix à terme ont souvent été plus bas que
17 les prix spot, diminuant d'autant les motivations pour stocker. Enfin, d'autres
18 éléments, à savoir la pénurie de capacités de raffinage ou la dépréciation du
19 dollar américain ont également contribué à l'augmentation des prix.

20 À moyen terme, avec l'accroissement de l'offre mondiale (Russie, Afrique de
21 l'Ouest, etc.), le prix du pétrole brut WTI devrait diminuer par rapport au prix
22 observé à l'heure actuelle. Cependant, des débats au sein de l'OPEP pour
23 relever la fourchette de prix de son panier de sept types de pétrole brut ont
24 actuellement cours. Il est probable qu'aucune décision ne soit officiellement
25 prise dans l'immédiat. Néanmoins, le prix devrait donc être supérieur à celui de
26 la décennie passée (autour de 35 \$ ÉU en 2014), étant donné la prédominance
27 grandissante des pays de l'OPEP sur le marché pétrolier à cet horizon, et ce,

1 même si le prix du panier de pétroles de l'OPEP n'atteignait pas le seuil que
2 l'organisation se sera fixée.

3 **1.4 Sommaire de la prévision des principales variables économiques,**
4 **démographiques et énergétiques**

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

7 **TABLEAU 1.1**
8 **Principales variables démographiques, économiques et énergétiques**
9 **Scénario moyen**

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Population totale au Québec (milliers)	7 530	7 566	7 597	7 628	7 657	7 685	7 713	7 738	7 763	7 786	7 808
Âge moyen (années)	39,44	39,76	40,07	40,38	40,66	40,95	41,24	41,53	41,80	42,06	42,33
Nombre de ménages (milliers)	3 174	3 213	3 249	3 283	3 315	3 345	3 375	3 403	3 428	3 451	3 474
Mises en chantier / Formation de ménages (milliers)	52,5	43,2	36,0	34,0	32,0	30,6	29,5	28,1	24,7	23,1	23,5
Croissance du PIB (%)	3,0	2,4	2,6	2,5	2,4	2,5	2,5	2,5	2,2	2,2	2,2
Croissance du PIB manufacturier (%)	3,2	2,8	3,0	2,8	2,6	2,7	2,7	2,7	2,4	2,4	2,4
Croissance du PIB tertiaire (%)	2,7	2,5	2,7	2,5	2,4	2,5	2,5	2,5	2,2	2,2	2,2
Revenu personnel disponible (%)	2,1	1,8	2,3	2,2	2,1	2,2	2,2	2,2	1,9	1,9	1,9
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$CAN/mpc)	7,01	7,16	6,82	6,45	6,24	5,86	5,59	5,55	5,49	5,54	5,79
Pétrole brut WTI (\$US/baril)	37,98	36,35	32,71	30,00	30,00	30,00	30,53	31,53	32,76	34,04	35,37

10

1 **2 PRÉVISION DE LA DEMANDE**

2 Le présent Plan est basé sur la révision d'août 2004 de la prévision de la
3 demande d'électricité. Cette prévision inclut les besoins des réseaux de
4 distribution municipaux.¹

5 **2.1 Prévision de la demande d'électricité au Québec**

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

11 **2.1.1 Prévision des ventes régulières au Québec – par secteur de**
12 **consommation**

13 **Méthodologie**

14 La prévision des ventes est effectuée par secteur de consommation :
15 Domestique et Agricole, Général et Institutionnel, Industriel, et Autres. Pour
16 chaque secteur de consommation, la prévision se fonde sur les historiques des
17 ventes publiées, estimées mensuellement à partir des ventes facturées,
18 normalisées pour les conditions climatiques. Par ailleurs, les ventes publiées
19 normalisées de chaque année sont corrigées afin d'attribuer les ajustements
20 comptables² aux années auxquelles ils se rapportent. Ainsi, pour une année
21 donnée, la partie de l'ajustement comptable de cette année qui touche l'année

¹ Les besoins de la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste-de-Rouville sont aussi intégrés dans le Plan d'approvisionnement.

² Lorsque requis, les ajustements comptables (ajustements du facturé/livré) sont effectués à la fin d'une année civile. Ils corrigent l'estimation des ventes publiées d'une période de 12 mois se terminant le 30 juin de l'année en fonction des ventes facturées au cours de cette période.

1 précédente est exclue, alors que la partie de l'ajustement comptable de l'année
2 subséquente qui s'y rapporte lui est ajoutée.

3 Les modèles de prévision utilisés reflètent le plus fidèlement possible le
4 comportement énergétique prévisible des différents types de clients composant
5 chacun des secteurs de consommation. La prévision des ventes repose
6 évidemment sur le positionnement de nombreuses hypothèses relativement aux
7 facteurs qui influencent l'évolution de la demande. Parmi ces hypothèses, on
8 retrouve celles concernant les variables socioéconomiques. Ce sont les
9 prévisions démographiques (prévision de population et prévision de ménages),
10 les prévisions économiques (environnement économique et monétaire, marché
11 du travail et revenu personnel disponible, mises en chantier de logements,
12 produit intérieur brut par industrie, tonnes de production industrielle) et les
13 prévisions des prix des combustibles (prix du pétrole et du gaz naturel).

14 D'autres hypothèses touchent les données de type commercial, soit les
15 informations spécifiques ou générales sur les clients de grande puissance et
16 leurs marchés, les hypothèses technico-économiques par marché (les taux de
17 diffusion des appareils, les caractéristiques des équipements, etc.) et l'impact
18 attendu sur les ventes par secteur de consommation des différentes
19 interventions commerciales d'Hydro-Québec Distribution. Ainsi, la prévision des
20 ventes aux clients de grande puissance est produite par client sur un horizon de
21 trois ans en intégrant les prévisions des variations de charge obtenues à partir
22 de consultations auprès de chacun de ces clients et en considérant les
23 prévisions d'activité économique par secteur d'activité. Sur un horizon plus
24 lointain, peu ou pas d'informations peuvent être obtenues auprès de chacun des
25 clients sur les variations de charge. Conséquemment, dans un premier temps, la
26 prévision à plus long terme des ventes aux clients de grande puissance est
27 établie par secteur d'activité. Celle-ci découle d'études prospectives par produit

1 ou par secteur d'activité et de la prévision économique à long terme (produit
2 intérieur brut industriel et tertiaire).

3 Un scénario moyen est établi en utilisant les valeurs les plus probables des
4 hypothèses sous-jacentes à la prévision. Des scénarios d'encadrement (annexe
5 1B) fort et faible déterminent ensuite une fourchette de l'évolution de la
6 demande.

7 ***Résultats du scénario moyen***

8 En 2014, les ventes d'électricité devraient s'élever à 184,8 TWh. Cela
9 représente une augmentation de 20,8 TWh sur la période 2004-2014 ou un taux
10 annuel moyen de croissance de 1,2 % ou environ 2 TWh par an.
11 Comparativement à la croissance observée sur la période 1994-2004, cela
12 représente un net ralentissement. En effet, au cours de ces dix années, la
13 croissance totale des ventes au Québec s'est établie à 25,4 TWh, soit en
14 moyenne 2,5 TWh par an ou un taux annuel moyen de 1,7 %.

15 C'est au secteur industriel (PME et Grandes entreprises) que l'on doit l'essentiel
16 de la croissance prévue (68 %) ; les secteurs Domestique et Agricole ainsi que
17 Général et Institutionnel y contribuant respectivement pour 20 % et 7 %.

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

20 **a) Domestique et Agricole**

21 Au secteur Domestique et Agricole, qui représente 35 % des ventes au Québec,
22 la croissance prévue sur la période 2004-2014 est de 4,3 TWh. Cela correspond
23 à un taux de croissance annuel moyen de 0,7 % comparativement à 1,2 % pour
24 l'ensemble des ventes au Québec. À court terme, la croissance dans ce secteur
25 est principalement soutenue par le dynamisme de la construction résidentielle. À
26 moyen et long terme, la croissance provient essentiellement de la formation de

1 ménages et, dans une moindre mesure, de la hausse du revenu personnel
2 disponible.

3 **b) Général et Institutionnel**

4 Au secteur Général et Institutionnel (20 % des ventes au Québec), la croissance
5 prévue sur la période 2004-2014 est de 1,4 TWh, ce qui équivaut à un taux de
6 croissance annuel moyen de 0,4 %. Suite à la décision favorable de la Régie, la
7 prévision du Distributeur tient compte de l'abrogation totale du tarif BT le 1er
8 avril 2006 et suppose une rétention de seulement 35 % des ventes attribuables
9 à ce tarif. Cette hypothèse explique la diminution des ventes au secteur Général
10 et Institutionnel en 2005. À plus long terme, la croissance des ventes s'explique
11 essentiellement par l'accroissement de la population (et des besoins en services
12 qui en découlent), du PIB tertiaire et du revenu personnel disponible. À ces
13 facteurs, s'ajoutent les prix des autres formes d'énergie qui influencent
14 favorablement la position concurrentielle de l'électricité.

15 **c) Industriel PME**

16 Au secteur Industriel petites et moyennes entreprises (7 % des ventes au
17 Québec), la croissance prévue des ventes d'électricité sur la période 2004-2014
18 s'établit à 1,2 TWh. Cela correspond à un rythme de croissance annuel moyen
19 de 1,1 %. Cette croissance des ventes s'explique principalement par
20 l'accroissement du PIB manufacturier et par l'implantation d'électrotechnologies.

21 **d) Industriel Grandes entreprises**

22 Au secteur Industriel Grandes entreprises (35 % des ventes au Québec), la
23 croissance prévue des ventes s'élève à 13,0 TWh sur la période 2004-2014, ce
24 qui équivaut à un taux de croissance annuel moyen de 2,0 %. Cette croissance
25 est en grande partie attribuable à la reprise éventuelle des activités chez ABI,
26 touchée par une grève en 2004, et à l'expansion de l'aluminerie Alouette à
27 Sept-Îles (phase 2) dont la mise en service est prévue pour l'hiver prochain. À lui

1 seul, ce projet compte pour quelque 4,3 TWh de la croissance prévue. Sans ce
2 projet, le taux de croissance annuel moyen des ventes au secteur Industriel
3 Grandes entreprises serait de 1,4 %.

4 **e) Autres**

5 Le secteur Autres regroupe les réseaux de distribution municipaux, l'éclairage
6 des voies publiques, l'éclairage sentinelle et le transport public. Les réseaux
7 municipaux comptent pour 4,2 TWh ou 83 % du total du secteur Autres en 2004.
8 Au secteur Autres (3 % des ventes au Québec), la croissance prévue des
9 ventes s'élève à 0,9 TWh entre 2004 et 2014 ou 1,7 % par an en moyenne. Plus
10 de 80 % de cette croissance provient des réseaux de distribution municipaux. La
11 prise en compte à plus long terme d'innovations technologiques et, dans une
12 moindre mesure, le transport public seront les principales autres sources de
13 croissance de la demande.

14 **TABLEAU 2.1**

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

	2004 ^{1,2}	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Croiss. 2004-14
Domestique et Agricole	57,1	57,7	58,4	59,0	59,6	59,7	60,1	60,3	60,9	61,0	61,4	4,3
Général et Institutionnel	32,8	32,5	32,6	32,7	32,9	32,9	33,2	33,4	33,8	34,0	34,2	1,4
Industriel PME	10,7	10,7	10,8	10,9	11,1	11,2	11,3	11,5	11,6	11,7	11,9	1,2
Industriel Grandes entreprise	58,4	63,3	66,0	67,3	68,7	69,5	69,9	70,3	70,8	71,0	71,4	13,0
Autres	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,7	5,8	5,9	6,0	0,9
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	164,0	169,3	173,1	175,3	177,7	178,8	180,1	181,2	182,9	183,6	184,8	20,8

17 ¹ Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2004, normalisées pour les conditions climatiques.

² Excluant la partie de l'ajustement comptable anticipé de novembre 2004 qui se rapporte aux six derniers mois de 2003.

18

1 **2.1.2 Prév́ision des ventes à la bi-énergie CII (tarif BT)**

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

5 Le tableau 2.2, qui suit, donne la prév́ision des ventes à la bi-énergie CII ainsi
6 que l'hypothèse de transfert des ventes vers les tarifs réguliers et le tarif de
7 transition pour les serres.

