

Rapport d'expertise

**Plan d'approvisionnement 2005-2014
Hydro-Québec Distribution**

**Régie de l'énergie
Dossier R-3550-2004**

**Préparé par Louis Bolullo, ing. MBA
pour
L'Association de l'Industrie Électrique du Québec (AIEQ)**

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3550-2004
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
Date: 15 juin 2005
Pièces n°: AIEQ-2

Le 25 mai 2005

1 Introduction

2 Présentation de Louis Bolullo, témoin-expert retenu par l'AIEQ dans ce dossier

3 Monsieur Louis Bolullo détient une Maîtrise en Administration des Affaires (MBA) de l'École
4 des Hautes Études Commerciales (HEC), Université de Montréal, est diplômé en Génie (BScA)
5 de l'École Polytechnique, Université de Montréal et détient un Baccalauréat ès Arts de
6 l'Université de Montréal.

7 Monsieur Bolullo possède une expérience de plus de 35 ans dans le secteur de l'Énergie tant au
8 Québec qu'à l'International.

9 Monsieur Bolullo a occupé d'importantes fonctions stratégiques dans le domaine de la
10 Réglementation ainsi que dans le secteur de la Production, du Transport et de la Distribution de
11 l'électricité.

12 Il possède une expertise reconnue en matière de Préviation de la demande, ayant lui-même et son
13 équipe développé et appliqué le modèle de prévision de la demande d'électricité, sur une base
14 énergétique, par secteur de consommation et par usages, toujours en vigueur à Hydro-Québec.

15 Dans l'exercice de ses responsabilités en planification générale, il a développé une expertise dans
16 la gestion optimale des ressources hydriques et fait approuvé par le conseil d'administration
17 d'Hydro-Québec la stratégie d'exportation de puissance et d'énergie ferme aux réseaux voisins.

18 Pendant plus de trois ans, M. Bolullo fut responsable du PLAN DES INSTALLATIONS
19 d'Hydro-Québec, qui, à l'instar du PLAN d'Approvisionnement, visait la recommandation des
20 nouvelles sources d'approvisionnement pour combler de façon fiable, la croissance des besoins
21 en électricité du Québec tant en énergie qu'en puissance. M. Bolullo recommandait au cours de
22 cette période la construction de la centrale LG2PA ainsi que les trois centrales de la phase 2 de la
23 Baie James, LG1, Laforge 1 et Brisay.

24 M. Bolullo représentait Hydro-Québec auprès du NPCC. Il était notamment responsable de
25 préparer et de défendre le rapport de conformité d'Hydro-Québec au critère de fiabilité en
26 puissance ainsi que des démarches en vue de faire accepter par le NPCC le programme de
27 redressement de la fiabilité du réseau de transport d'Hydro-Québec (Compensation Série).

28 Enfin en tant que Directeur Exécutif de la Régie de l'Énergie il encadra et supervisa les travaux
29 des experts qu'il avait retenu pour statuer sur la sécurité des approvisionnements hydroélectriques
30 d'Hydro-Québec.

31 On peut retrouver, en annexe, le CV de M. Bolullo.

1 **Mandat confié à Louis Bolullo**

2 L'AIEQ mandate M. Louis Bolullo pour examiner dans un premier temps le bien fondé des
3 prévisions de la demande qui sous-tendent le Plan d'approvisionnement 2005-2010 d'Hydro-
4 Québec Distribution.

5 L'AIEQ mandate M. Louis Bolullo pour analyser les stratégies et moyens d'action du Plan
6 d'approvisionnement et formuler les recommandations en conséquence. Dans son examen du
7 Plan, M. Bolullo devra porter une attention toute particulière à l'aspect du Plan visant la sécurité
8 des approvisionnement tant en puissance qu'en énergie, aux considérations et moyens destiné à
9 assurer au Plan la flexibilité nécessaire en vue de s'adapter aux diverses perspectives d'évolution
10 de la demande et enfin à s'assurer d'un approvisionnement au moindre coût.

1. La prévision de la demande

À la lumière des données et hypothèses remise à jour dans la prévision de la demande effectuée par le Distributeur en août 2004, nous avons revu l'analyse que nous avons effectuée, il y a un an, en marge du dossier R-3526-2004.

Depuis un an, les éléments fondamentaux qui conditionnent la demande, secteur par secteur de consommation, n'ont pas été modifiés. Seuls des ajustements peuvent aujourd'hui être apporté aux conclusions et aux recommandations que nous formulions à la Régie en février 2004, à la vue des données les plus récentes.

