

PROCES-VERBAL
DATE: R.3518-2003
PROCES-VERBAL
DATE: 28-11-2003
PROCES-VERBAL HQD-6.000.2

État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2002-2011

Note au lecteur

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

1 **1. CONTEXTE ET FAITS SAILLANTS**

2 **1.1. Contexte**

3 **1.1.1. Cadre juridique**

4 Selon le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*¹
5 (le *Règlement*), adopté en vertu du paragraphe 7 de l'article 114 de la *Loi sur la*
6 *Régie de l'énergie* (la «*Loi*»)², le Distributeur doit soumettre à la Régie de
7 l'énergie (la «*Régie*») un plan d'approvisionnement à tous les trois ans³. Le 24
8 octobre 2001, le Distributeur a soumis son premier plan d'approvisionnement (le
9 «*Plan*»), lequel a été approuvé par la Régie le 2 août 2002⁴.

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

14 **1.1.2. Caractère évolutif du Plan**

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

22 La prévision des besoins énergétiques et la planification des moyens pour les
23 satisfaire constituent un processus continu dont les résultats sont susceptibles
24 d'évolution. Le Distributeur l'a d'ailleurs bien souligné autant dans son Plan que
25 dans l'*État d'avancement* de 2002. En prévoyant que l'approbation du plan
26 d'approvisionnement est un exercice triennal⁵, avec un mécanisme de suivi

¹ Décret 925-2001, 33 G.O. II, 6037

² L.R.Q., c. R-6.01.

³ Article 4.

⁴ Décision D-2002-169, du 2 août 2002.

⁵ Article 4 du *Règlement*.

1 annuel de l'avancement⁶, le législateur reconnaît lui-même le caractère évolutif
2 de celui-ci.

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

7 1.2. Faits saillants

8 1.2.1. Prévision de la demande et des besoins, selon le scénario 9 moyen

10 Lors de l'hiver 2002-2003, la pointe des besoins réguliers au Québec, excluant
11 les réseaux autonomes, a atteint 34 566 MW. Cette pointe, une fois normalisée
12 (c'est-à-dire en excluant les effets climatiques), est estimée à 33 890 MW, soit
13 1 080 MW de plus que ce qui avait été prévu à l'*État d'avancement* de 2002. De
14 même, en 2002, les besoins réels en énergie, une fois normalisés, ont dépassé
15 de 2,3 TWh ceux prévus dans l'*État d'avancement* de 2002, pour s'établir à
16 171,3 TWh.

17 À la lumière de ces résultats, la prévision de la demande a été revue à la hausse.
18 À l'horizon 2011, la prévision des ventes régulières au Québec est plus élevée
19 de 4,7 TWh par rapport à celle utilisée pour l'*État d'avancement* de 2002. Elle
20 passe de 179,7 TWh à 184,4 TWh. La croissance prévue de 2001 à 2011 s'élève
21 donc à 29,8 TWh au lieu de 25,1 TWh.

22 En tenant compte des pertes de transport et de distribution, les besoins en
23 énergie en 2011 seront de 198,7 TWh. Par rapport à la prévision présentée dans
24 l'*État d'avancement* de 2002, les besoins à l'horizon 2011 sont plus élevés de
25 5,0 TWh.

26 Pour ces mêmes marchés, les besoins en puissance passeront de 32 230 MW
27 pour l'hiver 2001-2002 à 37 240 MW pour l'hiver 2010-2011 (une augmentation
28 de 15,5 pour cent, soit en moyenne 1,6 pour cent annuellement). Par rapport à la
29 prévision présentée dans l'*État d'avancement* de 2002, les besoins à l'horizon
30 2010-2011 ont augmenté de plus de 1100 MW.

31

⁶ Article 5 du Règlement.

1 En tenant compte de la réserve à maintenir, les besoins en puissance installée
2 en 2011 seront de 40 900 MW, soit 1 300 MW de plus que prévu dans l'État
3 d'avancement de 2002.

4 **1.2.2. Approvisionnements existants**

5 Depuis la publication de l'*État d'avancement* de 2002, le Distributeur a signé les
6 contrats découlant de l'appel d'offres lancé en février 2002 (A/O-2002-01). Les
7 quantités sous contrat sont légèrement différentes de ce qui avait été annoncé
8 en novembre dernier. Les contrats totalisent 1107 MW au lieu des 1200 MW qui
9 figuraient dans l'*État d'avancement* de 2002. Ces contrats ont été approuvés par
10 la Régie de l'énergie en août 2003.

11 Par ailleurs, une entente a été conclue avec Hydro-Québec Production pour
12 l'approvisionnement de la consommation des clients au tarif BT, pour la période
13 du 1^{er} décembre 2003 au 30 novembre 2004.

14 **1.2.3. Mise en oeuvre du Plan**

15 Le Plan demeure fondé sur les stratégies que le Distributeur a proposées
16 antérieurement et que la Régie a acceptées⁷.

17 Deux appels d'offres sont en cours visant l'acquisition de 100 MW produits à
18 partir de la biomasse (A/O-2003-01) et 1000 MW produits à partir d'éoliennes
19 (A/O-2003-02).

20 Le 19 mars 2003, le gouvernement manifestait son intention d'adopter un
21 règlement visant l'acquisition d'électricité produite par cogénération. Avant le
22 prochain plan d'approvisionnement en 2004 et sous réserve de l'adoption d'un tel
23 règlement, le Distributeur lancera un appel d'offres visant l'acquisition d'électricité
24 produite à partir de la cogénération. Cet approvisionnement servira à répondre
25 aux besoins additionnels qui se présenteront à partir de 2008.

26 Selon l'évolution de la demande, un autre appel d'offres pourrait être lancé, à la
27 fin de 2004, pour les besoins à l'horizon 2010.

28 Sur les marchés de court terme, le Distributeur lancera en 2004 et en 2005 des
29 appels d'offres pour les besoins de 2005 et de 2006.

30 Finalement, en ce qui concerne le service modulable de 400 MW, dont la Régie
31 avait reconnu l'opportunité⁸, le Distributeur lancera en 2004 un appel d'offres sur

⁷ Décision D-2002-169, du 2 août 2002.

⁸ Décision D-2002-169, p.50.

1 les marchés de long terme en vue de disposer de ce type de service à partir de
2 la fin de l'année 2008.

3 Par rapport aux approvisionnements additionnels requis prévus dans l'*État*
4 *d'avancement* de 2002 (au-delà des approvisionnements existants et de la
5 contribution prévue des appels d'offres reliés à la biomasse et à l'éolien), on note
6 les différences suivantes, pour 2009 et 2011 :

7 **Approvisionnements additionnels requis (TWh)**

	<i>État d'avancement</i> 2002	<i>État d'avancement</i> 2003	Différence
Année 2009	0,6	4,6	+ 4,0
Année 2011	2,9	9,3	+ 6,4

8

9 **2. SUIVI DE LA DÉCISION D-2002-169**

10 Outre les exigences du Règlement mentionnées plus haut, la Régie a énoncé
11 dans sa décision D-2002-169 relative au Plan, un certain nombre de demandes
12 spécifiques. Pour fins de référence, le Distributeur résume ici sa réponse à ces
13 demandes.

14 **2.1. Prévision des ventes pour la bi-énergie CII**

15 « [La Régie] juge qu'il est important que la prévision de la demande
16 présente de façon distincte les ventes prévues à des tarifs de gestion de
17 la consommation, des ventes régulières, compte tenu de la nature
18 interruptible des ventes à ce tarif et du fait qu'elles sont exclues du volume
19 de consommation de l'électricité patrimoniale. La Régie demande donc au
20 Distributeur d'ajuster, dans le cadre des États d'avancement annuels du
21 plan, sa prévision de ventes au tarif BT et de la présenter de façon
22 distincte des ventes régulières. Puisque la décision D-2002-115 maintient
23 le tarif à son taux actuel, le Distributeur devrait réviser sa prévision sur
24 tout l'horizon du plan, sur la base des ventes réalisées dans les dernières
25 années. » (page 20)

26 La prévision des ventes, présentée à la section 3.1.2, répond à cette exigence de
27 la Régie.

1 **2.2. Efficacité énergétique**

2 « La Régie note également que le Distributeur prend en compte une
3 provision de 0,4 TWh en vue d'éventuelles mesures devant être
4 approuvées dans le cadre de l'étude du dossier R-3473-2001. La Régie
5 accepte la provision de 0,4 TWh. Elle s'attend, par contre, à ce que les
6 résultats à venir dans le dossier R-3473 2001 ou d'autres informations
7 pouvant affecter l'estimation de 0,4 TWh soient intégrés dans les États
8 d'avancement annuels du plan. » (page 20)

9 Comme il appert du tableau 3.4, l'impact sur la prévision de la demande du *Plan*
10 *global en efficacité énergétique* (PGÉE) a été mis à jour pour tenir compte de
11 l'objectif du PGÉE 2003-2006 présenté initialement par le Distributeur dans la
12 cause R-3473-2001 puis reconduit dans la demande R-3519-2003. Ainsi,
13 l'objectif d'économies d'énergie est maintenu au même niveau que lors de l'*État*
14 *d'avancement* de 2002, c'est-à-dire à 0,6 TWh⁹ à l'horizon 2006 et à 1,4 TWh à
15 l'horizon 2011.

16 **2.3. Estimation des coûts évités**

17 « La Régie considère que le calcul des coûts évités pour les années post-
18 patrimoniales doit être basé sur les prix obtenus au cours des appels
19 d'offres, en tenant compte du coût de transport. Ainsi, elle s'attend à ce
20 que le Distributeur révise les estimations du coût évité à la suite des
21 résultats du premier appel d'offres et les dépose dans le rapport annuel
22 d'*État d'avancement du plan*. » (page 21)

23 Sur la base des offres reçues lors de ce premier appel d'offres pour une
24 combinaison comportant un service en base et un service cyclable, le coût des
25 nouveaux approvisionnements devrait se situer entre 5,7 et 6,5 ¢/kWh. Il s'agit
26 de la référence utilisée pour les coûts évités par les programmes d'efficacité
27 énergétique. Ce coût inclut les pertes électriques et les coûts de transport, à
28 l'exception de ceux associés à l'intégration de la charge locale¹⁰.