8 **TABLEAU 2.2**
9 **Prév́ision des ventes à la bi-énergie CII**
10 **Scénario moyen (GWh)**

	2004 ^{1,2}	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Croiss. 2004-14
Ventes au tarif BT	1 640	985	386	0	0	0	0	0	0	0	0	-1 640
Transfert des ventes au tarif BT vers les tarifs D, G, M et vers le tarif de transition (serres)	4	98	423	637	628	618	609	600	591	582	573	569

11 ¹ Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2004.

² Excluant la partie de l'ajustement comptable anticipé de novembre 2004 qui se rapporte aux six derniers mois de 2003.

12 **2.1.3 Prév́ision des besoins en énergie**

13 C'est à partir de la prév́ision des besoins en énergie visés par le Plan que seront
14 déterminés les approvisionnements requis. Par définition, il s'agit des besoins
15 des clients desservis par le réseau de TransÉnergie³, les réseaux autonomes
16 faisant l'objet d'un exercice de planification séparé.

17 Les besoins en énergie visés par le Plan sont essentiellement composés de la
18 consommation à laquelle sont ajoutées les pertes prév́ues sur les réseaux de
19 distribution et de transport. Par rapport à la prév́ision des ventes présentée à la
20 section 2.1.1, la consommation visée par le Plan est obtenue en soustrayant de
21 ces ventes celles faites dans les réseaux autonomes et en y additionnant

³ 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.

1 l'usage interne, soit la consommation d'électricité par Hydro-Québec dans ses
2 bâtiments et ses chantiers.

3 Les besoins en énergie décrits dans ce Plan n'incluent aucune consommation
4 marginale associée à la tarification en temps réel (MR et LR) ; il n'y a pas de
5 prévision de long terme de ces ventes, étant donné leur volatilité. Les besoins
6 en énergie visés par le Plan qui résultent de ces ajustements sont présentés au
7 tableau 2.3.

8 **TABLEAU 2.3**
9 **Prévision des besoins en énergie**
10 **Scénario moyen (TWh)**

	2004 ¹	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Croiss. 2004-14
Prévision des ventes	164,0	169,3	173,1	175,3	177,7	178,8	180,1	181,2	182,9	183,6	184,8	20,8
- Ventes dans les réseaux autonomes	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0
+ Usage interne	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	-0,1
= Consommation visée par le Plan	164,1	169,5	173,3	175,4	177,8	179,0	180,2	181,2	182,9	183,6	184,8	20,7
+ Pertes de distribution et de transport	12,5	12,7	13,0	13,1	13,3	13,4	13,4	13,5	13,7	13,7	13,8	1,3
= Besoins visés par le Plan	176,6	182,2	186,3	188,5	191,1	192,3	193,7	194,7	196,6	197,3	198,6	22,0

11 ¹ Normalisé pour les conditions climatiques.

12
13 **2.1.4 Prévision en puissance - par usage final**

14 **Méthodologie**

15 L'exercice de prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver doit tenir
16 compte, outre les besoins en énergie définis à la section 2.1.3, de la
17 consommation des centrales d'Hydro-Québec Production associée à l'électricité
18 patrimoniale puisque la mesure de la puissance n'est généralement faite qu'aux
19 bornes des alternateurs.

20 Pour obtenir la prévision des besoins en puissance, on applique des hypothèses
21 de caractéristiques de consommation aux besoins annuels en énergie prévus

1 par usage (chauffage de l'espace, chauffage de l'eau, autres usages) ou par
2 secteur de consommation. Ces caractéristiques portent sur la répartition
3 mensuelle de l'énergie ainsi que sur les ratios mensuels de la puissance
4 appelée à la pointe du réseau sur l'énergie consommée mensuellement. Les
5 hypothèses relatives à ces caractéristiques proviennent des historiques
6 mensuels de la demande d'électricité, de mesures des profils de consommation,
7 de modèles de simulation de la demande horaire de certains usages et d'autres
8 indicateurs pertinents tels, par exemple, les degrés-jours de chauffage.

9 ***Résultats du scénario moyen***

10 Les besoins réguliers du Distributeur⁴ en puissance passeront de 34 450 MW
11 pour la pointe de l'hiver 2003-2004 à 37 365 MW pour la pointe de l'hiver 2013-
12 2014, soit un accroissement d'un peu plus de 2 900 MW représentant une
13 croissance annuelle moyenne de 0,8 % ou un peu moins de 300 MW.
14 Comparativement à la croissance observée entre les hivers 1993-1994 et 2003-
15 2004, cela représente un net ralentissement. En effet, au cours de ces dix
16 années, la croissance totale des besoins en puissance à la pointe d'hiver s'est
17 établie à environ 5 600 MW, soit en moyenne 560 MW par an ou un taux annuel
18 moyen de 1,8 %.

19 La prévision par usage est détaillée ci-après et présentée dans le tableau 2.4.

20

21 **a) Chauffage des locaux**

22 Le chauffage des locaux au secteur Domestique et Agricole représente 27 %
23 des besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2003-2004 et montre une hausse
24 de 525 MW entre les hivers 2003-2004 et 2013-2014. Cela correspond à un taux

⁴ À compter du présent plan, le terme «besoins réguliers du Distributeur» remplace le terme «besoins réguliers au Québec» utilisé auparavant. La définition des besoins réguliers du Distributeur se limite aux besoins des clients desservis par le réseau de TransÉnergie et exclut donc les besoins des réseaux autonomes.

1 de croissance annuel moyen de 0,6 %, un taux inférieur à celui des besoins
2 réguliers du Distributeur.

3 Le chauffage des locaux au secteur Général et Institutionnel (excluant la
4 consommation au tarif BT) compte pour 9 % des besoins. Il connaît une
5 progression moyenne d'environ 60 MW lors des trois prochains hivers sous
6 l'effet notamment du transfert d'une partie des ventes au BT vers les tarifs
7 réguliers. Sur le reste de la période, ces besoins de chauffage accusent un recul
8 annuel moyen de 20 MW. En conséquence, sur l'ensemble de la période, cette
9 composante affiche une mince croissance de 30 MW.

10 Au total, avec une part de 36 % à la pointe de l'hiver 2003-2004 et un taux
11 d'augmentation moyen de 0,4 % par année, la contribution du chauffage des
12 locaux à la croissance totale des besoins se chiffre à 19 %.

13

14 **b) Bi-énergie CII**

15 La demande provenant de la bi-énergie CII (Commerciale, Institutionnelle et
16 Industrielle), assujettie au tarif BT, représente 1 % des besoins en puissance à
17 la pointe de l'hiver 2003-2004. Cette demande disparaîtra complètement d'ici
18 l'hiver 2006-2007 suite à la décision de la Régie de l'énergie d'accueillir
19 favorablement la demande d'abrogation totale de ce tarif le 1^{er} avril 2006. Il est
20 prévu qu'une partie importante de la clientèle optera pour les combustibles alors
21 que d'autres clients transféreront leur consommation de chauffe électrique au
22 tarif BT vers les tarifs réguliers.

23

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

25 Le chauffage de l'eau au secteur Domestique et Agricole compte pour 5 % des
26 besoins à la pointe de l'hiver 2003-2004. Avec une progression de près de

1 180 MW sur la période ou un taux de croissance moyen de 1 % par année, cet
2 usage fournit 6 % de la hausse totale des besoins.

3

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

5 Le secteur Industriel PME représente 5 % des besoins à la pointe de l'hiver
6 2003-2004. Il enregistre une augmentation de 220 MW entre les hivers 2003-
7 2004 et 2013-2014, soit un rythme annuel moyen d'expansion de 1,3 %. La
8 participation de cet usage à la croissance totale se situe à 8 %.

9

10 **e) Industriel Grandes entreprises**

11 Le secteur Industriel Grandes entreprises représente 22 % des besoins à la
12 pointe de l'hiver 2003-2004 et soutient de façon très importante la progression
13 des besoins avec une part de 42 %. La hausse prévue entre 2003-2004 et 2013-
14 2014 s'élève à 1 220 MW, soit 1,5 % en moyenne par année. Ce taux de
15 croissance est presque deux fois plus élevé que celui des besoins totaux. Le
16 projet d'expansion d'Alouette constitue un élément important de la croissance de
17 cette période.

18

19 **f) Autres usages**

20 Cet ensemble d'usages englobe les électroménagers et l'éclairage du secteur
21 Domestique et Agricole, l'eau chaude et les usages traditionnels du secteur
22 Général et Institutionnel, l'éclairage des voies publiques, le transport public, les
23 réseaux de distribution municipaux, l'usage interne, la consommation des
24 chantiers hydro-électriques et la consommation des centrales d'Hydro-Québec
25 Production. La part de ces besoins résiduels se chiffre à 31 % des besoins à la
26 pointe de l'hiver 2003-2004. Avec une augmentation d'un peu plus de 1 220 MW
27 sur la période, cette composante montre un rythme de croissance annuelle de

1 1,1 %, un rythme légèrement supérieur à celui des besoins totaux. La
2 progression de cet ensemble d'usages est à l'origine de 42 % de la hausse
3 totale des besoins réguliers du Distributeur.

4 **TABLEAU 2.4**

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

	2003- 2004 ¹	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	Croiss. 03-13
Chauffage domestique et agricole	9 198	9 271	9 360	9 425	9 474	9 517	9 552	9 574	9 632	9 678	9 723	525
Chauffage général et institutionnel	3 237	3 270	3 332	3 406	3 390	3 353	3 331	3 294	3 285	3 277	3 268	31
Bi-énergie CII (tarif BT)	480	257	258	0	0	0	0	0	0	0	0	-480
Eau chaude domestique et agricole	1 645	1 668	1 688	1 708	1 726	1 744	1 761	1 778	1 794	1 808	1 822	177
Industriel PME	1 653	1 684	1 715	1 734	1 749	1 764	1 783	1 804	1 826	1 849	1 873	220
Industriel Grandes entreprises	7 519	7 226	8 046	8 191	8 360	8 491	8 559	8 608	8 645	8 696	8 739	1 220
Autres usages	10 718	10 808	11 013	11 210	11 312	11 413	11 546	11 641	11 727	11 836	11 940	1 222
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR (Besoins visés par le Plan)	34 450	34 184	35 412	35 674	36 011	36 282	36 532	36 699	36 909	37 144	37 365	2 915

7 ¹ Pointe normalisée pour les conditions climatiques.
8

9 **2.1.5 Comparaison par rapport à l'État d'avancement 2003 du Plan**
10 **d'approvisionnement 2002-2011**

11 **Prévision des ventes**

12 Tel qu'indiqué dans le tableau 2.5, à l'horizon 2011, la prévision de la demande
13 d'électricité du Plan d'approvisionnement 2005-2014 est inférieure de 3,2 TWh à
14 la prévision de l'État d'avancement 2003 du Plan d'approvisionnement 2002-
15 2011.

16 Une bonne partie de cet écart, 2,9 TWh, se retrouve du côté de la prévision des
17 ventes à la clientèle Grandes entreprises. Le retrait de projets dans le secteur
18 des alumineries, dont la modernisation de l'usine d'Alcoa à Baie-Comeau, dans
19 la prévision du présent Plan explique cette différence. À court terme, les ventes
20 prévues à la clientèle Grandes entreprises de la plus récente prévision sont
21 également inférieures à celles de l'État d'avancement 2003 du Plan. Le conflit
22 de travail chez A.B.I. occasionne des pertes importantes. Par contre, la montée

1 en charge plus rapide de l'expansion de l'usine d'Alouette (phase 2) augmente
2 les ventes prévues en 2005.

3 L'abrogation du tarif BT, découlant de la décision de la Régie, reflétée dans le
4 présent Plan, entraîne une réduction des ventes de 1,3 TWh à l'horizon 2011
5 par rapport à la prévision des ventes de l'État d'avancement 2003 du Plan, la
6 rétention de clients supposée n'étant que 35 %. La révision à la hausse des
7 économies d'énergie découlant de la prise en compte de la proposition de Plan
8 global en efficacité énergétique 2005-2010 (R-3552-2004) entraîne, quant à elle,
9 un écart de 1,5 TWh à l'horizon 2011.