Certaines hypothèses ont été renforcées. C'est le cas, au secteur domestique, en ce qui a trait à la croissance démographique légèrement à la hausse. Par ailleurs, certaines décisions prises par des entreprises sont venues ralentir les perspectives de croissance du secteur industriel. Enfin l'équilibre précaire entre une offre énergétique internationale limitée et une demande en très forte croissance est venue appuyer des scénarios de maintien de prix élevé à moyen terme tant pour le pétrole que pour le gaz naturel et un renforcement de la position concurrentielle de l'électricité au résidentiel et au Général/Institutionnel.

Dans notre revue des perspectives d'évolution de la demande d'électricité au Québec pour les 10 prochaines années nous attarderons, pour des raisons d'efficacité sur les éléments importants, secteur par secteur qui viennent quelque peu modifier nos conclusions et nos recommandations concernant la proposition du Distributeur.

1.1 Le secteur Domestique et Agricole

Les variables clés qui conditionnent largement la consommation électrique de ce secteur sont sans contredit la croissance des ménages d'une part et la position concurrentielle de l'électricité d'autre part. Par ailleurs, les changements d'habitude de consommation et une utilisation judicieuse de l'électricité pourront ralentir le rythme de croissance suite aux programmes d'économies d'énergie mis de l'avant par le Distributeur.

1.1.1 La croissance de la population et des ménages

Le Distributeur a réajusté à la hausse ses hypothèses concernant la croissance de la population retenue en août 2003 pour se rapprocher un peu plus de celles émises par l'Institut de la Statistique du Québec. La grande différence entre ces deux séries d'hypothèses repose sur une évolution plus ou moins importante du taux d'immigration nette.

Tableau 1
Prévision de la population au Québec (000)
Scénario moyen

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
HQD 2003	7490	7521	7546	7572	7597	7621	7643	7664	7684
HQD 2004		7530	7566	7597	7628	7657	7685	7713	7738
ISQ 2003	7486	7527	7566	7603	7637	7671	7704	7735	7766

1 C'est en effet le solde migratoire très positif qui a provoqué un mouvement inattendu à la hausse
 2 de la population et des sous-variables démographiques telle la formation des ménages. Depuis
 3 2001, le Québec a connu une immigration nette en très forte croissance.

4
 5

Tableau 2
Solde migratoire au Québec, 1989 – 2004¹

1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
48141	28203	10761	-5100	4171	-3112	-9326	-6540	-975	-1687	7508	12784	22153	25718	24082	35000

6 L'Institut de la Statistique du Québec retient dans sa prévision de la population un solde
 7 migratoire de 19 000² pour les dix prochaines années par rapport aux 14 250 retenu par le
 8 Distributeur.

9 À notre avis l'évolution probable de cette variable à moyen terme entraînera une pression à la
 10 hausse sur la demande de ce secteur. En effet, ce sont de nouveaux ménages qui s'ajoutent et,
 11 avec eux, une demande de logement et une consommation dérivée en électricité. Les analyses de
 12 sensibilité effectuées par le Distributeur indiquent une augmentation de 200 GWh par année pour
 13 chaque 10 000 mises en chantier additionnelle. Le scénario fort de la demande du secteur
 14 Domestique/Agricole prend en compte cette possibilité.

15 À titre d'exemple, si le solde migratoire devait se maintenir, année après année, à 25 000 plutôt
 16 qu'aux 14 250 retenus par le Distributeur, ceci accroîtrait la demande de 2008 de 250 à 350 GWh.
 17 Notons que le solde migratoire net de l'Ontario oscille entre 100 000 et 150 000 par année alors
 18 que celui de la Colombie-Britannique s'établit à quelque 30 000 par année.

19 **1.1.2 La position concurrentielle de l'électricité**

20 Quant à la position concurrentielle de l'électricité au résidentiel, elle s'est maintenue sinon
 21 améliorée depuis un an. L'évolution prévisible des prix des hydrocarbures à la hausse rend encore
 22 plus probable des scénarios de pénétration encore plus importante de l'électricité dans le nouveau
 23 marché et la reconversion. Le Distributeur a d'ailleurs réajusté ses hypothèses dans ce sens.

24 Notons que la position de l'électricité dans la satisfaction des besoins énergétiques de ce secteur
 25 tant dans le marché existant que le nouveau marché est dominante. Ainsi, l'impact sur la demande
 26 d'électricité d'un accroissement de la position concurrentielle ne saurait qu'être marginal. Celui-
 27 ci est quand même pris en compte dans le scénario fort.