29 **2.4. Consommation d'électricité patrimoniale**

30 « La Régie note que le plan d'approvisionnement du Distributeur est basé
31 sur un approvisionnement en électricité patrimoniale de 165 TWh. Afin de
32 connaître précisément le volume d'électricité patrimoniale consommé, elle
33 demande au Distributeur de présenter, dans le cadre des États

⁹ Ce qui correspond à la mise en œuvre de moyens permettant d'atteindre une quantité équivalant à 750 GWh en fin d'année.

¹⁰ R-3519-2003, HQD-1, Document 1, p.29-33.

1 *d'avancement annuels du plan, le calcul du volume d'électricité*
2 *patrimoniale livré aux consommateurs. » (page 27)*

3 Pour l'année 2002, le volume de consommation patrimoniale s'élève à
4 156,4 TWh. En tenant compte des pertes de transport et de distribution, le
5 volume d'électricité patrimoniale fourni par Hydro-Québec Production totalise
6 169,1 TWh.

7 Les chiffres de l'année 2003 ne seront disponibles qu'en 2004.

8 **2.5. Fiabilité des approvisionnements, en puissance**

9 *« La Régie accepte le critère de fiabilité en puissance qui consiste à ne*
10 *pas excéder une espérance de délestage de 2,4 heures par année adopté*
11 *par le Distributeur. À cet effet, le Distributeur devra mettre à jour, dans le*
12 *cadre des États d'avancement annuels du plan, les quantités de*
13 *puissance sous contrat permettant de satisfaire, sur l'horizon du plan, les*
14 *besoins en électricité des Québécois avec une espérance de délestage de*
15 *2,4 heures par année [...] » (page 47)*

16 Les informations à cet égard sont présentées en détail à la section 6.3.

17 **2.6. Fiabilité des approvisionnements, en énergie**

18 *« [...] le Distributeur devra indiquer, dans le cadre des États d'avancement*
19 *annuels du plan, les quantités d'énergie prévues permettant de satisfaire,*
20 *sur l'horizon du plan, les besoins en électricité des Québécois selon le*
21 *scénario fort envisagé à ce moment-là. » (page 47)*

22 Les informations à cet égard sont présentées en détail à la section 6.2.

23 **2.7. Entente-cadre**

24 *« La Régie prend acte de la proposition du Distributeur de lui soumettre*
25 *une entente-cadre avec le Producteur concernant notamment la gestion*
26 *de l'aléa climatique excédant un écart-type et la gestion des*
27 *dépassements pas inadvertance du profil de l'électricité patrimoniale. Elle*
28 *demande de lui soumettre cette entente au plus tard le 31 mars 2004. »*
29 *(page 50)*

30 Le Distributeur soumettra, pour approbation, une entente-cadre à la Régie avant
31 le 31 mars 2004.

32

1 **2.8. Interruptibilité des charges**

2 *« Le Distributeur doit pousser plus loin l'analyse du rôle que peut jouer ce*
3 *produit dans le plan d'approvisionnement et présenter à la Régie les*
4 *résultats de cette analyse dans son prochain plan. Le Distributeur, à la*
5 *même occasion, fera rapport à la Régie des discussions en cours avec les*
6 *différents groupes de clients potentiellement intéressés par ces nouveaux*
7 *programmes. » (page 50)*

8 Dans son Plan, le Distributeur avait déjà indiqué la possibilité de recourir à la
9 puissance interruptible dans l'éventualité d'un scénario plus fort que le scénario
10 moyen — ce qui est actuellement le cas pour 2003-2004 — ou pour faire face à
11 des conditions climatiques difficiles¹¹. Il avait également indiqué que les besoins
12 en matière d'interruptibilité des charges seraient révisés d'année en année¹².

13 Considérant la croissance plus rapide que prévue des besoins et l'ampleur de
14 l'aléa climatique, les besoins de puissance du Distributeur lors de l'hiver prochain
15 pourraient dépasser 35 400 MW avec une probabilité de 16% et pourraient
16 même atteindre 38 500 MW. Conséquemment, le Distributeur a proposé à la
17 Régie de mettre en place, dès l'hiver 2003-2004, une option d'électricité
18 interruptible¹³.

19 **2.9. Alimentation des réseaux autonomes**

20 *« La Régie accepte le plan du Distributeur pour l'alimentation des réseaux*
21 *autonomes. Le Distributeur a fourni une liste des moyens alternatifs*
22 *envisagés pour l'alimentation de ces réseaux. La Régie souhaite être*
23 *informée de l'avancement de ces études techniques et économiques dans*
24 *le cadre des États d'avancement annuels du plan. » (page 54)*

25 **2.9.1. Alternatives au diesel**

26 Dans le Plan, le Distributeur indiquait, à propos du réseau autonome de La
27 Romaine :

28 [...] un projet de raccordement au réseau principal en 2004 est à l'étude. Le
29 raccordement se ferait à partir de Natashquan et la centrale thermique serait
30 démantelée. Une alternative est également à l'étude afin de développer un projet

¹¹ R-3470-2001, HQD2, document 3, p.21, 31; HQD-4, document 3, r.20.1; HQD-9, document 1, r.2.1.

¹² R-3470-2001, HQD-6, document 5, r.10; HQD-6, document 7, r.18.1.

¹³ R-3518-2003.

1 d'énergie renouvelable, en partenariat avec le milieu et de maintenir la centrale
2 thermique en réserve¹⁴.

3 Pour l'instant, les études relatives au projet de raccordement sont mises en
4 veilleuse et le Distributeur poursuit plutôt des négociations avec la communauté,
5 en vue d'un partenariat relatif à une centrale hydroélectrique.

6 Aucun autre développement n'est à signaler, quant aux moyens alternatifs à
7 l'alimentation au diesel, par rapport à ce que le Distributeur avait mentionné dans
8 le Plan.

9 **2.9.2. Prise en charge de l'alimentation de Schefferville**

10 Le Distributeur doit prendre en charge l'alimentation électrique des communautés
11 actuellement desservies par une ou des filiales de la Compagnie minière IOC,
12 soit Schefferville, Kawawachikamach et Matimekosch (ci-après regroupées sous
13 le nom de Schefferville), suite à l'abandon des activités de la compagnie dans
14 cette région.

15 L'électricité est actuellement produite par une centrale hydroélectrique située au
16 Labrador (la centrale de Menihék) puis transportée au-delà de la frontière Terre-
17 Neuve — Québec jusqu'à Schefferville pour être distribuée dans les
18 communautés visées.

19 Le scénario actuellement à l'étude pour la fourniture d'électricité prévoit l'achat à
20 la frontière Terre-Neuve — Québec, par le Distributeur, de l'électricité produite à
21 la centrale de Menihék, à des conditions qui restent à négocier. Hydro-Québec
22 ne participerait d'aucune façon à l'exploitation de la centrale de Menihék.

23 **2.10. Critère lié au développement durable**

24 « La Régie demande au Distributeur de proposer à la Régie, avant le
25 prochain appel d'offres de long terme, un critère non monétaire relié au
26 développement durable et de lui attribuer un pointage significatif à
27 l'intérieur des 40 points alloués à l'ensemble des critères non monétaires
28 de la grille de sélection. » (page 72)

29 Le Distributeur présentera à la Régie, au cours de 2004 et avant le prochain
30 appel d'offres de long terme ne portant pas sur un bloc d'énergie déterminé par
31 règlement du gouvernement, un critère relatif au développement durable.

¹⁴ R-3470-2001, HQD-3, document 1, p. 41.

1 **3. PRÉVISION DE LA DEMANDE**

2 **3.1. Prévision**

3 Le Distributeur présente ici le scénario moyen de la plus récente prévision de la
4 demande d'électricité, soit celle de la révision d'août 2003. Les contextes
5 démographique, économique et énergétique sur lesquels s'appuie cette prévision
6 sont présentés à l'annexe B. La prévision inclut en totalité les besoins des
7 réseaux municipaux et de la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-
8 Baptiste-de-Rouville.

9 Les deux grandes composantes de la prévision de la demande d'électricité au
10 Québec sont la prévision en énergie (en TWh), comprenant principalement la
11 prévision des ventes par secteur de consommation et la prévision des besoins en
12 puissance du réseau au Québec (en MW), comprenant notamment la prévision
13 de la pointe d'hiver.

14 **3.1.1. Prévision des ventes régulières au Québec – par secteur de**
15 **consommation**

16 En 2011, les ventes d'électricité devraient s'élever à 184,4 TWh. Cela représente
17 une augmentation de 29,8 TWh sur la période 2001-2011, soit un taux annuel
18 moyen de croissance de 1,8 % ou environ 3,0 TWh par an. À titre de
19 comparaison, la croissance observée sur la période 1991-2001 s'est établie à
20 25,8 TWh, soit en moyenne 2,6 TWh par an ou un taux annuel moyen de 1,8 %.

21 C'est au secteur industriel (PME + Grandes entreprises) que l'on doit l'essentiel
22 de la croissance prévue (64 %) ; les secteurs Domestique et Agricole ainsi que
23 Général et Institutionnel y contribuant respectivement pour 21 % et 12 %.

24 Les résultats de la prévision de la demande en énergie sont détaillés ci-après par
25 secteur de consommation.

26 **a) Domestique et Agricole**

27 Au secteur Domestique et Agricole, qui représente 34 % des ventes au Québec,
28 la croissance prévue sur la période 2001-2011 est de 6,3 TWh. Cela correspond
29 à un taux de croissance annuel moyen de 1,1 %, par comparaison à 1,8 % pour
30 l'ensemble des ventes au Québec. À court terme, la croissance dans ce secteur
31 est principalement soutenue par le dynamisme de la construction résidentielle. À
32 moyen et long terme, la croissance provient essentiellement de la formation de
33 ménages et, dans une moindre mesure, de la hausse du revenu personnel
34 disponible.

1 **b) Général et Institutionnel**

2 Au secteur Général et Institutionnel (20 % des ventes au Québec), la croissance
3 prévue sur la période 2001-2011 est de 3,6 TWh, ce qui équivaut à un taux de
4 croissance annuel moyen de 1,1 %. Cette croissance s'explique essentiellement
5 par l'accroissement de la population (et des besoins en services qui en
6 découlent), du PIB tertiaire (stimulé notamment par l'économie du savoir) et du
7 revenu personnel disponible. À ces facteurs s'ajoutent les prix des autres formes
8 d'énergie qui influencent favorablement la position concurrentielle de l'électricité.