10 Toutefois, la prévision des ventes au secteur Domestique et Agricole utilisée
11 pour l'actuel Plan d'approvisionnement a été revue à la hausse par rapport à la
12 prévision de l'État d'avancement 2003 du Plan de 1,3 TWh à l'horizon 2011. Les
13 mises en chantier ont été plus élevées en 2003 que prévu dans l'État
14 d'avancement 2003 du Plan et leur prévision pour 2004 a été revue à la hausse.
15 De plus, une mise à jour des taux de diffusion du chauffage électrique a aussi
16 contribué à gonfler cet écart.

1
2
3
4

TABLEAU 2.5
Comparaison par rapport à l'État d'avancement 2003 du Plan
Prévision des ventes régulières au Québec
Scénario moyen (TWh)

	2001 ¹	2002 ²	2003 ^{3,4}	2004 ^{5,6}	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Croiss. 2001-11
Domestique et Agricole												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	52,7	54,0	56,2	57,1	57,7	58,4	59,0	59,6	59,7	60,1	60,3	7,7
État d'avancement 2003 du Plan	52,7	54,0	55,3	56,2	56,3	56,9	57,3	57,9	58,0	58,5	59,0	6,3
Écart	0,0	0,0	0,9	1,0	1,4	1,6	1,7	1,7	1,8	1,6	1,3	
Général et Institutionnel												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	30,7	31,8	32,0	32,8	32,5	32,6	32,7	32,9	32,9	33,2	33,4	2,6
État d'avancement 2003 du Plan	30,7	31,8	31,9	32,4	32,7	33,0	33,3	33,7	33,8	34,1	34,4	3,7
Écart	0,0	0,0	0,1	0,4	-0,2	-0,4	-0,6	-0,8	-0,9	-0,9	-1,0	
Industriel PME												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	9,5	9,8	10,7	10,7	10,7	10,8	10,9	11,1	11,2	11,3	11,5	2,0
État d'avancement 2003 du Plan	9,5	9,8	10,8	11,0	11,2	11,4	11,5	11,7	11,8	12,0	12,1	2,6
Écart	0,0	0,0	-0,1	-0,3	-0,5	-0,5	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,7	
Industriel Grandes entreprises												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	56,8	58,8	61,9	58,4	63,3	66,0	67,3	68,7	69,5	69,9	70,3	13,5
État d'avancement 2003 du Plan	56,8	58,8	61,4	61,8	64,4	67,4	68,1	69,0	70,5	71,9	73,2	16,4
Écart	0,0	0,0	0,4	-3,4	-1,2	-1,4	-0,8	-0,4	-1,0	-2,0	-2,9	
Autres												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	4,8	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,7	0,9
État d'avancement 2003 du Plan	4,8	4,8	4,9	4,9	5,0	5,1	5,1	5,2	5,3	5,5	5,7	0,9
Écart	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,0	
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	154,5	159,2	165,7	164,0	169,3	173,1	175,3	177,7	178,8	180,1	181,2	26,7
État d'avancement 2003 du Plan	154,5	159,2	164,2	166,4	169,7	173,8	175,4	177,5	179,5	182,1	184,4	29,9
Écart	0,0	0,0	1,5	-2,4	-0,4	-0,6	-0,1	0,2	-0,6	-1,9	-3,2	

1 Pour l'État d'avancement 2003 du Plan et le Plan d'approvisionnement 2005-2014, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques, corrigées de l'ajustement comptable de novembre 2001 (excluant les ventes associées aux années 1998,1999 et 2000) et de l'ajustement comptable de novembre 2002 (incluant les ventes qui se rapportent à 2001).

2 Pour l'État d'avancement 2003 du Plan et le Plan d'approvisionnement 2005-2014, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques, corrigées de l'ajustement comptable de novembre 2002 (excluant les ventes associées à l'année 2001) et de l'ajustement comptable de novembre 2003 (incluant les ventes se rapportant à 2002).

3 Pour le Plan d'approvisionnement 2005-2014, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques, corrigées de l'ajustement comptable de novembre 2003 (excluant les ventes associées à l'année 2002) et de l'ajustement comptable anticipé de novembre 2004 (incluant les ventes se rapportant à 2003).

4 Pour l'État d'avancement 2003 du Plan, incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2003, normalisées pour les conditions climatiques, corrigées de l'ajustement comptable anticipé de novembre 2003 (excluant les ventes associées à l'année 2002), et comprenant une provision pour l'ajustement comptable anticipé de novembre 2004 (+780 GWh se rapportant aux ventes de 2003).

5 Pour le Plan d'approvisionnement 2005-2014, incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2004, normalisées pour les conditions climatiques et comprenant une provision pour l'ajustement comptable anticipé de novembre 2004 (+268 GWh se rapportant aux six premiers mois de 2004), mais corrigée de la partie des ventes se rapportant à 2003.

6 Pour l'État d'avancement 2003 du Plan, excluant une provision pour l'ajustement comptable anticipé de novembre 2004 (+780 GWh se rapportant aux ventes de 2003).

5
6

7 **Prévision des besoins en énergie**

8 Par rapport à l'État d'avancement 2003 du Plan, à l'horizon 2011, la prévision
9 des besoins en énergie du présent Plan est inférieure de 3,9 TWh comme
10 l'indique le tableau 2.6.

1 Cet écart est principalement attribuable à une baisse de 3,2 TWh de la
2 consommation prévue, cette dernière s'expliquant entièrement par la baisse de
3 la prévision des ventes.

4 À cet écart de consommation en 2011, s'ajoute une diminution d'environ
5 0,8 TWh des pertes de distribution et de transport. Cette diminution des pertes
6 prévues est le résultat de la baisse de la consommation conjuguée à une baisse
7 du taux de pertes prévu. À l'horizon 2011, ce dernier est passé de 7,8 % dans
8 l'État d'avancement 2003 à 7,5 % dans le présent Plan. Cette révision à la
9 baisse du taux de pertes s'explique par des taux de pertes constatés au cours
10 des trois dernières années inférieurs aux taux retenus antérieurement pour la
11 prévision.

Tableau 2.6
Comparaison par rapport à l'État d'avancement 2003 du Plan
Prévision des besoins en énergie
Scénario moyen (TWh)

	2001 ¹	2002 ¹	2003 ¹	2004 ¹	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Croiss. 2001-11
Consommation visée par le Plan												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	154,6	159,3	165,8	164,1	169,5	173,3	175,4	177,8	179,0	180,2	181,2	26,6
État d'avancement 2003 du Plan	154,6	159,3	164,3	166,5	169,9	173,9	175,5	177,6	179,5	182,1	184,4	29,8
Écart	0,0	0,0	1,4	-2,3	-0,4	-0,6	-0,1	0,2	-0,6	-1,8	-3,2	
Pertes de distribution et de transport												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	11,7	12,0	12,4	12,5	12,7	13,0	13,1	13,3	13,4	13,4	13,5	1,8
État d'avancement 2003 du Plan	11,7	12,0	12,9	13,1	13,3	13,6	13,7	13,8	14,0	14,1	14,3	2,6
Écart	0,0	0,0	-0,5	-0,7	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,7	-0,8	
Besoins visés par le Plan												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	166,3	171,3	178,2	176,6	182,2	186,3	188,5	191,1	192,3	193,7	194,7	28,4
État d'avancement 2003 du Plan	166,3	171,3	177,3	179,6	183,2	187,5	189,2	191,5	193,5	196,2	198,7	32,4
Écart	0,0	0,0	0,9	-3,0	-1,0	-1,2	-0,6	-0,4	-1,2	-2,5	-3,9	

¹ Normalisé pour les conditions climatiques.

12

13 **Prévision des besoins en puissance**

14 Tel que montré au tableau 2.7, à l'horizon de l'hiver 2010-2011, la prévision des
15 besoins en puissance du présent Plan est inférieure de 540 MW à celle de l'État
16 d'avancement 2003 du Plan.

1 Une partie importante de cet écart, 300 MW, provient de la prévision des
2 besoins au secteur industriel Grandes entreprises. Le retrait de projets dans le
3 secteur des alumineries, dont la modernisation de l'usine d'Alcoa à Baie-
4 Comeau, dans la prévision du présent Plan explique cette différence. Pour
5 l'hiver 2004-2005, les besoins en puissance prévus au secteur industriel
6 Grandes entreprises dans ce présent Plan sont nettement inférieurs à ceux de
7 l'État d'avancement 2003 du Plan. Le conflit de travail chez A.B.I. explique une
8 baisse importante des besoins prévus. Par contre, la montée en charge plus
9 rapide de l'expansion de l'usine d'Alouette (phase 2) augmente les besoins de
10 puissance pour cet hiver.

11 L'abrogation du tarif BT prise en compte dans le présent Plan entraîne la
12 disparition des 550 MW prévus à ce tarif à l'horizon de l'hiver 2010-2011 dans
13 l'État d'avancement 2003 du Plan en vertu d'un scénario de maintien du tarif BT
14 alors retenu. Cette baisse de besoins en puissance est cependant partiellement
15 compensée par un accroissement des besoins dans les autres usages sous
16 l'effet du transfert d'une fraction des ventes au tarif BT vers les tarifs réguliers.
17 Par ailleurs, la révision à la hausse des économies d'énergie découlant de la
18 prise en compte de la proposition de Plan global en efficacité énergétique
19 2005-2010 (R-3552-2004) entraîne une réduction des besoins de 340 MW à
20 l'horizon 2010-2011.

21 Par contre, la révision à la hausse de la croissance des ventes au secteur
22 Domestique et Agricole dans la prévision de l'actuel Plan par rapport à la
23 prévision de l'État d'avancement 2003 du Plan entraîne une augmentation de la
24 croissance des besoins en puissance pour l'eau chaude et les autres usages
25 associés à ce secteur de consommation.

1
2
3
4

TABLEAU 2.7
Comparaison par rapport à l'État d'avancement 2003 du Plan
Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usage final¹
Scénario moyen (MW)

	2001- 2002 ²	2002- 2003 ²	2003- 2004 ²	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	Croiss. 01-10
Chauffage domestique et agricole											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	8 610	8 990	9 200	9 270	9 360	9 430	9 470	9 520	9 550	9 570	960
État d'avancement 2003 du Plan	9 180	9 410	9 550	9 640	9 740	9 840	9 940	10 030	10 130	10 250	1 070
Écart	-570	-430	-350	-370	-380	-420	-470	-510	-580	-680	
Chauffage général et institutionnel											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	3 000	3 160	3 240	3 270	3 330	3 410	3 390	3 350	3 330	3 290	300
État d'avancement 2003 du Plan	3 060	3 170	3 220	3 200	3 200	3 200	3 190	3 170	3 170	3 170	110
Écart	-60	-10	20	70	130	210	200	180	160	120	
Bi-énergie CII (tarif BT)											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	440	490	480	260	260	0	0	0	0	0	-440
État d'avancement 2003 du Plan	440	480	540	600	590	590	580	570	560	550	120
Écart	0	0	-60	-350	-340	-590	-580	-570	-560	-550	
Eau chaude domestique et agricole											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	1 540	1 600	1 650	1 670	1 690	1 710	1 730	1 740	1 760	1 780	240
État d'avancement 2003 du Plan	1 480	1 500	1 510	1 520	1 540	1 560	1 580	1 600	1 620	1 630	160
Écart	60	100	140	150	140	140	140	150	150	140	
Industriel - PME											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	1 580	1 640	1 650	1 680	1 720	1 730	1 750	1 760	1 780	1 800	220
État d'avancement 2003 du Plan	1 580	1 640	1 690	1 710	1 730	1 760	1 790	1 810	1 840	1 870	290
Écart	0	0	-40	-20	-10	-30	-40	-50	-60	-70	
Industriel - Grandes entreprises											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	7 000	7 630	7 520	7 230	8 050	8 190	8 360	8 490	8 560	8 610	1 610
État d'avancement 2003 du Plan	6 990	7 550	7 500	7 630	8 240	8 330	8 420	8 540	8 740	8 910	1 920
Écart	10	80	20	-410	-200	-140	-60	-50	-180	-300	
Autres usages											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	10 070	10 390	10 720	10 810	11 010	11 210	11 310	11 410	11 550	11 640	1 570
État d'avancement 2003 du Plan	9 490	10 140	10 200	10 290	10 410	10 500	10 570	10 650	10 750	10 850	1 360
Écart	570	250	520	520	610	710	740	770	800	790	
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR³											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	32 230	33 890	34 450	34 180	35 410	35 670	36 010	36 280	36 530	36 700	4 470
État d'avancement 2003 du Plan	32 230	33 890	34 200	34 600	35 450	35 780	36 070	36 370	36 810	37 240	5 010
Écart	0	0	250	-410	-40	-110	-60	-90	-280	-540	

¹ La prévision des besoins en puissance de certains usages doit être comparée avec prudence en raison d'écarts d'estimation du niveau des besoins dès l'année de départ du tableau, et ce suite à des révisions de l'estimation historique de la consommation annuelle d'énergie par usage dans le secteur de consommation concerné ou à des changements dans les hypothèses de caractéristiques de consommation par usage. Dans un tel cas, il est plus approprié de comparer la prévision de l'usage en termes de croissance entre deux années que de niveau à une année donnée.