28 **1.1.3 Les économies d'énergie**

29 La prévision du Distributeur tient compte comme il se doit de l'effet du PGEE 2005-2010. Les
 30 économies d'énergie ont été revues à la hausse depuis août 2003. Les stratégies et les
 31 programmes sous-tendant le nouveau PGEE que nous avons examiné dans le cadre du dossier
 32 R-3552-2004 en cours, sont à notre avis à point. Nous considérons les cibles d'économie
 33 d'Énergie proposées atteignables.

¹ R-3550-2004 HQD 5 Document 3 page 15.

² R-3550-2004 HQD 5 Document 1.1 page 10 et HQD 5 Document 3 page 15

Tableau 3
Économie d'énergie prise en compte dans la prévision des ventes (TWh)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Domestique et agricole	0	0.2	0.3	0.5	0.7	0.8	1.0	1.2

1.1.4 Conclusion sur la prévision du secteur domestique et agricole

Au terme de notre analyse de la consommation de ce secteur nous trouvons adéquat les ajustements à la hausse apportés par le Distributeur dans son scénario moyen pour tenir compte d'hypothèses plus fortes de croissance de population et de ménages et d'une pénétration accrue de l'électricité.

Nous considérons donc la prévision de la demande de ce secteur décrit dans le scénario moyen comme raisonnable. Nous sommes par ailleurs d'avis que certains éléments liés à la démographie et au contexte énergétique pourraient entraîner une croissance plus forte des besoins en électricité de ce secteur. Pour cette raison, nous croyons prudent de prendre en ligne de compte, non seulement le scénario moyen mais aussi le scénario fort dans le choix des approvisionnements.

Tableau 4
Secteur Domestique/Agricole
Écart des ventes régulières prévues entre le scénario fort et le scénario moyen (GWh)³

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
190	652	879	1107	1334	1561	1790

1.2 Le secteur Général et Institutionnel

La croissance économique prévue par le Distributeur pour le secteur tertiaire au cours de la période 2004-2008 n'a pratiquement pas changé depuis 2003 et correspond également à celle anticipée par le Conference Board du Canada.⁴

1.2.1 La croissance du secteur tertiaire

Pour les fins de l'analyse, si l'on exclut l'effet sur les ventes du secteur G/I de l'abrogation du tarif BT (réduction nette de 1.1 TWh à l'horizon 2011) ainsi que l'effet accru présumé du PGEE 2005-2010 pour ce secteur (objectif de 1,1 TWh en 2014), la croissance des ventes prévue au scénario moyen est raisonnable et est compatible avec la croissance économique prévue de ce secteur d'activité.

1.2.2 Pénétration de l'électricité pour le chauffage

L'électricité est destinée en grande partie à alimenter les besoins d'éclairage et de ventilation de ce secteur. Le chauffage est par ailleurs desservi en majorité par le mazout et le gaz naturel en raison de prix jusqu'à tout récemment inférieurs notamment pour les grandes surfaces. Le

³ R-3550-2004 HQD-5 Document 3 pages 8 et 9

⁴ R-3550-2004 HQD 5 Document 1.1 page 6

1 chauffage des locaux ne représente en 2004 que 21% de la consommation d'électricité de ce
 2 secteur. Le Distributeur, dans son scénario moyen, ne prévoit d'ailleurs aucune croissance pour
 3 cette charge au cours des dix prochaines années et ce conformément aux hypothèses de bas
 4 niveaux de prix des hydrocarbures qu'il retient.

5
 6 **Tableau 5**
 7 **Secteur Général/Institutionnel**
 8 **Prévision des ventes régulières par usage (Gwh)**
Scénario moyen⁵

	2004		2005	2006	2007	2008	2009	2001	
Chauffage locaux	7.0	21.4%	7,0	7,2	7,3	7,2	7,1	7,1	21%
Chauffage de l'eau	1.5	4.6%	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	4,5%
Tarif BT	1.2	3.7%	0,8	0,3	0	0	0	0	0
Autres	23.0	70.3%	23,2	23,6	23,9	24,2	24,3	24,7	74,5%
Total	32.7	100%	32,5	32,6	32,7	32,9	32,9	33,2	100%