9 **c) Industriel PME**

10 Au secteur Industriel PME (6 % des ventes au Québec), la croissance prévue
11 des ventes d'électricité sur la période 2001-2011 s'établit à 2,6 TWh. Cela
12 correspond à un rythme de croissance annuel moyen de 2,5 %. Cette croissance
13 des ventes s'explique principalement par l'accroissement du PIB manufacturier et
14 par la diffusion des services à l'implantation des électrotechnologies.

15 **d) Industriel Grandes entreprises**

16 Au secteur Industriel Grandes entreprises (37 % des ventes au Québec), la
17 croissance prévue des ventes s'élève à 16,4 TWh sur la période 2001-2011, ce
18 qui équivaut à un taux de croissance annuel moyen de 2,6 %. Cette croissance
19 est en grande partie attribuable aux projets d'investissement dans le secteur de
20 la fonte et affinage, incluant l'expansion de l'aluminerie Alouette à Sept-Îles
21 (phase 2) dont la mise en service est prévue pour 2005. À lui seul, ce projet
22 compte pour près de 4,3 TWh de la croissance prévue. Sans ce projet, le taux de
23 croissance annuel moyen des ventes au secteur Industriel Grandes entreprises
24 serait de 1,9 %.

25 **e) Autres**

26 Le secteur Autres regroupe les réseaux municipaux, l'éclairage des voies
27 publiques, l'éclairage sentinelle et le transport public. Les réseaux municipaux
28 comptent pour 3,9 TWh ou 83 % du total du secteur Autres en 2001.

29 Au secteur Autres (3 % des ventes au Québec), la croissance prévue des ventes
30 s'élève à 0,9 TWh entre 2001 et 2011 ou 1,7 % par an en moyenne. Plus de la
31 moitié de cette croissance provient des réseaux de distribution municipaux. La
32 prise en compte à plus long terme d'innovations technologiques et, dans une
33 moindre mesure, le transport public seront les principales autres sources de
34 croissance de la demande.

1
2
3
Tableau 3.1
Prévision des ventes régulières au Québec par secteur de consommation
Révision d'août 2003 – Scénario moyen (TWh)

	2001 ¹	2002 ¹	2003 ²	2004 ³	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Croiss. période
Domestique et Agricole	52,7	53,8	55,3	56,6	56,3	56,9	57,3	57,9	58,0	58,5	59,0	6,3
Général et Institutionnel	30,8	31,7	31,9	32,7	32,7	33,0	33,3	33,7	33,8	34,1	34,4	3,6
Industriel PME	9,5	9,7	10,7	11,2	11,2	11,4	11,5	11,7	11,8	12,0	12,1	2,6
Industriel Grandes entreprises	56,8	58,8	61,4	61,8	64,4	67,4	68,1	69,0	70,5	71,9	73,2	16,4
Autres	4,8	4,8	4,9	4,9	5,0	5,1	5,1	5,2	5,3	5,5	5,7	0,9
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	154,6	158,8	164,3	167,1	169,7	173,8	173,4	177,5	179,5	182,1	184,4	29,8

1 Données publiées, normalisées pour les conditions climatiques.

2 Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2003, normalisées pour les conditions climatiques.

3 Incluant une provision pour l'intégration, en 2004, d'un ajustement de 0,8 TWh se rapportant aux ventes de 2003.

4

5
3.1.2. Ventes pour la bi-énergie CII

6 Les ventes pour la bi-énergie CII (secteurs commercial, institutionnel et
7 industriel) assujetties au tarif BT, représentent 1 % des ventes régulières au
8 Québec en 2001. Suite à la décision D-2002-115 de la Régie, la prévision des
9 ventes donnée au tableau 3.1 inclut des ventes pour la bi-énergie CII, reflétant
10 une hypothèse de maintien du tarif BT sur tout l'horizon de prévision.

11 Le tableau 3.2 qui suit, donne la prévision des ventes à la bi-énergie CII par
12 secteur de consommation. Sur l'ensemble de la période, la croissance est de 0,3
13 TWh, soit un taux de croissance moyen de 1,6 % par année. Sa contribution à la
14 croissance totale représente près de 1 %.

1

Tableau 3.2
Prévision des ventes à la bi-énergie CII (tarif BT)
Révision d'août 2003 - Scénario moyen (TWh)

	2001	2002	2003 ¹	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Croiss. période
Domestique et Agricole	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
Général et Institutionnel	1,2	1,2	1,3	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	0,2
Industriel	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,1
Total des ventes bi-énergie CII	1,6	1,5	1,7	1,8	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,9	1,8	0,3

2

¹ Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2003.

3

3.1.3. Prévision en puissance – par usage final

4

Les besoins réguliers en puissance au Québec¹⁵ passeront de 32 230 MW pour la pointe de l'hiver 2001-2002 à 37 240 MW pour la pointe de l'hiver 2010-2011, soit une croissance de 5 010 MW représentant une croissance annuelle moyenne de 560 MW ou 1,6 %.

8

La prévision par usage est détaillée ci-après.

9

a) Chauffage des locaux

10

Le chauffage des locaux au secteur Domestique et Agricole représente 28 % des besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2001-2002. La croissance prévue est de 1 070 MW entre les hivers 2001-2002 et 2010-2011. Cela correspond à un taux de croissance annuel moyen de 1,2 %, ce qui est inférieur à celui associé à la totalité des besoins réguliers en puissance.

15

Le chauffage des locaux au secteur Général et Institutionnel représente, quant à lui, 10 % de la pointe de l'hiver 2001-2002. La croissance prévue est de 110 MW, soit un taux de croissance annuel moyen de 0,4 %. Ce taux est nettement inférieur à celui de l'ensemble des besoins.

19

Au total, la part de cet usage dans la pointe de l'hiver 2001-2002 est de 38 %. Le taux de croissance annuel moyen est de 1,0 %, entre les hivers 2001-2002 et 2010-2011. La contribution de cet usage à la croissance totale des besoins en

¹⁵ À compter du présent *État d'avancement*, la définition des besoins réguliers en puissance au Québec se limite aux besoins rattachés au réseau de TransÉnergie et exclut donc les besoins des réseaux autonomes.

1 puissance est de 23 % (21 % au secteur Domestique et Agricole et 2 % au
2 secteur Général et Institutionnel).

3 **b) Bi-énergie CII**

4 La demande provenant de la bi-énergie CII (Commerciale, Institutionnelle et
5 Industrielle), assujettie au tarif BT, représente 1 % des besoins en puissance à la
6 pointe de l'hiver 2001-2002. Sur l'ensemble de la période, la croissance est de
7 120 MW soit, un taux de croissance moyen de 2,6 %. Sa contribution à la
8 croissance totale est de 2 %.

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

10 Le chauffage de l'eau au secteur Domestique et Agricole représente 5 % des
11 besoins réguliers totaux en puissance. Le taux de croissance sur la période est
12 de 1,1 % représentant 160 MW. La contribution de cet usage à la croissance
13 totale des besoins réguliers est de 3 %.

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

15 Le secteur Industriel PME, qui représente 5 % des besoins réguliers à l'hiver
16 2001-2002, montre une croissance de 290 MW entre les hivers 2001-2002 et
17 2010-2011. Cela correspond à un rythme de croissance annuel de 1,9 %. La
18 contribution de cet usage à la croissance totale est de 6 %.

19 **e) Industriel Grandes entreprises**

20 Le secteur Industriel Grandes entreprises représente 22 % des besoins totaux à
21 la pointe de l'hiver 2001-2002. Cet usage contribue de façon très importante à la
22 croissance des besoins en puissance avec une part de 38 %. La croissance
23 prévue entre les hivers 2001-2002 et 2010-2011 est de 1 920 MW dont 510 MW
24 provenant du projet d'agrandissement de l'aluminerie Alouette. Le taux de
25 croissance annuel moyen est de 2,7 %, soit un rythme nettement plus élevé que
26 celui des besoins totaux.

27 **f) Autres usages**

28 Cet ensemble d'usages comprend les électroménagers et l'éclairage du secteur
29 Domestique et Agricole, l'eau chaude et les usages traditionnels du secteur
30 Général et Institutionnel, l'éclairage des voies publiques, le transport public, les
31 réseaux de distribution municipaux ainsi que la consommation d'électricité par
32 Hydro-Québec. Ces besoins résiduels représentent 29 % des besoins réguliers à
33 la pointe de l'hiver 2001-2002. Avec une croissance sur la période de 1 360 MW,
34 cet ensemble d'usages montre un rythme de croissance de 1,5 %, soit un rythme
35 comparable à celui des besoins réguliers totaux.

1

Tableau 3.3

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

	2001- 2002	2002- 2003	2003- 2004	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	Crois. 01-10
Chauffage domestique et agricole	9 180	9 410	9 550	9 640	9 740	9 840	9 940	10 030	10 130	10 250	1 070
Chauffage général et institutionnel	3 060	3 170	3 220	3 200	3 200	3 200	3 190	3 170	3 170	3 170	110
Bi-énergie CII (tarif BT)	440	480	540	600	590	590	580	570	560	550	120
Eau chaude domestique et agricole	1 480	1 500	1 510	1 520	1 540	1 560	1 580	1 600	1 620	1 630	160
Industriel PME	1 580	1 640	1 690	1 710	1 730	1 760	1 790	1 810	1 840	1 870	290
Industriel Grandes entreprises	6 990	7 550	7 500	7 630	8 240	8 330	8 420	8 540	8 740	8 910	1 920
Autres usages	9 490	10 140	10 200	10 290	10 410	10 500	10 570	10 650	10 750	10 850	1 360
BESOINS RÉGULIERS AU QUÉBEC	32 230	33 890	34 200	34 600	35 450	35 780	36 070	36 370	36 810	37 240	5 010

2
3
4
5
6
7
8

Note: Les estimations pour l'hiver 2001-2002 sont différentes de celles présentées dans l'*État d'avancement* de 2002. Ces dernières s'appuyaient sur un exercice préliminaire de normalisation de la pointe ainsi que sur des données de consommation d'énergie et de caractéristiques de consommation par usage qui ont été révisées au cours de la dernière année. De plus, l'exclusion des besoins des réseaux autonomes de la définition des besoins réguliers au Québec en puissance rend plus difficile toute comparaison directe avec l'*État d'avancement* de 2002.