² Pointe normalisée pour les conditions climatiques.

³ À compter du présent Plan, le terme « besoins réguliers du Distributeur » remplace le terme « besoins réguliers au Québec » utilisé auparavant. La définition des besoins réguliers du Distributeur se limite aux besoins rattachés au réseau de TransÉnergie et exclut donc les besoins des réseaux autonomes.

5
6

2.1.6 Comparaison par rapport au Plan d'approvisionnement 2002-2011

Prévision des ventes

Depuis le premier Plan d'approvisionnement, la prévision des ventes a été significativement revue à la hausse. En effet, un écart de 6,5 TWh à l'horizon

1 2011 s'observe entre la prévision du Plan d'approvisionnement 2005-2014 et
2 celle du Plan d'approvisionnement 2002-2011.

3 Cette révision à la hausse s'explique à court terme par le dynamisme de
4 l'ensemble du marché de l'habitation. Ensuite, les intégrations successives
5 d'ajustements comptables en 2001 et 2002, alors que la prévision du Plan
6 d'approvisionnement 2002-2011 n'en anticipait aucune, ont contribué à gonfler
7 l'écart. Par ailleurs, la prévision des ventes aux clients Grandes entreprises du
8 premier Plan d'approvisionnement ne tenait pas compte du projet d'expansion
9 de l'usine d'Alouette (phase 2).

10 Enfin, la prévision du Plan d'approvisionnement 2002-2011, tout comme celle du
11 Plan d'approvisionnement 2005-2014, tablait sur un scénario d'abrogation du
12 tarif BT.

1
2
3
4

TABLEAU 2.8
Comparaison par rapport au Plan d'approvisionnement 2002-2011
Prévision des ventes régulières au Québec
Scénario moyen (TWh)

	2001 ^{1,2}	2002 ³	2003 ⁴	2004 ⁵	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Croiss. 2001-11
Domestique et Agricole												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	52,7	54,0	56,2	57,1	57,7	58,4	59,0	59,6	59,7	60,1	60,3	7,7
Plan d'approvisionnement 2002-2011	52,6	52,9	53,3	54,0	54,3	54,7	55,0	55,6	55,7	56,2	56,6	4,0
Écart	0,1	1,1	3,0	3,1	3,4	3,8	4,0	4,0	4,0	3,9	3,7	
Général et Institutionnel												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	30,7	31,8	32,0	32,8	32,5	32,6	32,7	32,9	32,9	33,2	33,4	2,6
Plan d'approvisionnement 2002-2011	30,8	31,0	31,3	31,9	32,2	32,5	32,8	33,3	33,5	33,9	34,2	3,4
Écart	-0,1	0,8	0,7	0,9	0,3	0,1	-0,1	-0,4	-0,7	-0,6	-0,8	
Industriel PME												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	9,5	9,8	10,7	10,7	10,7	10,8	10,9	11,1	11,2	11,3	11,5	2,0
Plan d'approvisionnement 2002-2011	9,6	10,0	10,4	10,7	10,9	11,1	11,2	11,4	11,5	11,7	11,9	2,3
Écart	-0,1	-0,2	0,3	0,0	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,4	-0,4	
Industriel Grandes entreprises												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	56,8	58,8	61,9	58,4	63,3	66,0	67,3	68,7	69,5	69,9	70,3	13,5
Plan d'approvisionnement 2002-2011	57,0	58,1	60,6	62,6	63,4	64,3	64,9	65,6	65,9	66,3	66,8	9,8
Écart	-0,1	0,7	1,2	-4,3	-0,2	1,7	2,4	3,1	3,6	3,6	3,5	
Autres												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	4,8	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,7	0,9
Plan d'approvisionnement 2002-2011	4,7	4,7	4,7	4,6	4,7	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	0,5
Écart	0,1	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	154,5	159,2	165,7	164,0	169,3	173,1	175,3	177,7	178,8	180,1	181,2	26,7
Plan d'approvisionnement 2002-2011	154,6	156,7	160,2	163,8	165,5	167,2	168,8	170,8	171,7	173,2	174,6	20,0
Écart	-0,1	2,5	5,4	0,1	3,8	5,9	6,5	6,9	7,1	6,9	6,5	

1 Pour le Plan d'approvisionnement 2002-2011, incluant les ventes publiées de janvier à août 2001, normalisées pour les conditions climatiques.

2 Pour le Plan d'approvisionnement 2005-2014, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques, corrigées de l'ajustement comptable de novembre 2002 (incluant les ventes se rapportant à 2001) (excluant les ventes associées aux années 1998, 1999 et 2000) et de l'ajustement comptable de novembre 2002 (incluant les ventes se rapportant à 2001).

3 Pour le Plan d'approvisionnement 2005-2014, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques, corrigées de l'ajustement comptable de novembre 2002 (excluant les ventes associées à l'année 2001) et de l'ajustement comptable de novembre 2003 (incluant les ventes se rapportant à 2002).

4 Pour le Plan d'approvisionnement 2005-2014, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques, corrigées de l'ajustement comptable de novembre 2003 (excluant les ventes associées à l'année 2002), incluant une provision pour l'ajustement comptable anticipé de novembre 2004 (+816 GWh se rapportant aux ventes de 2003).

5 Pour le Plan d'approvisionnement 2005-2014, incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2004, normalisées pour les conditions climatiques et incluant une provision pour l'ajustement comptable anticipé de novembre 2004 (+268 GWh se rapportant aux six premiers mois de 2004, excluant la partie se rapportant aux ventes de 2003)

5
6

7 **Prévision des besoins en énergie**

8 Comme le montre le tableau 2.9, la prévision des besoins en énergie du présent
9 Plan est dans l'ensemble nettement supérieure à celle du Plan
10 d'approvisionnement 2002-2011. À l'horizon 2011, cet écart est de 5,0 TWh.

11 Cet écart s'explique par une révision à la hausse de 6,5 TWh de la
12 consommation contrebalancée en partie par une diminution de 1,5 TWh des
13 pertes de distribution et de transport sous l'effet d'une baisse importante du taux
14 de pertes prévu.

1 En effet, à l'horizon 2011, le taux de pertes passe de 8,4 % dans le premier Plan
 2 à 7,5 % dans le Plan d'approvisionnement 2005-2014. Ce changement de taux
 3 prévu résulte essentiellement de deux facteurs. Tout d'abord, les pertes pour les
 4 années 2000 et 2001 ont été réévaluées à la baisse suite aux ajustements
 5 comptables apportés aux ventes de ces années à la fin de 2001. Combinées
 6 aux résultats de pertes observés pour les années suivantes, ces informations
 7 entraînent une diminution du taux de pertes retenu au point de départ. Ensuite,
 8 l'hypothèse de croissance des taux de pertes de distribution et de transport
 9 reliée à l'utilisation accrue des réseaux, mise de l'avant au milieu des années 90
 10 et retenue dans le premier Plan, a depuis été abandonnée faute de résultats
 11 dans ce sens au cours des dernières années et d'indications raisonnables de
 12 croissance des taux de pertes dans l'avenir.

Tableau 2.9
Comparaison par rapport au Plan d'approvisionnement 2002-2011
Prévision des besoins en énergie
Scénario moyen (TWh)

	2001 ¹	2002 ¹	2003 ¹	2004 ¹	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Croiss. 2001-11
Consommation visée par le Plan												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	154,6	159,3	165,8	164,1	169,5	173,3	175,4	177,8	179,0	180,2	181,2	26,6
Plan d'approvisionnement 2002-2011	154,7	156,8	160,3	163,9	165,6	167,3	168,8	170,9	171,8	173,2	174,7	19,9
Écart	-0,1	2,5	5,4	0,2	3,9	6,0	6,6	7,0	7,2	7,0	6,5	
Pertes de distribution et de transport												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	11,7	12,0	12,4	12,5	12,7	13,0	13,1	13,3	13,4	13,4	13,5	1,8
Plan d'approvisionnement 2002-2011	12,6	12,8	13,2	13,5	13,7	14,0	14,2	14,4	14,6	14,8	15,0	2,4
Écart	-0,9	-0,8	-0,7	-1,1	-1,0	-1,0	-1,1	-1,1	-1,2	-1,3	-1,5	
Besoins visés par le Plan												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	166,3	171,3	178,2	176,6	182,2	186,3	188,5	191,1	192,3	193,7	194,7	28,4
Plan d'approvisionnement 2002-2011	167,4	169,6	173,5	177,4	179,3	181,3	183,0	185,3	186,3	188,0	189,7	22,3
Écart	-1,1	1,7	4,7	-0,9	2,9	5,0	5,5	5,8	6,0	5,7	5,0	

13 ¹ Normalisé pour les conditions climatiques.

14 **Prévision des besoins en puissance**

15 Par rapport au Plan d'approvisionnement 2002-2011, la prévision des pointes
 16 d'hiver est substantiellement revue à la hausse. Comme l'indique le tableau
 17 2.10, cette hausse dépasse généralement 1 000 MW.

1 Cette révision à la hausse s'explique premièrement par la croissance
2 additionnelle de la demande d'électricité pour les différents usages au secteur
3 Domestique et Agricole. Ensuite, la prévision de la demande au secteur
4 industriel Grandes entreprises du premier Plan d'approvisionnement ne tenait
5 pas compte du projet d'expansion de l'usine d'Alouette (phase 2).

6 Enfin, la prévision du Plan d'approvisionnement 2002-2011, tout comme celle du
7 Plan d'approvisionnement 2005-2014, reposait sur un scénario d'abrogation du
8 tarif BT se traduisant par une disparition complète de la consommation de ce
9 tarif à l'hiver 2003-2004 au lieu de l'hiver 2006-2007 comme c'est le cas dans le
10 présent Plan. Cette différence de scénario explique des besoins en puissance
11 supérieurs de quelques centaines de mégawatts de l'hiver 2002-2003 à l'hiver
12 2005-2006.