9 Or la détérioration de la position concurrentielle des énergies fossiles face à l'électricité a pour
 10 conséquence de rendre de plus en plus économique l'électricité pour le chauffage de cette
 11 clientèle. **Si cette situation devait perdurer, le signal de prix donné par la tarification**
 12 **actuelle de l'électricité provoquerait une croissance importante de la demande.** Les
 13 hypothèses d'évolution des prix des hydrocarbures retenues par le Distributeur ont été légèrement
 14 relevées par rapport à ceux retenus dans la prévision d'août 2003 et correspondent aux hypothèses
 15 mises de l'avant par des firmes réputées. Les perspectives d'évolution des prix retenus au
 16 scénario moyen sont, par ailleurs, bien en deçà des niveaux de prix qui prévalent à l'heure
 17 actuelle sur les marchés. La scène énergétique internationale est en profonde mutation et nul ne
 18 peut prédire si les niveaux de prix records qui persistent depuis près de deux ans ne perdureront
 19 pas à plus long terme.

20 Les analyses de sensibilité aux prix des hydrocarbures effectuées par le Distributeur indiquent
 21 qu'un relèvement des prix de 25 % soit de 5,70 \$/mpc retenu dans le scénario moyen à 7.00\$/mpc
 22 niveau atteint aujourd'hui et retenu au scénario fort pourrait faire grimper la demande de ce
 23 secteur de 550 GWh au bout de 5 ans.

24 Comme pour le secteur Domestique/Agricole les **stratégies d'approvisionnement pour le**
 25 **secteur Général/Institutionnel devraient non seulement être en mesure de rencontrer la**
 26 **demande du scénario moyen mais également être en mesure de satisfaire une demande**
 27 **accrue due à un mouvement de substitution vers l'électricité pris en compte dans le scénario**
 28 **fort.**

29
 30 **Tableau 6**
 31 **Secteur Général/Institutionnel**
Écart des ventes régulières prévues entre le scénario fort et le scénario moyen (GWh)⁶

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
383	767	906	1186	1358	1727	2067

⁵ R-3550-2004 HQD 5 Document 1.1 page 37

⁶ R-3550-2004 HQD-5 Document 3 pages 8 et 9

1 **1.3 Le secteur Industriel**

2 **1.3.1 La croissance économique du secteur manufacturier**

3 Les hypothèses de croissance économique retenues par le Distributeur pour le secteur
4 manufacturier n'ont pas changé depuis la prévision d'août 2003. Elles sont par ailleurs
5 sensiblement inférieures à celles mises de l'avant par le Conference Board du Canada.⁷

6 **Tableau 7**
7 **Comparaisons des prévisions économiques**
8 **PIB manufacturier du Québec croissance en % et indice : 2003=100⁸**

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
HQD	3,2%	2,8%	3,0%	2,8%	2,6%	2,7%	2,7%
Sc. Moyen	103,2	106,1	109,3	112,3	115,3	118,4	121,6
Conf.	2,9%	4,3%	4,2%	4,3%	4,5%	-	-
Board	102,9	107,3	111,8	116,6	121,9		
HQD	4,2%	7,0%	5,0%	4,5%	4,0%	3,7%	3,7%
Sc fort	104,2	111,5	117,1	122,3	127,2	131,9	136,8
HQD	2,2%	0,8%	1,8%	1,5%	1,0%	1,7%	1,7%
Sc faible	102,2	103,0	104,9	106,4	107,5	109,3	111,2

9 La croissance économique a un impact très important sur la demande du secteur industriel. Des
10 analyses de sensibilité⁹ indiquent que chaque 1% de croissance additionnelle du PIB
11 manufacturier induit une demande accrue de 500 GWh /année

12 De 2004 à 2008, le Conference Board du Canada prévoit une croissance économique de 6,6 %
13 plus élevée que la prévision sous-jacente au scénario moyen de Hydro-Québec Distribution. Si
14 cette prévision devait se concrétiser c'est 3,4 TWh de plus qu'elle induirait en 2008.

15 À notre avis, compte tenu de l'impossibilité de prévoir avec certitude l'évolution des variables
16 clés qui conditionnent la croissance économique, cette grande plage d'avenirs possibles ne peut
17 qu'inciter une stratégie d'approvisionnement à la prudence en prenant en compte des possibilités
18 de réajustement à la hausse comme à la baisse des ventes de ce secteur. Nous reviendrons au
19 chapitre 4.2 sur la nécessité de doter le plan d'approvisionnement de cette flexibilité d'adaptation
20 et sur les avenues de solutions qui pourraient être entreprises pour ce faire.