9

3.2. Efficacité énergétique

10

3.2.1. Économies d'énergie

11
12
13

La prévision de la demande présentée à la section 3.1 prend en compte l'impact des économies d'énergie sur les ventes et les besoins en puissance. On distingue trois catégories d'économies d'énergie :

14
15
16
17

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

18
19
20

Le tableau 3.4 qui suit présente les économies d'énergie prises en compte dans la prévision des ventes, et le tableau 3.5 présente leur impact sur les besoins en puissance à la pointe du réseau.

1

Tableau 3.4
Économies d'énergie prises en compte dans la prévision des ventes (TWh)
Révision d'août 2003

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Économies d'énergie tendanciennes	0,0	0,5	1,0	1,5	2,0	2,6	3,2	3,8	4,4	5,1
Domestique et Agricole	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,7	0,9
Général et Institutionnel	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7
Industriel (PME)	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5
Industriel (GE)	0,0	0,3	0,7	1,0	1,4	1,7	2,0	2,4	2,7	3,1
Programmes d'HQ déjà mis en œuvre	2,4	2,4	2,4	2,3	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1	2,0
Domestique et Agricole	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Général et Institutionnel	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
Industriel	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1
Autres	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	0,0	0,0	0,1	0,3	0,6	0,9	1,1	1,3	1,4	1,4
Domestique et Agricole	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5
Général et Institutionnel	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
Industriel	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	0,6	0,6
Total	2,4	2,9	3,4	4,1	4,9	5,7	6,5	7,3	8,0	8,6

2

3

Tableau 3.5
Économies d'énergie prises en compte dans la prévision de puissance
à la pointe d'hiver (MW)

	2001- 2002	2002- 2003	2003- 2004	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011
Économies d'énergie tendanciennes		60	120	190	270	350	440	530	620	730
Programmes d'HQ réalisés	390	380	370	360	350	340	340	330	320	320
Plan global en efficacité énergétique			10	60	100	160	200	250	280	280
Total	390	440	500	610	720	850	980	1110	1220	1330

4

3.2.2. Moyens de gestion de la consommation

Les moyens de gestion peuvent être divisés en deux catégories selon qu'ils sont sous le contrôle direct du Distributeur en temps réel ou non. Selon le Distributeur, toute mesure de gestion de la consommation sous son contrôle direct en temps réel est assimilable à un achat de puissance ou d'énergie et devrait être traitée explicitement dans le Plan. Dans le cas des besoins bi énergie CII, le Distributeur ne peut actuellement se prononcer sur la forme d'interruptibilité qu'aura ce moyen de gestion, ni s'il serait ou non sous son contrôle direct.

Les autres moyens de gestion, qui ne sont pas sous le contrôle direct du Distributeur, sont traités de la même façon que les économies d'énergie : ils sont pris en compte à même la prévision de la demande. Dans cette catégorie, on retrouve actuellement la bi-énergie résidentielle. Le tableau 3.6 montre l'effacement à la pointe qui en résulte.

Tableau 3.6

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

	2001- 2002	2002- 2003	2003- 2004	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011
Effacement de la bi-énergie résidentielle	780	780	790	790	800	810	810	820	820	830

3.3. Consommation d'électricité visée par le Plan, pour le réseau intégré

Cette section du Plan ne vise que l'approvisionnement des marchés québécois rattachés au réseau de TransÉnergie¹⁶. La consommation des réseaux autonomes fait l'objet d'un exercice de planification séparé et doit donc être soustraite de la prévision des ventes présentée à la section 3.1.

Les besoins en énergie décrits dans cet *État d'avancement* du Plan n'incluent cependant aucune consommation marginale associée à la tarification en temps réel (MR et LR) ; il n'y a pas de prévision de long terme de ces ventes, étant donné leur volatilité. Il en va de même pour les tarifs d'énergie de secours. Par ailleurs, l'usage interne, soit la consommation d'électricité par Hydro-Québec, doit être ajoutée aux ventes pour déterminer les approvisionnements requis.

¹⁶ 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 La consommation en énergie visée par le Plan qui résulte de ces ajustements est
 2 présentée au tableau 3.7.

3 **Tableau 3.7**
 4 **Consommation visée par le Plan (TWh)**

	2002	2003	2004 ¹	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Prévision des ventes	158,8	164,3	166,4	169,7	173,8	175,4	177,5	179,5	182,1	184,4
- 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
+ Usage interne	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
= Consommation visée par le Plan	158,9	164,3	166,5	169,9	173,9	175,5	177,6	179,5	182,1	184,4

5 ¹ La prévision des ventes exclut ici une provision pour l'intégration, en 2004, d'un ajustement se rapportant aux ventes de 2003.

6 Le Distributeur retient l'hypothèse que si la charge de la bi-énergie CII est
 7 toujours présente à long terme, une large partie de celle-ci sera interruptible.
 8 Ainsi, il serait possible de réduire de 430 MW la contribution de cette charge à la
 9 pointe au plus tard lors de l'hiver 2005-2006. La charge qui serait incluse dans
 10 les besoins visés par le Plan passerait ainsi de 590 MW à 160 MW. Cette charge
 11 correspond à celle qui serait transférée aux tarifs réguliers si les clients cessaient
 12 de s'alimenter au tarif BT.

13

14 Les besoins en puissance visés par le Plan résultant de cette réduction sont
 15 présentés au tableau 3.8.

16 **Tableau 3.8**
 17 **Besoins en puissance visés par le Plan (MW)**

	2001- 2002	2002- 2003	2003- 2004	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011
Besoins réguliers au Québec (réseau intégré de TransÉnergie) ¹	32230	32800	34200	34600	35150	35700	36070	36070	36010	37240
- Portion interruptible de la bi-énergie CII					430	420	420	400	400	390
= Besoins visés par le Plan	32230	32800	34200	34600	35020	35360	35680	35960	36410	36850

18 ¹ Les besoins réguliers au Québec incluent l'usage interne et excluent les besoins des réseaux autonomes, ces éléments n'ont donc pas à être ajoutés ou soustraits.

1 **4. MISE À JOUR DES BESOINS DU DISTRIBUTEUR**

2 **4.1. Besoins du Distributeur**

3 **4.1.1. Besoins en énergie**

4 Les besoins en énergie du Distributeur visés par le Plan sont établis en ajoutant
5 les pertes prévues sur les réseaux de transport et de distribution à la
6 consommation visée par le Plan. Le tableau 4.1 qui suit présente ces besoins :

7 **Tableau 4.1**
8 **Besoins en énergie (TWh)**

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Consommation visée par le plan	164,3	166,5	163,9	173,9	175,5	177,6	179,5	182,1	184,4
+ Pertes de transport et de distribution	12,9	13,1	13,3	13,6	13,7	13,8	14,0	14,1	14,3
= Besoins visés par le plan	177,3	179,6	183,2	187,5	189,2	191,5	193,5	196,2	198,7
<i>Incluant bi-énergie CII</i>	1,9	2,0	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1	2,0	2,0

10 **4.1.2. Besoins en puissance**

11 Les besoins en puissance correspondent à la puissance installée requise pour
12 satisfaire la charge, en respectant le critère de fiabilité en puissance. Ce critère
13 de fiabilité correspond à une probabilité de défaillance n'excédant pas une fois
14 par dix (10) ans¹⁷, ce qui revient à une espérance de délestage de 2,4 heures par
15 année. Ce critère est conforme aux exigences des organismes de fiabilité tel le
16 Northeast Power Coordinating Council (NPCC).

17 La puissance installée requise associée à l'électricité patrimoniale est fournie par
18 Hydro-Québec Production. La puissance installée requise associée aux besoins
19 du Distributeur en excédent du volume de consommation patrimoniale, devra
20 être acquise par ce dernier. Cette puissance doit tenir compte des probabilités
21 d'indisponibilité des nouveaux approvisionnements et des aléas de la demande.

¹⁷ Le critère exact, tel qu'émis par le NPCC, est formulé comme suit :

Ressource Adequacy – Design Criteria

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

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

1 Les dernières études réalisées dans le cadre de la Revue triennale sur la
2 suffisance des ressources que doit soumettre Hydro-Québec au NPCC montrent
3 que les besoins de réserve s'établissent à long terme à environ 11% de la pointe
4 prévue des besoins. Les résultats du premier appel d'offres montrent que le taux
5 de panne associé aux équipements fournissant les produits contractés est du
6 même ordre de grandeur que le taux de panne du parc existant d'Hydro-Québec
7 Production. Le Distributeur retient donc l'estimation de 11%. Le tableau 4.2
8 suivant montre les besoins en puissance installée requise pour le Distributeur.

9 **Tableau 4.2**
10 **Puissance installée requise (MW)**

	2003 - 2004	2004 - 2005	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011
Besoins visés par le Plan	34 200	34 600	35 020	35 360	35 660	35 960	36 410	36 850
Incluant Bi-énergie CII	540	600	160	160	160	160	160	160
* Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 060	3 070	3 050	3 050	3 020	3 060	4 010	4 060
= Puissance installée requise	37 800	38 260	38 870	39 250	39 580	39 920	40 420	40 900

12 **4.2. Approvisionnements existants et découlant des appels d'offres en**
13 **cours**

14 **4.2.1. L'électricité patrimoniale**

15 La quantité maximale annuelle d'électricité patrimoniale fournie par Hydro-
16 Québec Production au Distributeur est de 178,86 TWh. Cela correspond à des
17 ventes annuelles de 165 TWh augmentées des pertes de transport et
18 distribution. Ces quantités sont garanties par Hydro-Québec Production.

19 Le volume d'électricité patrimoniale est caractérisé par un profil annuel préétabli
20 de valeurs horaires de puissances classées par ordre décroissant¹⁸. Ce profil est
21 semblable au profil d'alimentation de la consommation prévue des marchés
22 québécois, ajusté pour un niveau de 165 TWh (à conditions climatiques
23 normales). La puissance maximale du profil a été fixée à 34 342 MW.

24 La *Loi sur Hydro-Québec* et le *Décret concernant les caractéristiques de*
25 *l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale* (le
26 Décret) précisent que l'approvisionnement en électricité patrimoniale doit inclure
27 tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la
28 sécurité et la fiabilité. Ainsi, Hydro-Québec Production garantit l'accès à une

¹⁸ La consommation des centrales d'Hydro-Québec Production, fixée à 680 GWh, se trouve incluse dans le profil des livraisons en raison de la localisation des points de mesure. Celle-ci est toutefois entièrement à la charge d'Hydro-Québec Production.