1
2
3
4

TABLEAU 2.10
Comparaison par rapport au Plan d'approvisionnement 2002-2011
Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usage final¹
Scénario moyen (MW)

	2001- 2002 ²	2002- 2003 ²	2003- 2004 ²	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	Croiss. 01-10
Chauffage domestique et agricole											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	8 610	8 990	9 200	9 270	9 360	9 430	9 470	9 520	9 550	9 570	960
Plan d'approvisionnement 2002-2011	10 270	10 370	10 480	10 580	10 670	10 750	10 840	10 930	11 020	11 110	850
Écart	-1 660	-1 390	-1 280	-1 310	-1 310	-1 330	-1 370	-1 420	-1 470	-1 540	
Chauffage général et institutionnel											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	3 000	3 160	3 240	3 270	3 330	3 410	3 390	3 350	3 330	3 290	300
Plan d'approvisionnement 2002-2011	3 460	3 610	3 780	3 890	3 880	3 880	3 880	3 880	3 890	3 890	430
Écart	-460	-450	-550	-620	-550	-470	-490	-530	-560	-600	
Bi-énergie CII (tarif BT)											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	440	490	480	260	260	0	0	0	0	0	-440
Plan d'approvisionnement 2002-2011	370	100	0	0	0	0	0	0	0	0	-370
Écart	70	380	480	260	260	0	0	0	0	0	
Eau chaude domestique et agricole											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	1 540	1 600	1 650	1 670	1 690	1 710	1 730	1 740	1 760	1 780	240
Plan d'approvisionnement 2002-2011	1 510	1 520	1 540	1 560	1 570	1 590	1 610	1 630	1 640	1 660	150
Écart	30	80	110	110	110	120	120	120	120	120	
Industriel - PME											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	1 580	1 640	1 650	1 680	1 720	1 730	1 750	1 760	1 780	1 800	220
Plan d'approvisionnement 2002-2011	1 660	1 760	1 810	1 850	1 880	1 900	1 930	1 960	1 980	2 010	360
Écart	-70	-110	-150	-160	-170	-170	-180	-190	-200	-210	
Industriel - Grandes entreprises											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	7 000	7 630	7 520	7 230	8 050	8 190	8 360	8 490	8 560	8 610	1 610
Plan d'approvisionnement 2002-2011	7 080	7 510	7 760	7 900	8 030	8 110	8 180	8 240	8 290	8 350	1 270
Écart	-80	120	-240	-670	20	90	180	260	270	260	
Autres usages											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	10 070	10 390	10 720	10 810	11 010	11 210	11 310	11 410	11 550	11 640	1 570
Plan d'approvisionnement 2002-2011	7 770	7 870	7 970	8 080	8 180	8 270	8 360	8 450	8 550	8 660	890
Écart	2 300	2 520	2 740	2 730	2 840	2 940	2 950	2 960	2 990	2 990	
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR³											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	32 230	33 890	34 450	34 180	35 410	35 670	36 010	36 280	36 530	36 700	4 470
Plan d'approvisionnement 2002-2011⁴	32 100	32 730	33 340	33 840	34 210	34 500	34 790	35 080	35 380	35 680	3 580
Écart	130	1 160	1 110	340	1 200	1 180	1 220	1 200	1 150	1 020	

¹ La prévision des besoins en puissance de certains usages doit être comparée avec prudence en raison d'écarts d'estimation du niveau des besoins dès l'année de départ du tableau, et ce suite à des révisions de l'estimation historique de la consommation annuelle d'énergie par usage dans le secteur de consommation concerné ou à des changements dans les hypothèses de caractéristiques de consommation par usage. Dans un tel cas, il est plus approprié de comparer la prévision de l'usage en termes de croissance entre deux années que de niveau à une année donnée.

² Pointe normalisée pour les conditions climatiques.

³ À compter du présent Plan, le terme « besoins réguliers du Distributeur » remplace le terme « besoins réguliers au Québec » utilisé auparavant. La définition des besoins réguliers du Distributeur se limite aux besoins rattachés au réseau de TransÉnergie et exclut donc les besoins des réseaux autonomes.

⁴ La prévision présentée dans le Plan d'approvisionnement 2002-2011 incluait les besoins des réseaux autonomes. Pour fins de comparaison avec la prévision du Plan d'approvisionnement 2005-2014, elle a été corrigée pour en exclure les besoins des réseaux autonomes.

5
6

1 **2.2 Efficacité énergétique**

2 **2.2.1 Économies d'énergie**

3 La prévision de la demande présentée à la section 2.1 prend en compte l'impact
4 des économies d'énergie sur les ventes et les besoins en puissance. On
5 distingue trois catégories d'économies d'énergie :

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

9 Le tableau 2.11 présente les économies d'énergie prises en compte dans la
10 prévision des ventes, et le tableau 2.12 présente leur impact sur les besoins en
11 puissance à la pointe d'hiver.

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

13 Les modèles de prévision prennent en considération l'impact de mesures prises
14 directement par les clients et des économies découlant des changements de
15 normes ou de l'amélioration du rendement des appareils électriques. En outre,
16 ils reflètent les économies d'énergie liées au rajeunissement du parc
17 d'immeubles (par le biais de la démolition, reconstruction ou de rénovations
18 majeures). C'est ce qu'on appelle les économies d'énergie tendanciennes.

19 **b) Programmes déjà mis en œuvre**

20 Dans la majorité des cas, ces programmes ont été déployés par Hydro-Québec
21 au cours des années 90. En 2004, la réduction de la demande qui en résulte se
22 chiffre à 2,4 TWh. Pour les années suivantes, l'information est fournie dans la
23 seconde partie du tableau 2.11 ci-dessous.

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

2 Le 1^{er} Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) soumis par le Distributeur à
3 la Régie de l'énergie a été approuvé en juin 2003 (D-2003-110) et avait une
4 cible de 0,75 TWh implantés en 2006 (0,61 TWh mensualisés). En janvier 2004,
5 le Distributeur a pris l'engagement, lors des travaux parlementaires de la
6 Commission de l'économie et du travail, de tripler sa contribution financière à
7 l'Agence de l'efficacité énergétique (AEE) pour des interventions destinées aux
8 ménages à budget modeste. Cet accroissement du budget a été approuvé par la
9 Régie en juin 2004 (D-2004-106) et a permis une légère augmentation de la
10 cible à 0,78 TWh implantés en 2006 (0,63 TWh mensualisés).

11 Dès le dépôt de la première demande d'approbation budgétaire du PGEÉ, le
12 Distributeur a indiqué à la Régie qu'il travaillait à bonifier l'objectif d'économies
13 d'énergie à moyen et long termes.

- 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). Le dossier soumis à la Régie fournit des informations sur les
17 bonifications des programmes existants et les nouveaux programmes et
18 activités proposés.

19 Les économies d'énergie constituent un intrant significatif à la prévision de la
20 demande d'électricité. Dans l'actuel Plan d'approvisionnement, la prévision de la
21 demande incorpore des économies d'énergie correspondant au nouvel objectif
22 de 3,0 TWh implantés du PGEÉ 2005-2010 proposé. Mensualisé, cet objectif
23 entraîne une réduction des ventes d'électricité de 2,7 TWh en 2010.

1

TABLEAU 2.11

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

3

4

5

TABLEAU 2.12

6

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

7

	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	60	190	300	410	520	620	720	810	910	1000	1070
Programmes d'HQ déjà mis en œuvre	380	380	360	350	350	350	340	330	320	310	300
Plan global en efficacité énergétique	0	40	110	200	300	400	510	620	620	620	620
Total	450	600	770	960	1160	1370	1560	1760	1860	1930	1990

8

9

2.2.2 Moyens de gestion de la consommation

10

La *Loi sur la Régie de l'énergie* stipule que le Plan doit porter sur les besoins des marchés québécois après l'application des mesures d'efficacité énergétique.

11

12

Par ailleurs, le Règlement sur la teneur et la périodicité du plan

13

d'approvisionnement prévoit que les contrats de puissance interruptible doivent

1 être traités explicitement dans le Plan, au même titre qu'un contrat
2 d'approvisionnement.

3 Selon le Distributeur, toute mesure de gestion de la consommation sous son
4 contrôle direct en temps réel est assimilable à un achat de puissance ou
5 d'énergie et devrait être traitée explicitement dans le Plan. C'est le cas de
6 l'électricité interruptible qui est programmée lorsque, par exemple, le Distributeur
7 veut réduire la pointe prévue. Ce moyen de gestion de la consommation,
8 disponible sur appel, est abordé à HQD-3, Document 2, section 2.5. Il est
9 actuellement le seul moyen de cette catégorie à être utilisé. Les autres moyens
10 de gestion, qui ne sont pas sous le contrôle direct du Distributeur, sont traités de
11 la même façon que les économies d'énergie : ils sont pris en compte à même la
12 prévision de la demande. Dans cette catégorie on retrouve actuellement la bi-
13 énergie résidentielle. Le tableau 2.13 montre l'effacement à la pointe qui en
14 résulte.

15 **TABLEAU 2.13**

16 **Moyens de gestion de la consommation pris en compte dans la prévision de**
17 **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	790	790	790	800	800	800	810	810

18

19 **2.3 Profil horaire des besoins prévus**

20 La prévision du profil horaire des besoins est établie à partir de la prévision des
21 besoins mensuels en énergie et des pointes mensuelles.

22 De façon générale, la méthode de prévision de profil horaire utilisée consiste à
23 produire un ensemble de simulations horaires chronologiques des besoins en
24 fonction des conditions climatiques. Dans un premier temps, le Distributeur
25 établit, pour l'année 2003, 210 simulations horaires des besoins réguliers du
26 Distributeur basées sur les différentes conditions climatiques observées de 1971

1 à 2000. Ces simulations des besoins du Distributeur présentent des
2 composantes associées à des usages spécifiques (chauffage, climatisation et
3 industriel Grandes entreprises). Elles sont dérivées de simulations des besoins
4 québécois fournies par Hydro-Québec TransÉnergie à partir d'un modèle
5 d'estimation horaire des besoins du réseau en fonction des conditions
6 climatiques. Le Distributeur projette ensuite les 210 simulations horaires de ses
7 besoins de l'année 2003 à l'année prévisionnelle désirée en utilisant la prévision
8 des besoins mensuels des usages spécifiquement représentés et celle du total
9 des usages.

10 Pour chacune des 210 courbes horaires chronologiques des besoins prévus
11 pour un mois, il est possible d'obtenir un profil montrant la puissance appelée à
12 chaque heure, classée en ordre décroissant; ces profils sont appelés courbes de
13 puissances classées (CPC). Pour une CPC mensuelle particulière, son
14 maximum (valeur horaire de rang 1) correspond à la pointe découlant des
15 conditions climatiques mensuelles spécifiques qui lui sont associées (par
16 exemple, les conditions climatiques tirées de l'année 1971) et la surface sous
17 cette courbe correspond à l'énergie mensuelle prévue sous ces mêmes
18 conditions climatiques spécifiques.

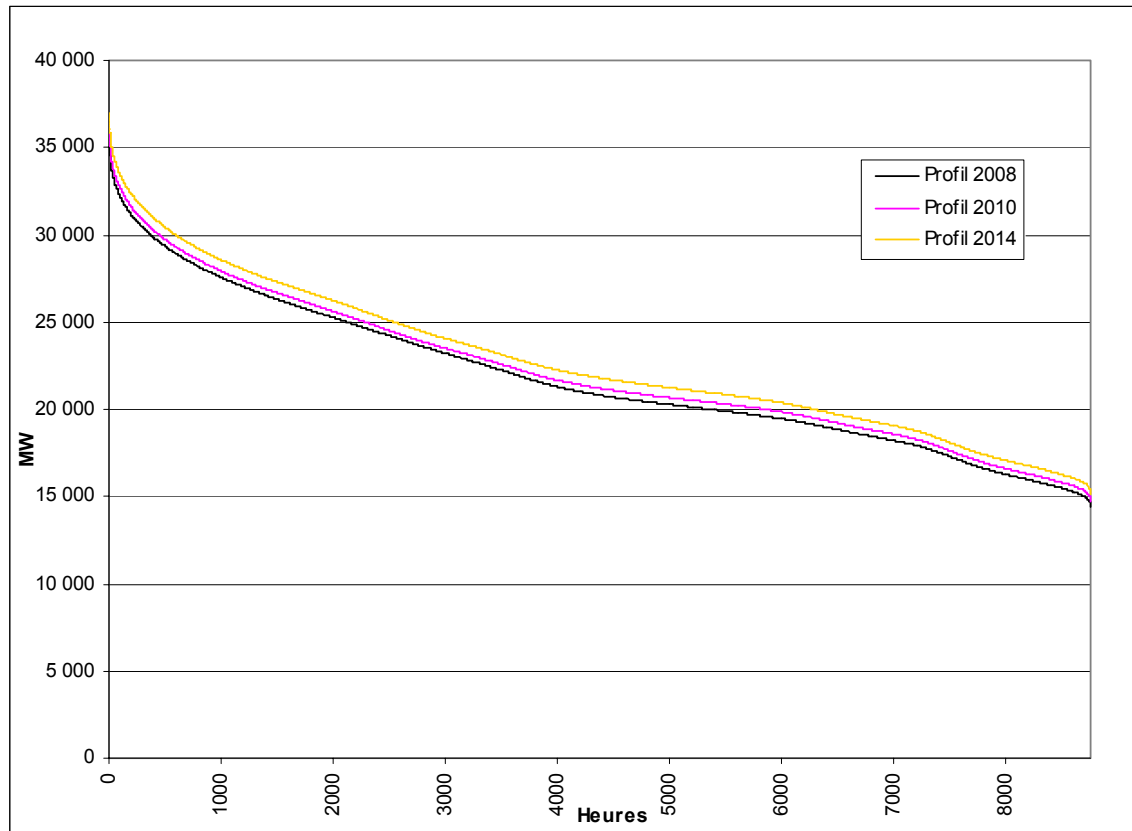
19 Pour chaque mois de l'horizon de prévision, une CPC moyenne est établie en
20 calculant, à chacun de ses rangs horaires, la valeur moyenne des 210 CPC
21 spécifiques. Le maximum de la CPC moyenne mensuelle obtenue correspond à
22 la pointe mensuelle prévue (à conditions climatiques normales) et la surface
23 sous la courbe correspond à la prévision mensuelle des besoins en énergie
24 visés par le Plan augmentés de la consommation des centrales d'Hydro-Québec
25 Production associée à l'électricité patrimoniale.