1 puissance installée suffisante pour couvrir les livraisons définies par le profil
2 associé à l'électricité patrimoniale, ainsi que les aléas de production et les aléas
3 climatiques en puissance associés à l'électricité patrimoniale. Si on se réfère au
4 critère de fiabilité en puissance du NPCC, le respect de ce critère correspond à
5 une espérance de délestage de 2,4 heures par année.

6 Toutefois, à compter de la première année où le niveau de 165 TWh est atteint,
7 les livraisons d'électricité patrimoniale ne peuvent excéder le profil annuel des
8 puissances classées inclus au Décret. Même si la puissance installée
9 correspondant au critère de fiabilité en puissance est garantie par Hydro-Québec
10 Production, l'énergie associée à la puissance en dépassement du profil ne fait
11 pas partie de l'électricité patrimoniale.

12 Tous les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité
13 et la fiabilité de l'approvisionnement du volume d'électricité patrimoniale, requis
14 par le Transporteur, sont inclus dans l'électricité patrimoniale et sont fournis par
15 Hydro-Québec Production.

16 **4.2.2. Contrats signés dans le cadre de l'appel d'offres A/O-2002-01**

17 Dans le cadre de l'appel d'offres A/O-2002-01, le Distributeur a attribué trois (3)
18 contrats :

- 19 • Un contrat de base de 350 MW avec Hydro-Québec Production;
- 20 • Un contrat de base de 507 MW avec Trans-Canada Energy;
- 21 • Un contrat de 250 MW cyclable avec Hydro-Québec Production.

22 En plus, une option associée à la centrale de Trans-Canada Energy est mise à la
23 disposition du Distributeur, sans frais, pour l'utilisation de 40 MW
24 supplémentaires l'hiver, selon les modalités prévues au contrat.

25 Dans sa décision D-2003-159, la Régie approuve ces trois contrats¹⁹. Les autres
26 caractéristiques de ces contrats ont été présentées dans le cadre du dossier
27 R-3515-2003. Leur contribution prévue à la satisfaction des besoins en énergie
28 du Distributeur est montrée aux tableaux 4.3.1 et 4.3.2.

29 **4.2.3. Entente pour l'alimentation de la consommation au tarif BT**

30 Une entente a été convenue avec Hydro-Québec Production pour l'alimentation
31 en électricité des clients du tarif BT. Cette entente est présentée à la Régie dans

¹⁹ Voir la décision D-2003-159 au sujet de la cause R-3515-2003, p. 27-28.

1 le cadre du dossier tarifaire du Distributeur²⁰. Elle débute le 1^{er} décembre 2003 et
2 se termine le 30 novembre 2004.

3 **4.2.4. Appels d'offres en cours**

4 D'autres appels d'offres sont présentement en cours. Ces appels d'offres se font
5 dans le cadre des blocs d'énergie déterminés par règlement du gouvernement.
6 Ces blocs sont constitués de 100 MW d'énergie produite à partir de la biomasse
7 et de 1000 MW d'énergie produite à partir d'éoliennes. Les livraisons relatives à
8 ces deux blocs débiteront entre 2005 et 2012. La contribution en puissance de
9 l'éolienne est évaluée en fonction de la puissance moyenne prévue, après
10 l'utilisation d'un service d'équilibrage (voir les tableaux 4.3.1 et 4.3.2).

11 **4.3. Approvisionnements additionnels requis – scénario moyen**

12 **4.3.1. Approvisionnements additionnels requis en énergie**

13 Les besoins visés par le Plan ont été établis à la section 4.1. Pour établir les
14 approvisionnements additionnels requis, on soustrait de ces besoins les
15 approvisionnements existants, incluant la contribution des contrats résultant de
16 l'appel d'offres A/O-2002-01, ainsi que celle des appels d'offres en cours. Les
17 approvisionnements additionnels ont été répartis selon les marchés de court
18 terme et de long terme.

19 En décembre 2004, les approvisionnements additionnels requis reflètent les
20 besoins de la clientèle bi-énergie CII qui ne pourront être comblés par l'entente
21 actuelle avec Hydro-Québec Production. À la fin de cette entente, le Distributeur
22 continuera d'alimenter les besoins de la clientèle bi-énergie CII, en fonction de
23 l'évolution de la consommation des clients adhérant à ce tarif. Si la clientèle du
24 tarif BT décidait d'abandonner ce tarif, le Distributeur prévoit qu'une partie de
25 cette clientèle s'alimenterait aux tarifs réguliers. Cette partie représente, à
26 l'horizon 2007, 0,6 TWh des 2,0 TWh de besoins pour la bi-énergie. Alors que le
27 reste de la charge risque de migrer vers une autre source d'énergie, les besoins
28 de 0,6 TWh devront quant à eux être alimentés par le Distributeur, quel que soit
29 le scénario. Les approvisionnements requis pour cette quantité ont donc été
30 inclus dans la part des marchés de long terme, réduisant à 1,4 TWh la part des
31 marchés de court terme reliée au BT. Par contre, avant 2008, il est possible que
32 la totalité de la consommation au tarif BT soit alimentée par des
33 approvisionnements de court terme, puisqu'il devient difficile d'augmenter les
34 approvisionnements de long terme avant cet horizon.

²⁰ R-3492-2002, HQD-3, document 2.1.

1 De plus, les analyses réalisées montrent qu'une quantité additionnelle d'environ
2 0,2 TWh sera acquise sur les marchés de court terme, pour la gestion des
3 approvisionnements en temps réel. Cette quantité amène à 1,6 TWh les besoins
4 minimums alimentés par les marchés de court terme à partir de 2008.

5 Le tableau 4.3.1 illustre les approvisionnements additionnels requis par le
6 Distributeur.

7 **Tableau 4.3.1**
8 **Approvisionnements additionnels requis (TWh)**

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Besoins visés par le Plan	177,3	179,6	183,2	187,5	189,2	191,5	193,5	196,2	198,7
<i>Incluant bi-énergie CII</i>	1,9	2,0	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1	2,0	2,0
- Approvisionnements patrimoniaux	175,4	177,6	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
= Approvisionnements non patrimoniaux requis	1,9	2,0	4,3	8,7	10,3	12,6	14,6	17,3	19,8
- Contrats de long terme signés en 2003	0,0	0,0	0,0	1,4	7,5	8,2	8,2	8,2	8,1
- Contribution des appels d'offres en cours	0,0	0,0	0,0	0,2	0,8	1,2	1,8	2,1	2,5
- Entente avec HQP pour la bi-énergie CII	1,9	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
= Approvisionnements additionnels requis	0,0	0,3	4,3	7,1	2,0	3,2	4,6	7,0	9,3
Marché de CT									
Marché de la bi-énergie	0,0	0,3	2,2*	2,2*	2,0	1,4	1,4	1,4	1,4
Autres besoins de CT	0,0	0,0	2,1	4,9	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2
Marché de LT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	3,0	5,4	7,7

9 * Pour les années 2005 et 2006, l'estimation des besoins susceptibles de migrer vers une autre source d'énergie s'élève à 1,5 TWh.

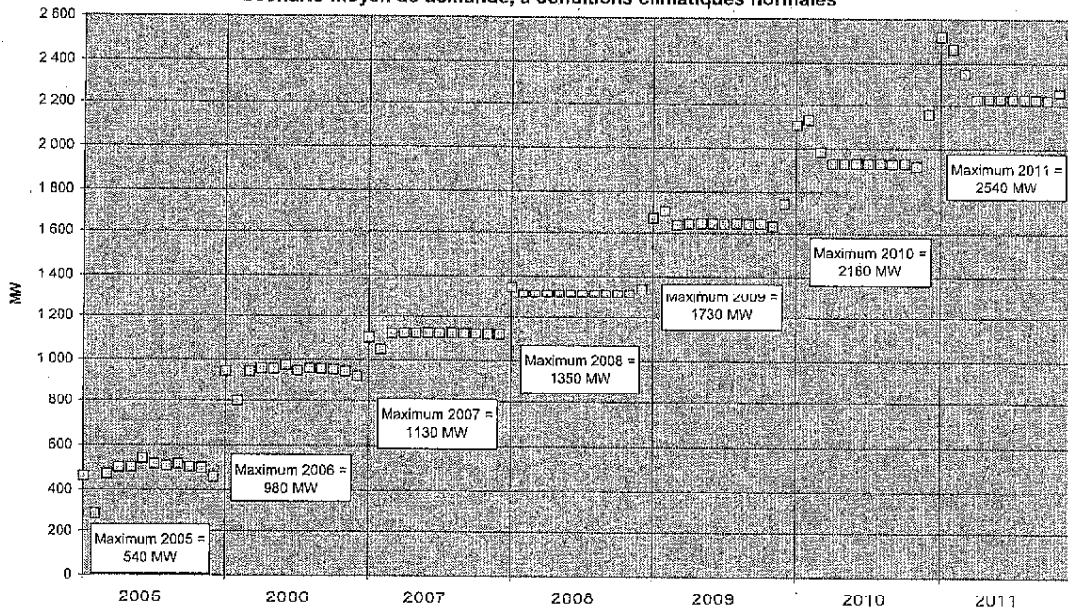
10 **4.3.2. Approvisionnements additionnels requis en puissance²¹**

11 Les besoins en puissance additionnelle doivent être déterminés sur la base de la
12 capacité de répondre à l'ensemble du profil de charge du Distributeur, pour une
13 année donnée.

14 Le profil des approvisionnements requis s'obtient par différence entre la courbe
15 des puissances classées prévue pour une année donnée et le profil des
16 livraisons d'électricité patrimoniale, tel qu'il apparaît dans le Décret. Le résultat se
17 présente sous la forme d'une puissance horaire requise à chacune des heures
18 de l'année. On peut en tirer les puissances additionnelles mensuelles et
19 annuelles requises, comme il est montré au graphique 4.3.1 et au tableau 4.3.2.
20 En plus, le tableau 4.3.2 présente une estimation de l'impact des contrats signés
21 et des appels d'offres en cours sur les approvisionnements additionnels requis
22 en puissance.

²¹ Les évaluations de puissance présentées dans la section 4.3.2 excluent la portion de la consommation au tarif BT susceptible de migrer vers une autre source d'énergie.

Graphique 4.3.1
Puissances mensuelles maximales requises correspondant
aux approvisionnements additionnels
scénario moyen de demande, à conditions climatiques normales



1

2
3

Tableau 4.3.2
Approvisionnements additionnels requis (MW)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Approvisionnements non patrimoniaux requis	130	540	980	1 130	1 350	1 730	2 160	2 540
- Contrats de long terme signés en 2003	0	0	0 à 510	510 à 1110	1 110	1 110	1 110	1 110
- Contribution des appels d'offres en cours	0	0 à 20	20 à 40	40 à 140	140 à 210	210 à 250	250 à 290	290 à 330
- Entente avec HQP pour la bi-énergie CII	540	0	0	0	0	0	0	0
= Approvisionnements additionnels requis*	0	540	810	500	150	420	800	1 140
Marché de CT								
Marché de la bi-énergie	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Autres besoins de CT	0	540	810	500	0	0	0	0
Marché de LT	0	0	0	0	150	420	800	1140

4

* Les quantités indiquées peuvent être requises pour une partie de l'année seulement. Les évolutions sous cette rubrique prennent en considération les années bissextiles et le coefficient de livraison contractuel associé à chaque contrat. Conséquemment, le résultat ne correspond pas à une soustraction entre les contributions des divers approvisionnements non patrimoniaux mentionnés.

5 Comme il a été mentionné, une large partie de la charge associée à la bi-énergie
6 CII sera interruptible. La forme d'interruptibilité n'étant pas encore
7 connue, l'impact sur le profil de la charge et sur les approvisionnements
8 additionnels requis en puissance n'est donc pas disponible pour l'instant.

1 **5. DÉPLOIEMENT DU PLAN**

2 **5.1. Acquisition de nouveaux approvisionnements de long terme**

3 **5.1.1. Approvisionnements reliés à des blocs d'énergie**

4 Le gouvernement a énoncé son intention de promouvoir la mise en œuvre d'un
5 bloc d'énergie produite au Québec par 800 MW de cogénération. Dans
6 l'établissement du déploiement du Plan, le Distributeur doit tenir compte de cet
7 approvisionnement et de sa contribution à la satisfaction des besoins identifiés à
8 la section 4.

9 En 2004, sous réserve de l'adoption d'un règlement à cet égard, le Distributeur
10 compte lancer un premier appel d'offres pour l'achat d'électricité issue de la
11 cogénération. Cet appel d'offres comportera des quantités et des dates de début
12 de livraisons ajustées en fonction de l'évolution des besoins.

13 **5.1.2. Comblement des besoins de 2010**

14 Les besoins à l'horizon 2010 pourraient faire l'objet d'un appel d'offres à la fin de
15 2004, selon l'évaluation de la situation. Le Distributeur ajustera les quantités
16 faisant l'objet de l'appel d'offres ainsi que les dates de début des livraisons en
17 fonction de l'évolution des besoins. En plus, il examinera au moment opportun, la
18 possibilité de regrouper des appels d'offres.

19 **5.2. Approvisionnements de court terme**

20
21 Les besoins additionnels pour la période précédant décembre 2007 devront être
22 comblés sur les marchés de court terme.

23
24 Ainsi, des appels d'offres devront être lancés pour combler les besoins prévus
25 pour 2005 et 2006. En 2004, un premier appel d'offre pourra avoir lieu au
26 printemps et un second à l'automne pour les quantités mentionnées au tableau
27 5.1.

28
29 Les quantités visées par ces appels d'offres excluent 1,5 TWh de ventes BT
30 susceptibles de migrer vers une autre source d'énergie. Un approvisionnement
31 approprié sera trouvé lorsque la forme d'interruptibilité de cette charge sera
32 mieux définie et que l'intérêt des clients aura été réévalué. À cet égard, la
33 stratégie du Distributeur s'ajustera en fonction des décisions de la Régie.

1
2

Tableau 5.1
Appels d'offres de court terme prévus en 2004 et 2005

	Besoins de 2005	Besoins de 2006
Appel d'offres du printemps 2004	Environ 300 MW et 1,8 TWh Répartition entre les types de produits à déterminer	
Appel d'offres d'automne 2004	Environ 240 MW et 1,0 TWh, en fonction de l'évolution de la demande	Environ 400 MW et 2,8 TWh Répartition entre les types de produits à déterminer
Appel(s) d'offres de 2005		Environ 410 MW et 2,8 TWh, en fonction de l'évolution de la demande

3
4
5
6
7
8
9
10

Par ailleurs, il serait imprudent d'attendre jusqu'en 2005 pour combler la totalité des besoins prévus à l'horizon de 2006. C'est pourquoi le Distributeur comblera, dès l'automne 2004, la portion des besoins de 2006 qu'il estime suffisamment certaine. Les quantités qui feront l'objet d'un appel d'offres en 2005 seraient donc d'environ 300 MW et 2,1 TWh. La quantité exacte sera déterminée sur la base des prévisions de la demande contemporaines au lancement de cet appel d'offres.

11
12
13
14
15
16
17
18

5.3. Déploiement du service modulable de 400 MW

Le Distributeur vise toujours à acquérir 400 MW de service modulable, pour être en mesure de répondre à un scénario fort de la demande. À cet effet, il lancera en 2004 un appel d'offres pour ce produit. Un tel produit pourrait être disponible à partir de la fin de l'année 2008. Cet appel d'offres sera ouvert à tous, y compris à la production hors Québec et un critère de développement durable sera appliqué lors de l'analyse des soumissions, le tout conformément à la demande expresse de la Régie à cet effet.

19
20
21

5.4. Résultats du déploiement du Plan

Le tableau 5.2 présente les résultats du déploiement proposé, selon le scénario moyen de la demande. En ce qui concerne les approvisionnements de long

1 terme d'ici 2010, le Distributeur prévoit s'approvisionner principalement à partir
2 de la cogénération.

3 **Tableau 5.2**
4 **Impact du déploiement du plan (TWh)**

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Besoins visés par le Plan	177,3	179,6	183,2	187,5	189,2	191,5	193,5	196,2	198,7
<i>Incluant bi-énergie CII</i>	<i>1,9</i>	<i>2,0</i>	<i>2,2</i>	<i>2,2</i>	<i>2,1</i>	<i>2,1</i>	<i>2,1</i>	<i>2,0</i>	<i>2,0</i>
- Approvisionnements patrimoniaux	176,4	177,0	170,9	170,9	170,9	176,9	176,9	176,9	176,9
- Contrats de long terme signés en 2003	-	-	-	1,4	7,5	8,2	8,2	8,2	8,1
- Entente avec HQP pour la bi-énergie CII	1,9	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- Déploiement 2003 - 2004	0,0	0,0	2,8	5,8	0,9	2,8	4,8	7,5	8,6
Dont:									
• Contribution des appels d'offres en cours	-	-	0,0	0,2	0,8	1,2	1,6	2,1	2,5
• Contribution de l'appel d'offres de Cogénération	-	-	-	-	0,1	1,6	3,0	3,8	4,6
• Appel(s) d'offres de long terme lancé en 2004	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	1,6
• Appels d'offres de court terme de 2004 et 2005	-	0,0	2,8	5,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
= Approvisionnements additionnels requis	0,0	0,3	1,5	1,5	1,8	1,6	1,6	1,6	3,1
Marché de CT									
Marché de la bi-énergie	-	0,3	1,5	1,5	1,8	1,4	1,4	1,4	1,4
Autres besoins de CT	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2
Marché de LT	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	1,6

5

6 6. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

7 Dans son Plan d'approvisionnement 2002-2011, le Distributeur proposait de
8 limiter la dépendance envers les marchés de court terme à un volume de 5 TWh
9 par année, dans un scénario fort.

10 Pour être en mesure d'atteindre cet objectif, la Régie a, entre autres, autorisé le
11 Distributeur à acquérir 400 MW de service modulable, tel qu'il est décrit à la
12 section 5.3. La contribution potentielle d'un tel moyen sera prise en compte parmi
13 les moyens pour répondre à un scénario fort.

14 6.1. Approvisionnements additionnels requis dans un scénario fort

15 Les approvisionnements additionnels requis sont déterminés selon la même
16 démarche que dans le cas du scénario moyen (voir tableau 6.1).

1
2

Tableau 6.1
Approvisionnement additionnels requis – Scénario fort (TWh)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Besoins visés par le plan	183,0	189,8	195,7	199,7	203,8	206,8	209,9	213,3
<i>Influent bi-énergie CII</i>	2,1	2,3	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1
- Approvisionnements patrimoniaux	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
= Approvisionnements non patrimoniaux requis	4,2	10,9	16,8	20,8	25,0	27,9	31,0	34,4
- Contrats de long terme signés en 2003*	-	-	1,4	7,6	8,4	8,4	8,4	8,3
- Contribution des appels d'offres en cours	-	0,0	0,2	0,8	1,2	1,8	2,1	2,5
- Contribution de l'appel d'offres de Cogénération	-	-	-	0,1	1,7	3,0	3,8	4,6
- Contribution du 400 MW modulable	-	-	-	0,0	0,3	3,2	3,2	3,2
- Appel(s) d'offres de long terme lancé en 2004	-	-	-	-	-	0,0	1,6	1,6
- Appels d'offres de court terme de 2004 et 2005	0,0	2,8	5,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- Entente avec HQP pour la bi-énergie CII	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
= Approvisionnements additionnels requis	2,4	8,1	9,7	12,3	13,4	11,5	11,9	14,4

* Dans un scénario fort, les contrats de long terme signés en 2003 pourraient produire une quantité d'énergie plus élevée, notamment en utilisant les approvisionnements cyclables à un facteur d'utilisation plus élevé.

3

4 Si le scénario fort se produisait, les approvisionnements patrimoniaux ne
5 suffiraient plus à l'alimentation de la charge québécoise, à conditions climatiques
6 normales, dès 2004.

7 **6.2. La contribution des approvisionnements de long terme à la**
8 **satisfaction des besoins, selon un scénario fort**

9 Si le scénario fort se produisait, une portion de la demande additionnelle serait
10 connue dans des délais suffisants pour lancer de nouveaux appels d'offres ou
11 pour augmenter ou devancer les quantités des appels d'offres en cours.

12 Au total, l'énergie provenant des nouvelles sources d'approvisionnements de
13 long terme pourrait atteindre 9,7 TWh en 2011, advenant le cas où le scénario
14 fort se produisait (voir tableau 6.2.1).