26 L'agrégation des 12 CPC moyennes mensuelles d'une année donne, après
27 classement décroissant, une CPC annuelle. L'évolution prévue de cette courbe
28 de puissances classées annuelle pour quelques années repères est présentée à

1 titre d'exemple au graphique 2.1 qui suit. Dans le cas de l'année 2008, le profil
2 mensuel de février a été ramené à 28 jours afin de rendre le profil annuel
3 comparable à celui des autres années.

4 **GRAPHIQUE 2.1**

5 **Évolution des courbes de puissances classées du profil**
6 **horaire des besoins - Année 2008, 2010 et 2014**



7
8

9 **2.4 Impact des aléas sur les besoins**

10 Jusqu'à maintenant, dans le présent document, l'analyse a porté sur les besoins
11 énergétiques découlant du scénario moyen, à conditions climatiques normales.
12 Or ces besoins sont soumis à des aléas importants qu'on divise en deux types :
13

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

1 Chacun de ces aléas est décrit ci-dessous. Leur impact combiné (aléa global)
2 sur les besoins prévus est ensuite présenté. Les aléas présentés sont en termes
3 de besoins en énergie visés par le Plan et de besoins en puissance à la pointe
4 d'hiver.

5 **2.4.1 L'aléa sur la demande prévue**

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

12 **Aléa sur la demande en énergie prévue**

13 Une façon de cerner les futurs possibles est d'utiliser les modèles de prévision
14 pour calculer l'évolution de la demande correspondant à des scénarios
15 alternatifs au scénario moyen tels que les scénarios fort et faible. Le tableau
16 2.14 fournit la prévision des besoins annuels en énergie pour les scénarios
17 d'encadrement et leur écart par rapport au scénario moyen.

18 **TABLEAU 2.14**

19 **Scénarios d'encadrement de la prévision des besoins en énergie (TWh)**

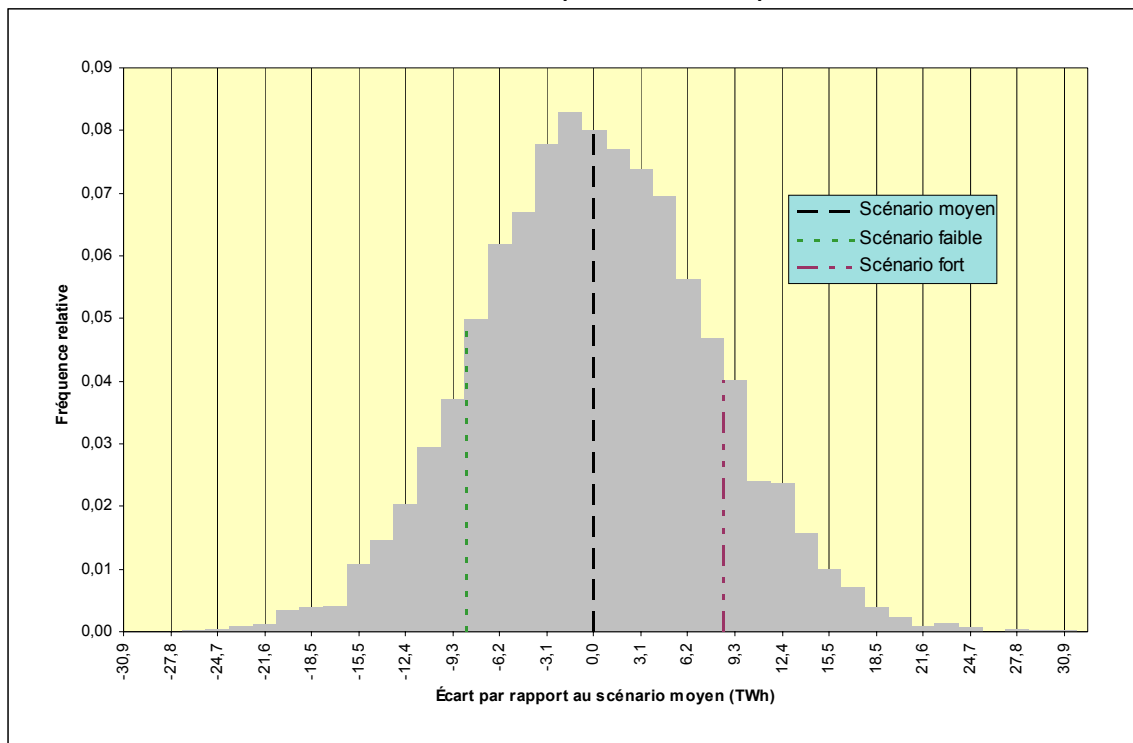
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Scénario moyen	182,2	186,3	188,5	191,1	192,3	193,7	194,7	196,6	197,3	198,6
Scénario fort	188,4	191,4	195,0	199,6	202,7	205,6	208,6	212,2	216,2	220,6
Écart par rapport au scénario moyen	+6,1	+5,1	+6,5	+8,5	+10,3	+11,9	+13,9	+15,6	+18,8	+22,0
Scénario faible	176,2	181,3	182,1	182,7	182,3	182,8	183,1	184,3	184,4	184,9
Écart par rapport au scénario moyen	-6,0	-5,0	-6,4	-8,4	-10,0	-10,9	-11,6	-12,3	-13,0	-13,7

20
21

1 Bien qu'utile, la méthode des scénarios ne permet pas d'établir la distribution
 2 des évolutions possibles des besoins requise pour certains volets de la
 3 planification des approvisionnements. Pour cette raison, une approche a été
 4 développée pour évaluer de façon plus complète l'aléa sur la demande en
 5 énergie prévue. Pour chaque année de l'horizon de prévision, cette approche
 6 permet d'estimer, sur la base d'une méthode de simulation Monte Carlo, une
 7 distribution de probabilité des valeurs possibles des besoins annuels en énergie
 8 (à conditions climatiques normales). Le graphique suivant illustre, sous la forme
 9 d'un histogramme, une telle distribution pour l'année 2008, soit à l'horizon de 4
 10 ans.

GRAPHIQUE 2.2

**Histogramme de l'aléa de la prévision des besoins en énergie
 Année 2008 (horizon 4 ans)**



14
15

1 Le tableau qui suit présente l'estimation de l'écart-type (en TWh) et du
2 coefficient de variation (en %) des besoins en énergie découlant des
3 distributions de probabilité établies pour les années 2005 à 2014.

4

5

TABLEAU 2.15

6

Aléa de la prévision des besoins annuels en énergie

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Écart type (TWh)	4,6	5,0	6,2	7,6	8,7	9,7	11,0	12,2	13,7	15,2
Coefficient de variation ¹	2,5%	2,7%	3,3%	4,0%	4,5%	5,0%	5,7%	6,2%	6,9%	7,7%

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

7

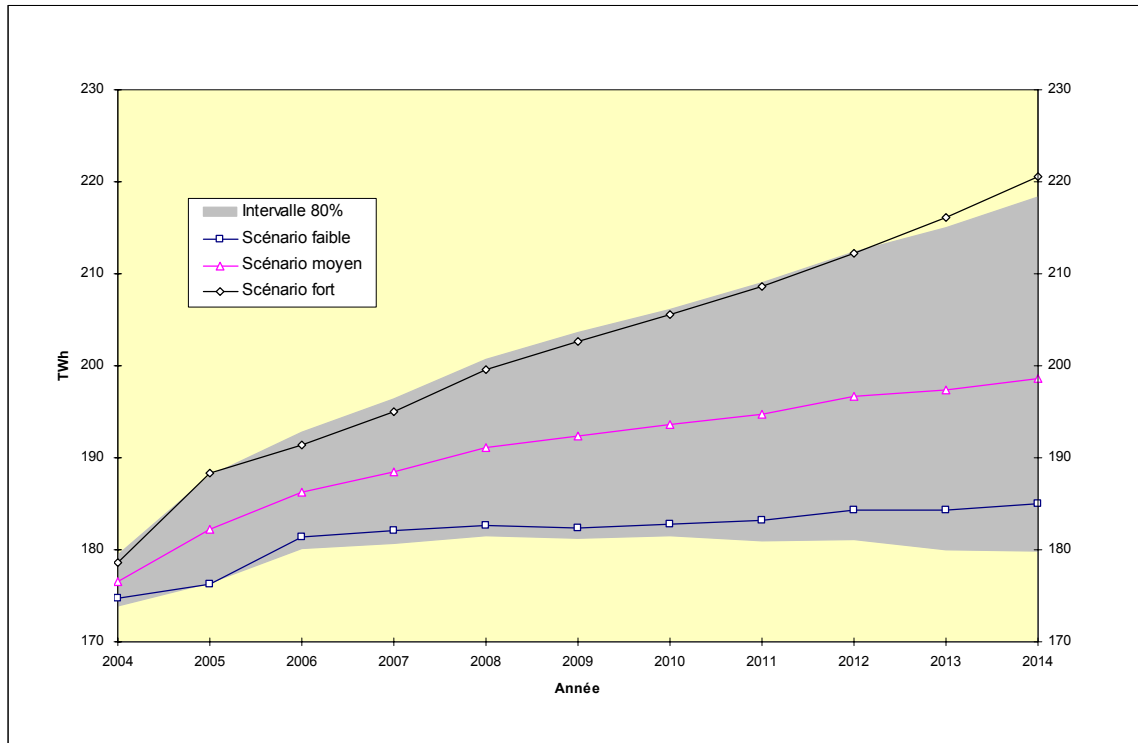
8 Ayant estimé la distribution de probabilité associée à différentes évolutions des
9 besoins en énergie ainsi que l'écart-type qui en découle, on constate que les
10 scénarios d'encadrement fort et faible s'écartent du scénario moyen
11 approximativement d'un écart-type. Par exemple, à l'année 2008 (horizon
12 4 ans), l'écart de besoins entre le scénario fort et le scénario moyen est de
13 8,5 TWh alors que l'écart-type est de 7,6 TWh.

14 Sont représentés au graphique 2.3 les scénarios moyen, fort et faible de
15 prévision des besoins en énergie comparativement aux isocourbes 10 % et
16 90 % des distributions de probabilité de ces mêmes besoins. Ces isocourbes
17 représentent un intervalle qui comprend 80 % des valeurs possibles de besoins
18 annuels pour chaque année. L'analyse des distributions de probabilité indique
19 que les scénarios d'encadrement couvrent généralement de 70 % à 80 % des
20 valeurs possibles d'évolution des besoins. Par ailleurs, autant pour les scénarios
21 d'encadrement que pour les isocourbes 10 % et 90 %, le graphique illustre bien
22 l'écart grandissant entre ceux-ci et le scénario moyen en fonction de
23 l'éloignement de l'horizon.

1
2
3

GRAPHIQUE 2.3

Scénarios d'encadrement et aléa de la prévision des besoins en énergie



4
5
6

Aléa sur la demande en puissance prévue

L'aléa sur la demande en puissance prévue provient d'une part, de l'impossibilité de prévoir parfaitement les besoins annuels en énergie et leur structure par usage et, d'autre part, des erreurs intrinsèques à la modélisation du profil de consommation qu'on applique aux besoins en énergie prévus par usage pour obtenir la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver.

Le tableau 2.16 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 2004-05 à 2013-14. Pour l'hiver 2007-08, l'écart-type de cet aléa représente un peu plus de 1 400 MW.