15
16
17

Tableau 6.2.1
Approvisionnements de long terme déployés
pour répondre à un scénario fort (TWh)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Approvisionnements de long terme prévus en fonction du scénario moyen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6
+ Augmentation des quantités adjudgées lors des futurs appels d'offres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	3,4	6,5	8,1
= Approvisionnements de long terme déployés pour satisfaire un scénario fort	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	3,4	6,5	9,7

18
19
20
21

La dépendance envers le marché de court terme (tableau 6.2.2) est calculée en soustrayant, des approvisionnements additionnels requis (tableau 6.1), les

1 approvisionnements de long terme additionnels contractés pour répondre à un
2 scénario fort (tableau 6.2.1).

3 Par ailleurs, dans un scénario fort de la demande, le Distributeur demanderait à
4 la clientèle bi-énergie CII de s'effacer complètement si les circonstances
5 l'exigeaient, ce qui permettrait de réduire de 1,4 à 1,6 TWh par année la
6 dépendance envers les marchés de court terme. Aux résultats ainsi obtenus, il
7 faut ajouter un écart type d'aléas climatiques.

8 **Tableau 6.2.2**
9 **Dépendance maximale du marché de court terme dans un scénario fort**
10 **Scénario fort (TWh)**

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Approvisionnement additionnels requis (voir tableau 6.2.1)	2,4	8,1	9,7	12,3	13,4	11,5	11,9	14,4
- Approvisionnements de long terme déployés pour satisfaire un scénario fort	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	3,4	6,5	9,7
- Effacement de la bi-énergie CII	0,3	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4
= Dépendance envers le marché de court terme à conditions climatiques normales	2,1	6,5	8,1	10,7	11,6	6,6	3,9	3,3
+ Aléas climatiques à la charge du Distributeur	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,1
= Dépendance envers le marché de court terme	4,0	8,4	10,1	12,7	13,6	8,7	6,0	5,4

11

12 Malgré la présence du service modulable de 400 MW, les achats potentiels sur le
13 marché de court terme excèderaient l'objectif de 5 TWh fixé au Plan. À cet effet,
14 il faut rappeler, comme il est indiqué au Plan, qu'il serait nécessaire d'acquérir
15 une plus grande quantité de production modulable pour atteindre l'objectif fixé.
16 Toutefois, le service modulable de 400 MW constitue une première étape; la
17 situation devra être revue au cours des prochaines années, suite à l'évolution
18 des besoins et aux résultats du premier appel d'offres pour un produit modulable.
19 Avant de proposer des quantités plus importantes que 400 MW, il y a lieu aussi
20 d'examiner la contribution potentielle des autres moyens pour gérer les aléas, tel
21 l'entente-cadre à venir avec Hydro-Québec Production.

22 Il faut également constater que le niveau de ventes attendu en 2003, selon le
23 scénario moyen, atteint presque celui prévu suivant le scénario fort, lors du dépôt
24 du Plan en octobre 2001. La situation actuelle est donc en soi exceptionnelle
25 mais reflète les difficultés inhérentes au maintien des marges de sécurité dans
26 une situation où il est requis de faire appel à ces mêmes marges pour faire face
27 à une situation réelle.

1 **6.3. Fiabilité en puissance**

2 La puissance installée requise pour assurer la satisfaction des besoins en
3 puissance est établie à la section 4.1. Le tableau 6.3.1 présente le bilan en
4 puissance installée sur l'horizon du Plan.

5 Le tableau montre qu'à long terme, la puissance requise, après la contribution de
6 l'électricité patrimoniale ainsi que des produits de base, cyclable et modulable,
7 sera en partie comblée par des moyens de court terme. Ces derniers pourront
8 être associés au recours à la puissance additionnelle en vertu du contrat avec
9 Trans-Canada Energy, à l'achat de puissance garantie en hiver sur le marché et
10 au recours à diverses options d'interruptibilité de la charge. De plus, le
11 Distributeur a proposé de mettre en place, dès l'hiver 2003-2004, une option
12 d'électricité interruptible.

13 **Tableau 6.3.1**
14 **Bilan en puissance du Distributeur après déploiement proposé du Plan**
15 **(MW)**

	2003 - 2004	2004 - 2005	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011
Puissance installée requise	37 600	38 280	38 870	39 250	39 580	39 920	40 420	40 900
- Approvisionnements existants et à venir	38 480	38 480	38 870	39 250	39 580	40 030	40 420	40 900
• Approvisionnement patrimonial	34 340	34 340	34 340	34 340	34 340	34 340	34 340	34 340
• Réserve sur approvisionnement patrimonial	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600
• Contrats de long terme signés en 2003	-	-	-	510	1 110	1 110	1 110	1 110
• Contribution des appels d'offres en cours	-	-	20	90	140	210	250	290
• Contribution de l'appel d'offres de cogénération	-	-	-	-	300	370	470	670
• Contribution du 400 MW modulable	-	-	-	-	0	400	400	400
• Appel(s) d'offres de long terme lancé en 2004	-	-	-	-	-	0	250	480
• Appels d'offres de court terme de 2004 et 2005	0	540	810	0	0	0	0	0
• Autres appels d'offres de court terme	-	-	-	500	0	0	0	0
• Entente avec HQP pour la bi-énergie CIL	540	0	0	0	0	0	0	0
• Autres moyens de court terme en puissance	0	0	100	210	200	0	0	120
= Puissance additionnelle pour respecter le critère de fiabilité en puissance	0	0	0	0	0	0	0	0

16

ANNEXE A

SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE

Scénario fort

Dans le scénario fort, les ventes au Québec prévues pour 2011 s'élèvent à 198,0 TWh, ce qui représente un taux de croissance annuel moyen de 2,5 %.

Ces ventes sont supérieures de 13,6 TWh à celles du scénario moyen. Cet écart se répartit de la manière suivante : 48 % au secteur Industriel Grandes entreprises, 28 % au secteur Général et Institutionnel, 17 % au secteur Domestique et Agricole, 5 % au secteur Industriel PME et 1 % au secteur Autres.

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

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

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

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

Pour ce qui est des besoins réguliers au Québec, ils passeront de 32 230 MW à la pointe de l'hiver 2001-2002 à 39 650 MW à la pointe de l'hiver 2010-2011. Cette augmentation de 7 420 MW représente une croissance annuelle moyenne de 820 MW, soit 2,3 % annuellement.

1 Par rapport au scénario moyen, les besoins du scénario fort sont supérieurs de
2 2 410 MW à l'horizon de l'hiver 2010-2011. Cet écart se répartit de la manière
3 suivante : 31 % au chauffage, 38 % à l'industriel et 31 % à l'ensemble des autres
4 usages.

5
6 **Scénario faible**

7
8 Les ventes prévues au scénario faible sont de 168,0 TWh en 2011, ce qui
9 représente une croissance annuelle moyenne de 0,8 % sur la période 2001-
10 2011. Elles sont inférieures au scénario moyen de 16,3 TWh. Cet écart se
11 répartit de la manière suivante : 60 % au secteur Industriel Grandes entreprises,
12 19 % au secteur Général et Institutionnel, 16 % au secteur Domestique et
13 Agricole, 5 % au secteur Industriel PME et 1 % au secteur Autres. Il est à noter
14 que les facteurs explicatifs sont sensiblement les mêmes que dans le scénario
15 fort, mais en négatif.

16
17 Pour ce qui est des besoins réguliers au Québec, ils passeront de 32 230 MW à
18 la pointe de l'hiver 2001-2002 à 34 450 MW à la pointe de l'hiver 2010-2011.
19 Cette augmentation de 2 220 MW représente une croissance annuelle moyenne
20 de 250 MW, soit 0,7 % annuellement.

21
22 **TABLEAU A.1**

Scénarios d'encadrement de prévision de la demande
Révision d'août 2003 - Ventes en TWh

	2001 ¹	2002 ¹	2003 ²	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Croiss. période
Scénario moyen	154,6	158,8	164,3	167,1	169,7	173,8	175,4	177,5	179,5	182,1	184,4	29,8
Scénario fort	154,6	158,8	166,2	170,4	175,8	181,4	185,2	189,1	191,9	194,8	198,0	43,4
Scénario faible	154,6	158,8	162,8	163,9	163,3	164,0	165,8	167,2	167,0	167,5	168,0	13,4

23 ¹ Données publiées, normalisées pour les conditions climatiques.

24 ² Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2003, normalisées pour les conditions climatiques.

25
26
27
28
29
30
31

1

TABLEAU A.2

**Scénarios d'encadrement de prévision de la demande
Besoins en puissance en MW**

	2001- 2002	2002- 2003	2003- 2004	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	Croiss. 01-10
Scénario moyen	32 230	33 890	34 200	34 600	35 450	35 780	36 070	36 370	36 810	37 240	5 010
Scénario fort	32 230	33 890	34 670	35 380	36 610	37 330	37 910	38 500	39 050	39 650	7 420
Scénario faible	32 230	33 890	33 680	33 790	33 780	34 030	34 250	34 290	34 350	34 450	2 220

2
3
4
5
6
7

ANNEXE B

CONTEXTE DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE

Contexte démographique

Lors des prochaines années, la population du Québec continue de croître, mais à un rythme plus lent que par le passé. En 2011, elle atteint 7 684 milliers d'habitants, ce qui représente une croissance de plus de 266 000 en 10 ans.

L'indice synthétique de fécondité est relativement faible (1,5 enfant par femme) et le nombre de femmes en âge de procréer se réduit : une baisse du nombre de naissances en résulte. Par ailleurs, malgré l'accroissement de l'espérance de vie à la naissance (celle-ci est estimée en 2001 à 76,3 ans pour les hommes et à 82,3 ans pour les femmes), le nombre de décès augmente en raison de la structure par âge vieillissante de la population. L'accroissement naturel de la population québécoise a donc tendance à ralentir et ne suffira pas à son renouvellement à long terme.

Sur cet horizon, le solde migratoire (composé des migrations interprovinciales et internationales) est positif à près de 15 000 personnes par an en moyenne, et vient légèrement appuyer la croissance naturelle de la population.

La formation de ménages, étant fonction de l'accroissement de la population et de l'évolution des taux de soutien de ménage, ralentit également. Toutefois, ce ralentissement se fait plus doucement que pour la population en raison du décalage dans le temps entre les naissances et la formation de ménages.

Le corollaire de cette évolution démographique est le vieillissement accru de la population. L'âge moyen passe ainsi de 38,6 ans en 2001 à 41,7 ans en 2011. Le nombre de ménages dont le soutien économique est une personne âgée augmente. Or, tout changement dans la structure par âge influence la demande de logements (unifamiliales, multifamiliales, etc.), la consommation de biens et de services et les besoins d'infrastructures (écoles, hôpitaux, etc.) et par conséquent, se répercute sur la demande d'électricité.

Contexte économique

L'année 2003 a été marquée par quelques événements fortuits, tels le SRAS et le cas d'encéphalopathie spongiforme bovine qui ont touché l'économie canadienne et par ricochet l'économie québécoise. De plus, l'imposition de taxe à l'exportation aux États-Unis, la hausse du dollar canadien et le ralentissement de

1 l'économie américaine, le principal partenaire économique du Québec, ont fait
2 s'écrouler les exportations québécoises et diminuer considérablement la
3 production industrielle. Devant le manque de commandes, les entreprises
4 manufacturières du Québec ont procédé à des licenciements d'effectifs.

5
6 Par contre, la demande intérieure est restée relativement solide, car les mises à
7 pied ne se sont pas généralisées à l'ensemble de l'économie. Faisant fi de la
8 récession manufacturière, la demande de logements est demeurée solide et les
9 mises en chantier résidentielles ont continué de croître. Avec les signes
10 manifestes de reprise de l'économie américaine et mondiale, la production
11 industrielle québécoise devrait reprendre du tonus en 2004. Cependant, la
12 hausse de la devise canadienne reste un facteur néfaste qui empêchera une
13 récupération complète du secteur extérieur à brève échéance. Malgré tout, la
14 croissance économique du Québec devrait être relativement solide en 2004.

15
16 En 2005, les risques de ralentissement réapparaissent pour l'économie du
17 Québec. En plus de l'adaptation des entreprises exportatrices à la hausse de la
18 devise canadienne, l'économie du Québec devra également composer avec la fin
19 de la poussée de la construction, notamment dans le secteur résidentiel. De plus,
20 plusieurs organismes économiques évoquent la possibilité que les pays
21 occidentaux connaissent une période de déflation, ce qui serait certainement
22 néfaste pour l'économie.

23
24 À plus long terme, le vieillissement et le ralentissement de la croissance de la
25 population devrait conduire à des changements de la demande pour les biens et
26 services, à une moins grande disponibilité de la main-d'œuvre, mais aussi à une
27 moins forte croissance de la demande intérieure. La croissance des secteurs
28 plus intensifs en main-d'œuvre devrait être moins rapide. L'économie du Québec
29 devra compter de plus en plus sur les secteurs de pointe pour accroître son
30 commerce extérieur, générer de nouveaux investissements, et assurer sa
31 croissance.

32
33 Sur la période 2003 à 2007, la croissance annuelle moyenne du PIB réel du
34 Québec est prévue à 2,5 %. À plus long terme, les effets du ralentissement de la
35 croissance démographique commencent à se faire sentir sur l'économie. Nous
36 avons donc retenu un scénario de croissance du PIB de 2,4 % par an sur la
37 période 2008 à 2011.

38 39 **Contexte énergétique**

40 41 **Gaz naturel**

42

1 L'hiver 2002-2003 s'est terminé avec des stocks de gaz naturel aux États-Unis
2 inférieurs de 49 % à la moyenne des cinq années précédentes.

3
4 La consommation de gaz naturel pour le chauffage des locaux a été
5 particulièrement forte l'hiver dernier en raison des températures sous les
6 normales enregistrées sur une bonne partie de l'Amérique du Nord (et plus
7 spécifiquement sur le Nord-Est des États-Unis, où la population est dense et le
8 recours au gaz naturel dans les maisons individuelles est important). En outre, la
9 production de gaz aux États-Unis en 2002 a été plus faible que celle des deux
10 années précédentes. Les prix bas du gaz naturel à la fin de 2001 et au début de
11 2002 ont en effet dissuadé les compagnies d'investir massivement dans
12 l'exploration. Or, tant les États-Unis que le Canada ont à faire face à des
13 conditions de production plus difficiles. Les anciens champs arrivent à maturité et
14 les nouveaux sont de plus petite taille et ont une productivité qui décline plus
15 rapidement. Cela a abouti à des prix records pendant la saison de chauffe. Le
16 prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta est ainsi monté jusqu'à 14 \$CAN par
17 millier de pieds cubes vers la fin février 2003.

18
19 Par la suite, le prix du gaz naturel est resté anormalement élevé, la demande de
20 gaz naturel entrant en concurrence avec la reconstitution des stocks. Cependant,
21 les substitutions ont été fortes notamment pour la production d'électricité.
22 Certaines industries très énergivores ont dû procéder à des fermetures
23 temporaires d'usines, ce qui a limité la demande de gaz naturel. Par ailleurs, l'été
24 2003 a été moins chaud que celui de 2002, et la demande d'électricité pour les
25 besoins de climatisation a donc été nettement plus faible. En conséquence, au
26 cours des mois de juin à septembre, les injections de gaz naturel ont atteint des
27 niveaux inégalés, et les stocks de gaz naturel américain à la fin de septembre
28 n'étaient plus qu'à 4 % sous la moyenne des cinq dernières années à pareille
29 date.

30
31 À moyen et long terme, le prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta devrait
32 demeurer à des niveaux plus élevés (autour de 5,40 \$CAN par millier de pieds
33 cubes en 2011) que par le passé. La demande de gaz naturel en Amérique du
34 Nord devrait augmenter d'environ 1,8 % par an d'ici à 2025, notamment en raison
35 de la demande émanant des producteurs d'électricité. Pour répondre à cette
36 demande croissante, il faudra mettre en œuvre d'importants efforts d'exploration
37 et de forage. En outre, les nouveaux champs seront de petite taille, à des
38 profondeurs importantes et souvent localisés dans des régions excentrées. Des
39 investissements massifs seront donc requis pour la mise en production de ces
40 champs et la construction de nouvelles infrastructures de transport jusqu'au
41 principaux centres de consommation. Malgré tout, la production de gaz naturel
42 aux États-Unis ne devrait s'accroître que de 1,3 % par an en moyenne d'ici
43 2025. Les États-Unis devront donc avoir un recours accru aux importations (de

1 gaz naturel liquéfié par méthaniers et de gaz naturel par les gazoducs en
2 provenance du Canada). Cela ne manquera pas de faire pression sur les prix du
3 gaz à la frontière de l'Alberta.
4

5 **Pétrole brut**

6 Le baril de pétrole brut WTI s'est maintenu à un niveau très élevé au premier
7 trimestre de 2003, atteignant même 37,83 \$ÉU le 12 mars. Après le
8 déclenchement de la guerre et la prise de Bagdad, le prix est rapidement
9 redescendu. Cette accalmie a toutefois été de courte durée. Les tensions au
10 Nigeria, au Venezuela et surtout les difficultés rencontrées par l'administration
11 américaine dans sa gestion de l'après-guerre ont fait pression sur le prix du
12 pétrole. Les augmentations de quotas de l'OPEP n'ont pas eu l'effet escompté et
13 le prix du baril de pétrole brut durant la majeure partie de l'été est resté au
14 dessus de 30 \$ÉU.
15

16 Néanmoins, entre fin août et début septembre, le baril de pétrole brut a perdu
17 4 \$ÉU, malgré des stocks commerciaux encore bas tant aux États-Unis que dans
18 l'ensemble de l'OCDE. Les exportations irakiennes de pétrole ont pu reprendre et
19 atteignaient près de 900 000 barils par jour fin août en dépit des attentats
20 perpétrés en Irak (en particulier celui contre l'oléoduc reliant les champs du Nord
21 à la Turquie). Face à cette nouvelle réalité, l'OPEP a préféré couper
22 préventivement ses quotas de 0,9 million de barils par jour à partir du 1er
23 novembre.
24

25 L'OPEP privilégie toujours pour le prix de son panier de sept types de pétrole
26 brut une fourchette de 22 à 28 \$ÉU/baril. Elle a mis en place un mécanisme
27 d'ajustement automatique pour que le prix se maintienne à l'intérieur de cette
28 fourchette. À moyen terme, le prix du pétrole brut WTI devrait se situer dans
29 cette fourchette, étant donné la prédominance grandissante des pays de l'OPEP
30 sur le marché pétrolier à cet horizon. L'OPEP a en effet intérêt à conserver un
31 niveau de prix raisonnable. Si le prix restait élevé trop longtemps, les pays
32 importateurs risqueraient d'instaurer des mesures d'économies d'énergie ou de
33 procéder à des substitutions qui auraient un impact négatif à long terme sur la
34 demande. Cela favoriserait aussi la croissance de la production hors OPEP.
35

36 37 **Prix de l'électricité**

38 Le gel des tarifs d'électricité est maintenu en 2003. Par la suite, des hausses
39 tarifaires sont prévues en conformité avec la demande amendée de la cause
40 R-3492-2002 et les orientations du Plan stratégique 2004-2008.
41

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

TABLEAU B.1
Principales variables démographiques, économiques et énergétiques
Révision d'août 2003

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Population (milliers)	7 418	7 455	7 490	7 521	7 546	7 572	7 597	7 621	7 643	7 664	7 684
Âge moyen (années)	38,58	38,91	39,23	39,55	39,87	40,19	40,50	40,80	41,09	41,39	41,69
Formation de ménages (milliers)	27,7	42,5	40,8	35,5	31,5	31,4	30,5	28,5	27,5	26,5	25,8
Croissance du PIB (%)	1,1	4,1	2,1	3,2	2,2	2,6	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4
Croissance du PIB manufacturier (%)	-3,6	1,3	-0,5	4,6	2,4	3,0	2,8	2,6	2,6	2,6	2,6
Croissance du PIB tertiaire (%)	2,1	3,9	2,7	3,0	2,5	2,6	2,5	2,2	2,2	2,2	2,2
Revenu personnel disponible (%)	1,5	3,8	2,0	2,8	1,8	2,3	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$Can/mpc)	6,31	4,23	7,10	5,94	5,58	4,96	5,05	4,94	5,02	5,17	5,36
Pétrole brut WTI (\$US/baril)	25,92	26,10	30,56	26,05	25,04	25,32	26,31	27,31	28,30	29,29	30,32

5