1

TABLEAU 2.16

2

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

	2004-2005	2005-2006	2006-2007	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014
Écart type (MW)	850	1 080	1 200	1 420	1 650	1 840	2 050	2 270	2 510	2 790
Coefficient de variation ¹	2,5%	3,1%	3,4%	4,0%	4,5%	5,0%	5,6%	6,2%	6,8%	7,5%

3

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

4

Le graphique 2.4 illustre l'évolution des scénarios moyen, fort et faible de prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver.

6

7

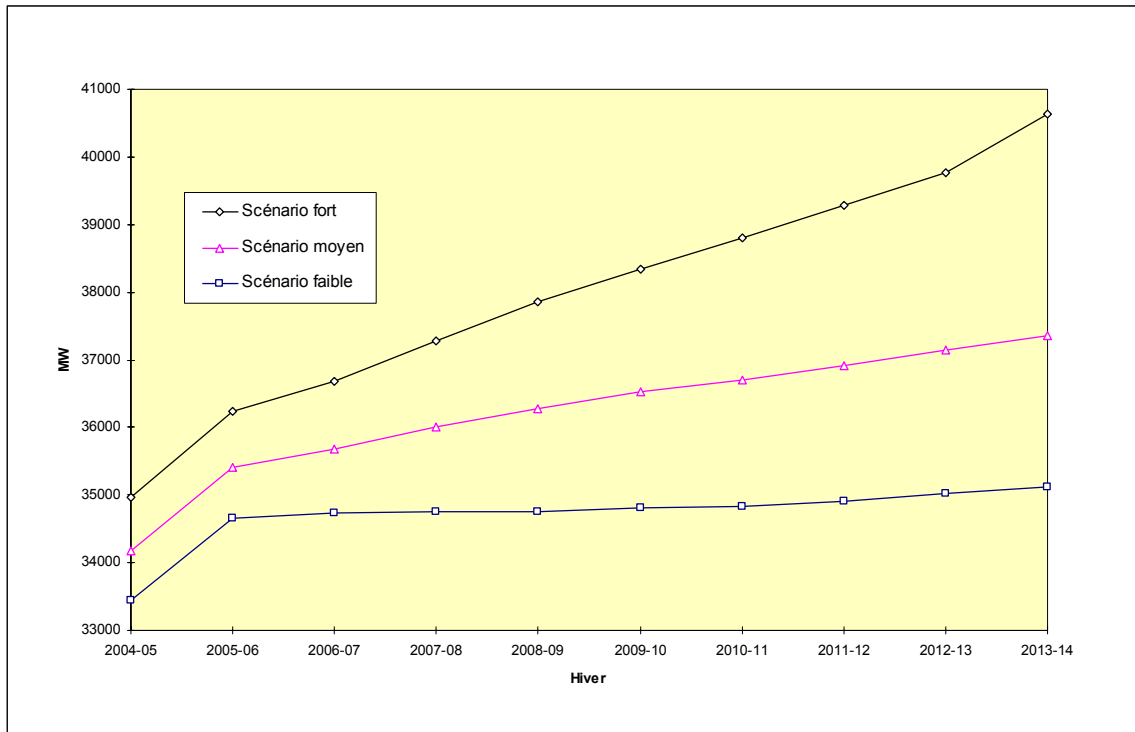
GRAPHIQUE 2.4

8

Scénarios d'encadrement

9

Besoins en puissance à la pointe d'hiver



10

11

1 **2.4.2 L'aléa climatique**

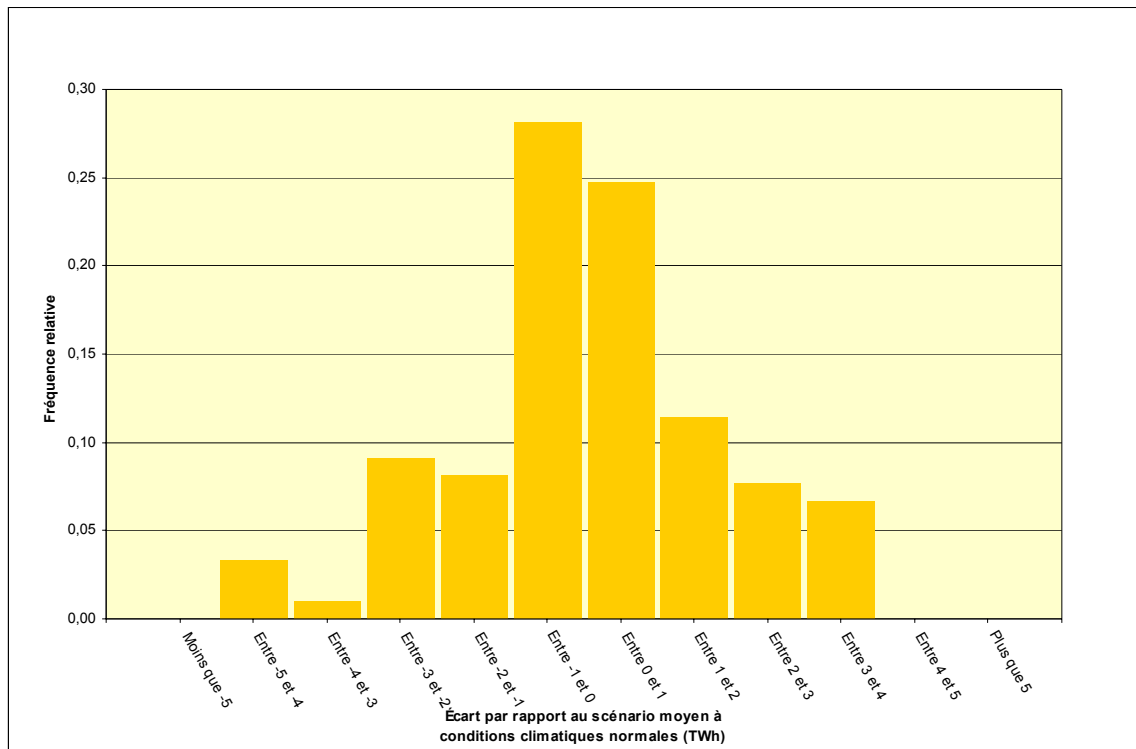
2 L'aléa climatique représente l'impact des conditions climatiques sur les besoins
3 d'électricité (principalement à des fins de chauffage et de climatisation) par
4 rapport au scénario à conditions climatiques normales. L'aléa climatique est un
5 aléa de court terme dont l'ampleur varie d'un mois sur l'autre au cours d'une
6 année.

7 Cet aléa entraîne des variations horaires de la demande autour du profil de
8 consommation prévu à conditions climatiques normales. D'ailleurs, l'estimation
9 de l'impact de l'aléa climatique découle des mêmes 210 simulations des besoins
10 prévus qui ont servi à l'établissement du profil horaire moyen de ces mêmes
11 besoins.

12 Selon cette approche, la simulation des besoins de l'année 2008 montre que
13 l'écart-type de l'impact en énergie de l'aléa climatique est de 1,8 TWh. Sous les
14 conditions climatiques de l'année la plus froide répertoriée, les besoins annuels
15 seraient supérieurs de près de 3,8 TWh à ceux d'une année moyenne. À
16 l'opposé, les conditions climatiques de l'année la plus chaude considérée
17 entraîneraient des besoins d'environ 4,8 TWh sous la normale. La distribution de
18 probabilité de l'aléa climatique sur les besoins en énergie de l'année 2008 figure
19 au graphique 2.5. Ces résultats sont pratiquement les mêmes pour chacune des
20 années du Plan.

1
2
3

GRAPHIQUE 2.5
Aléa climatique sur les besoins annuels en énergie
Année 2008



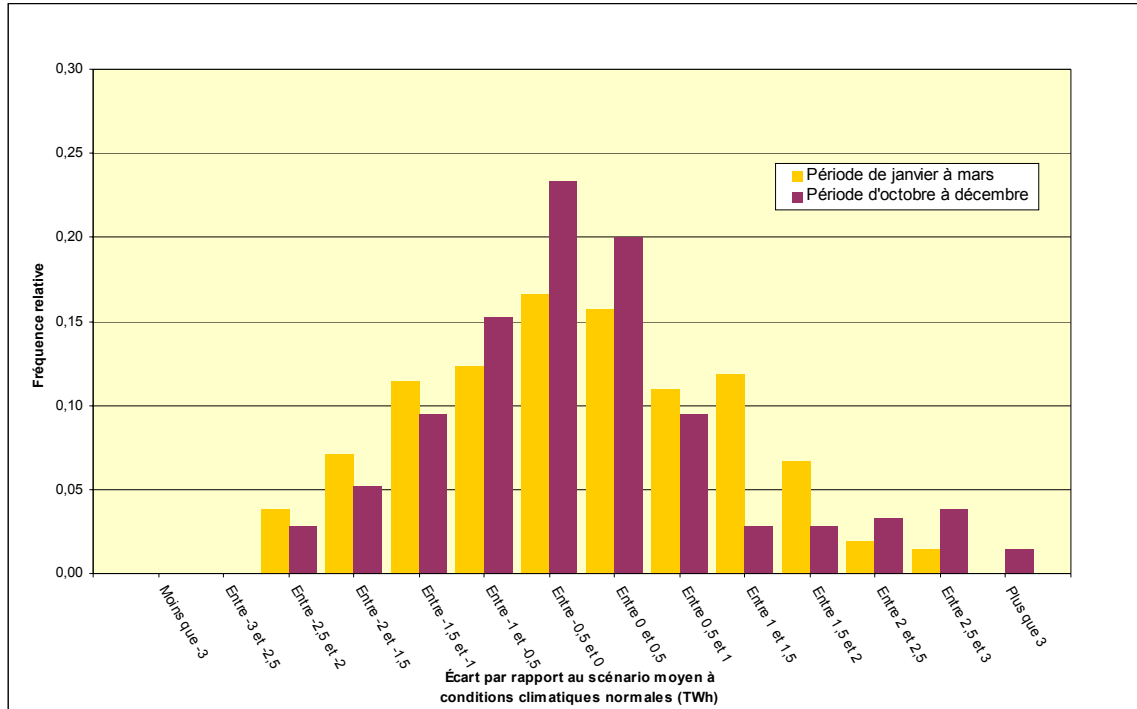
4
5

6 Toujours à partir des 210 simulations des besoins prévus, le graphique suivant
7 présente par ailleurs, sous la forme d'un histogramme, l'impact de l'aléa
8 climatique sur les besoins en énergie pour les périodes de janvier à mars et
9 d'octobre à décembre de l'année 2008. Ces résultats montrent que les besoins
10 en énergie pour ces deux trimestres ont, face aux conditions climatiques, une
11 variabilité importante. L'ampleur de cet aléa climatique en début et en fin
12 d'année pose, au Distributeur, une problématique d'utilisation optimale sur une
13 base annuelle de ses approvisionnements dont l'électricité patrimoniale. Par
14 exemple, confronté au cours du premier trimestre à un écart climatique de
15 +1,5 TWh, le Distributeur aurait à gérer les approvisionnements de ce trimestre
16 en considérant entre autres le risque climatique du reste de l'année et tout

1 particulièrement celui du dernier trimestre qui couvre une plage d'environ
2 -2 TWh à +3 TWh.

3
4
5
6

GRAPHIQUE 2.6
Aléa climatique sur les besoins en énergie
Période de janvier à mars et d'octobre à décembre – Année 2008

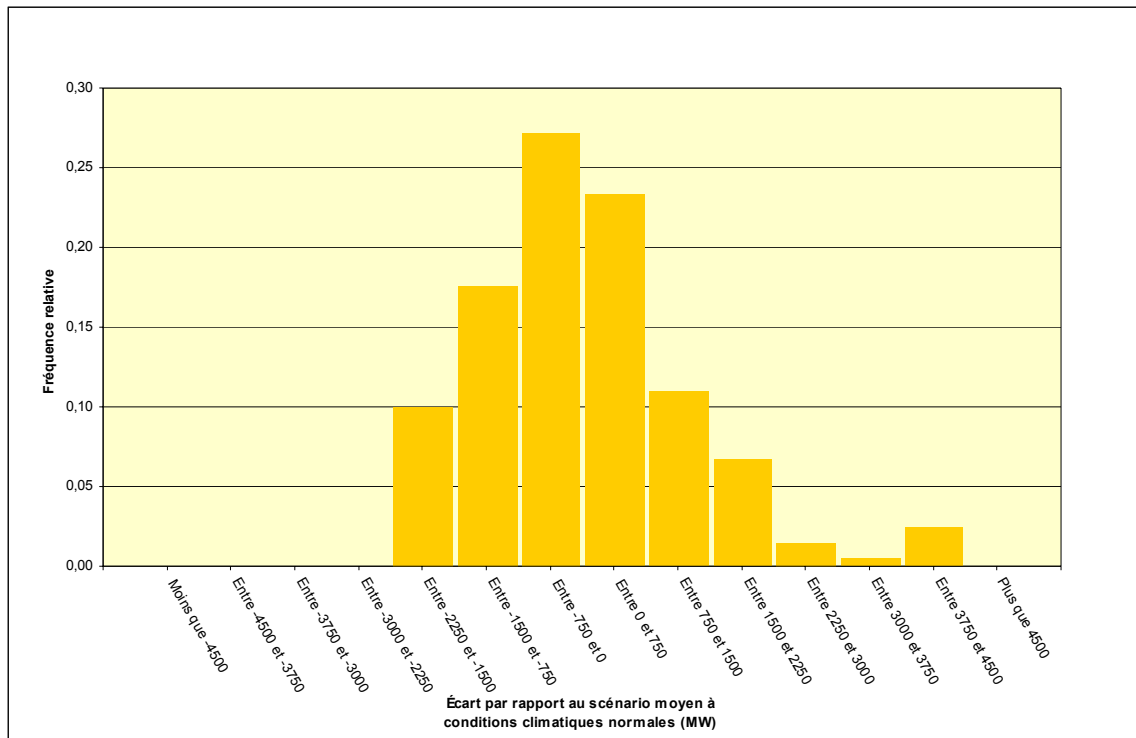


7
8
9
10
11
12
13
14

En puissance, l'impact des conditions climatiques sur les besoins à la pointe de l'hiver 2007-08 donne un écart-type d'un peu plus de 1 200 MW. L'histogramme du graphique 2.7 illustre la distribution de probabilité de l'aléa climatique sur les besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2007-08. Dans les cas les plus extrêmes, l'impact des conditions climatiques peut atteindre 4 400 MW. Comme les résultats en énergie, ces résultats en puissance sont pratiquement les mêmes pour chacune des années du Plan.

1
2
3

GRAPHIQUE 2.7
Aléa climatique sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver
Hiver 2007-08



4
5

2.4.3 L'aléa global

L'aléa global se définit par la combinaison de l'aléa sur la demande prévue et de l'aléa climatique. En supposant que ces deux types d'aléas affectent de manière indépendante les besoins, l'écart-type de l'aléa global est établi en prenant la racine carrée de la somme des carrés des écarts types de l'aléa prévisionnel et de l'aléa climatique.

Sur la base de ce calcul, le tableau 2.17 présente l'écart-type et le coefficient de variation obtenu pour l'aléa global sur les besoins en énergie des années 2005 à 2014. Pour l'année 2008, l'écart-type de l'aléa global représente 7,8 TWh.

1

TABLEAU 2.17

2

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

3

Combinaison de l'aléa sur la demande prévue et de l'aléa climatique

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Écart type (TWh)	5,0	5,3	6,4	7,8	8,9	9,9	11,2	12,4	13,8	15,3
Coefficient de variation ¹	2,7%	2,8%	3,4%	4,1%	4,6%	5,1%	5,7%	6,3%	7,0%	7,7%

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

4

5

Le tableau 2.18 fournit l'information équivalente pour les besoins en puissance à la pointe des hivers 2004-05 à 2013-14. L'écart-type de l'aléa global de la pointe de l'hiver 2007-08 atteint un peu moins que 1 900 MW.

8

9

TABLEAU 2.18

10

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

11

Combinaison de l'aléa sur la demande prévue et de l'aléa climatique

12

	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014
Écart type (MW)	1480	1620	1710	1880	2050	2210	2390	2580	2800	3060
Coefficient de variation ¹	4,3%	4,6%	4,8%	5,2%	5,7%	6,1%	6,5%	7,0%	7,5%	8,2%

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

13

1 **ANNEXE A - SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA**
2 **DEMANDE**

3 ***Scénarios d'encadrement fort et faible - méthodologie***

4 Pour effectuer les scénarios fort et faible de la prévision de la demande
5 d'électricité en énergie, la méthodologie utilisée est sensiblement la même que
6 pour le scénario moyen. Des scénarios d'encadrement sont d'abord effectués
7 pour la démographie et les prix des combustibles. Ceux-ci servent d'intrants
8 pour l'élaboration des scénarios économiques fort et faible. Ces données
9 démographiques et économiques et ces prix des combustibles sont utilisés dans
10 les modèles du secteur Domestique et Agricole, du secteur Industriel PME et du
11 secteur Général et Institutionnel. Pour le secteur Industriel Grandes entreprises,
12 l'analyse se fait par client en fonction des incertitudes de marché et de la
13 situation économique.

14 Pour ce qui est des scénarios fort et faible des besoins en puissance, la
15 prévision est obtenue en appliquant aux scénarios fort et faible de la demande
16 en énergie la même méthodologie que pour le scénario moyen.

17 Les tableaux A.1 et A.2 qui suivent présentent les principaux intrants utilisés
18 respectivement pour l'élaboration des scénarios fort et faible de la prévision de
19 la demande d'électricité au Québec.

1
2
3

TABLEAU A.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	7 594	7 647	7 702	7 755	7 808	7 860	7 912	7 962	8 011	8 058
Âge moyen (années)	39,42	39,71	39,97	40,21	40,44	40,66	40,89	41,12	41,33	41,53	41,74
Nombre de ménages (milliers)	3 178	3 225	3 270	3 314	3 355	3 395	3 435	3 473	3 508	3 543	3 577
Mises en chantier / Formation de ménages (milliers)	57,0	50,0	45,0	42,0	40,0	40,5	39,6	38,4	35,2	34,5	34,4
Croissance du PIB (%)	3,6	4,6	3,6	3,5	3,4	3,4	3,4	3,4	3,0	3,0	3,0
Croissance du PIB manufacturier (%)	4,2	7,0	5,0	4,5	4,0	3,7	3,7	3,7	3,3	3,3	3,3
Croissance du PIB tertiaire (%)	3,0	3,8	3,1	3,1	3,2	3,3	3,3	3,3	2,9	2,9	2,9
Revenu personnel disponible (%)	3,4	3,3	3,4	3,2	2,8	2,9	2,9	2,9	2,5	2,5	2,5
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$CAN/mpc)	7,72	8,60	8,18	7,74	7,48	7,03	6,71	6,67	6,59	6,65	6,94
Pétrole brut WTI (\$US/baril)	40,92	41,80	37,61	34,50	34,50	34,50	35,11	36,26	37,68	39,15	40,68

4
5
6
7
8

TABLEAU A.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)	7 509	7 521	7 526	7 532	7 536	7 539	7 540	7 540	7 539	7 536	7 532
Âge moyen (années)	39,48	39,86	40,24	40,60	40,96	41,31	41,66	42,01	42,34	42,67	42,99
Nombre de ménages (milliers)	3 164	3 194	3 219	3 243	3 265	3 286	3 306	3 324	3 341	3 356	3 371
Mises en chantier / Formation de ménages (milliers)	48,0	35,0	30,0	28,0	26,0	21,3	19,9	18,4	16,5	14,8	15,1
Croissance du PIB (%)	2,4	0,9	1,6	1,5	1,4	1,7	1,7	1,7	1,4	1,4	1,4
Croissance du PIB manufacturier (%)	2,2	0,8	1,8	1,5	1,0	1,7	1,7	1,8	1,2	1,2	1,2
Croissance du PIB tertiaire (%)	2,5	1,5	2,0	1,9	1,8	1,7	1,7	1,7	1,5	1,5	1,5
Revenu personnel disponible (%)	1,0	0,5	1,4	1,3	1,1	1,5	1,5	1,5	1,2	1,2	1,2
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$CAN/mpc)	6,29	5,73	5,45	5,16	4,99	4,68	4,47	4,44	4,39	4,43	4,63
Pétrole brut WTI (\$US/baril)	35,04	30,90	27,80	25,50	25,50	25,50	25,95	26,80	27,85	28,94	30,07

9

1 ***Présentation du scénario fort***

2 Dans le scénario fort, les ventes au Québec prévues pour 2014 s'élèvent à
3 205,5 TWh, ce qui reflète un taux de croissance annuel moyen de 2,2 %. Elles
4 sont supérieures de 20,7 TWh à celles du scénario moyen. Cet écart se répartit
5 de la manière suivante : 67 % au secteur Industriel Grandes entreprises, 15 %
6 au secteur Général et Institutionnel, 12 % au secteur Domestique et Agricole,
7 5 % au secteur Industriel PME et 1 % au secteur Autres.

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

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

21 Pour le secteur Industriel PME, les principales sources d'écart sont les
22 prévisions du PIB manufacturier par secteur et le déploiement des programmes
23 commerciaux.

24 Pour le secteur Industriel Grandes entreprises, l'écart est en majeure partie dû
25 aux hypothèses retenues sur l'évolution des ventes dans les secteurs de la fonte

1 et affinage et des pâtes et papiers, des mines et de la sidérurgie. Dans ce
2 scénario, l'activité manufacturière forte stimule la croissance.

3 Pour ce qui est des besoins réguliers du Distributeur, la prévision passera de
4 34 450 MW à la pointe de l'hiver 2003-2004 à 40 640 MW à la pointe de l'hiver
5 2013-2014. Cette augmentation de 6 190 MW représente une croissance
6 annuelle moyenne de 620 MW, soit 1,7 % annuellement. Par rapport au
7 scénario moyen, les besoins du scénario fort sont supérieurs de 3 270 MW à
8 l'horizon 2013-2014.

9 ***Présentation du scénario faible***

10 Les ventes prévues au scénario faible sont de 172,0 TWh en 2014, ce qui
11 représente une croissance annuelle moyenne de 0,6 % sur la période 2004-
12 2014. Elles sont inférieures au scénario moyen de 12,8 TWh. Cet écart se
13 répartit de la manière suivante : 57 % au secteur Industriel Grandes entreprises,
14 18 % au secteur Domestique et Agricole, 16 % au secteur Général et
15 Institutionnel, 7 % au secteur Industriel PME et 2 % au secteur Autres. Il est à
16 noter que les facteurs explicatifs sont sensiblement les mêmes que dans le
17 scénario fort, mais en négatif.

18 La prévision des besoins réguliers du Distributeur à la pointe de l'hiver 2003-
19 2004 est de 34 450 MW et celle de l'hiver 2013-2014 est de 35 120 MW. Cette
20 augmentation de 670 MW représente une croissance annuelle moyenne
21 d'environ 70 MW, soit 0,2 % annuellement sur l'ensemble de la période. Par
22 rapport au scénario moyen, la pointe 2013-2014 est inférieure de 2 250 MW.

1

TABLEAU A.3

2

Scénarios d'encadrement de prévision de la demande

3

Ventes en TWh

	2004 ^{1,2}	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Croiss. 2004-14
Scénario moyen	164,0	169,3	173,1	175,3	177,7	178,8	180,1	181,2	182,9	183,6	184,8	20,8
Scénario fort	165,9	175,1	177,9	181,3	185,6	188,5	191,3	194,2	197,6	201,3	205,5	39,6
Scénario faible	162,3	163,6	168,5	169,2	169,8	169,5	169,9	170,3	171,4	171,5	172,0	9,8

¹ Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2004, normalisées pour les conditions climatiques.

² Excluant la partie de l'ajustement comptable anticipé de novembre 2004 qui se rapporte aux six derniers mois de 2003.

4

5

TABLEAU A.4

6

Scénarios d'encadrement de prévision de la demande

7

Besoins en puissance en MW

	2003- 2004 ¹	2004- 2005	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	34 180	35 410	35 670	36 010	36 280	36 530	36 700	36 910	37 140	37 370	2 920
Scénario fort	34 450	34 960	36 230	36 680	37 280	37 850	38 340	38 800	39 280	39 770	40 640	6 190
Scénario faible	34 450	33 450	34 670	34 740	34 750	34 750	34 810	34 830	34 910	35 020	35 120	670

¹ Pointe normalisée pour les conditions climatiques.

8

9