21 **1.3.2 La consommation des grandes entreprises d'électricité**

22 La prévision en énergie pour la Grande Entreprise est supportée par des informations détaillées
23 recueillies régulièrement par le Distributeur auprès des quelques 230 entreprises grandes
24 consommatrices. Des réajustements ont ainsi été apportés par le Distributeur depuis août 2003
25 pour tenir compte de l'abandon ou le report de projets par certaines entreprises notamment dans le
26 secteur de l'aluminium. Un seul projet d'implantation industrielle dans le secteur de l'aluminium,

⁷ R-3550-2004 HQD 5 Document 1.1 page 6

⁸ R-3550-2004 HQD 5 Document 1.1 page 8 et HQD 2 Document 1 page 52

⁹ R-3526-2004 Présentation de la prévision de la demande par HQD le 8 mars 2004

1 soit celui d'Alouette 2 presque complété est retenu dans la prévision¹⁰. Il est fort probable,
2 cependant, que des demandes d'augmentation de la charge s'ajoutent dans un scénario moyen par
3 l'augmentation de la production des cuves Péchiney existantes ou déjà engagées. De même aucun
4 projet majeur d'implantation industrielle n'est prévu dans le secteur des Pâtes et Papiers en
5 restructuration.

6 Par ailleurs, la croissance de 1,1 % des ventes prévu pour la PME pour la période 2004-2014 nous
7 apparaît raisonnable compte tenu des hypothèses de croissance économique retenues.

8 **La prévision des ventes au secteur industriel du scénario moyen est à notre avis bien centrée**

9 Le Distributeur retient par ailleurs pour le scénario fort une croissance économique moyenne sur
10 la période 2004-2010 (7 ans) de 4,5% par année. Une croissance économique du secteur
11 manufacturier maintenue à un niveau aussi élevé sur une aussi longue période nous apparaît
12 difficile à retenir même dans une perspective de croissance forte.

13 **Tableau 8**
14 **Secteur Industriel**
15 **Demande additionnelle prévues dans le scénario fort (GWh)**

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Sc. Moyen	69044	73975	76847	78269	79767	80716	81752
Sc. Fort	70374	78304	79759	81949	84951	86997	88402
Écart	1330	4329	2912	3680	5180	6281	7150
Écart GE	1266	4120	2561	3222	4632	5678	6483
Écart PME	64	209	351	458	548	603	667

16 De plus, la transposition de cette croissance élevée à l'intérieur d'un maintien de la stratégie
17 industrielle passée (business as usual) centrée sur les industries énergivores entraîne comme on le
18 constate un très fort accroissement de la demande du secteur industriel Grandes Entreprises par
19 rapport à une croissance acceptable dérivée du scénario moyen. À l'horizon 2010, c'est 6,5 TWh
20 de plus qui est prévu au scénario fort pour le secteur industriel Grandes Entreprises.

21 *«Pour le secteur industriel Grandes Entreprises, l'écart (de la demande) est en*
22 *majeure partie dû aux hypothèses retenues sur l'évolution des ventes dans le*
23 *secteur de la fonte et affinage, des pâtes et papiers, des mines et de la*
24 *sidérurgie.»¹¹*

25 Comme elle le recommandait à la Régie dans le cadre du dossier R-3563-2005, l'AIEQ considère
26 *« que la fourniture d'importante quantité d'électricité à une même entreprise pourrait se faire en*
27 *toute rationalité dans la mesure où celle-ci participerait à la mise en place d'une économie*
28 *structurante propice à l'innovation et qui générerait des retombées économiques importantes et*
29 *diversifiées. »¹²*

¹⁰ R-3550-2004 HQD 5 Document 1.1 page 15

¹¹ R-3550-2004 HQD-2 Document 1 pages 53 et 54

¹² Mémoire de l'AIEQ R-3563-2005, page 7

1 Il est donc possible que plusieurs projets industriels de cette nature voient le jour et provoquent de
2 ce fait une demande importante d'électricité.

3 **1.4 Conclusion générale concernant la prévision de la demande**

4 Pour le scénario moyen, les hypothèses retenues dans chaque secteur de consommation pour les
5 variables clés qui conditionnent la demande sont centrées et correspondent pour la plupart aux
6 hypothèses retenues par des organismes détenant une expertise en la matière. Le scénario moyen
7 intègre l'impact des programmes d'économie d'énergie du nouveau PGEÉ 2005-2010 dont les
8 objectifs sont réalistes et atteignables. **Au terme de notre analyse, la prévision des ventes faite
9 par le Distributeur dans son scénario moyen nous apparaît raisonnable.**

10 **Les hypothèses fortes et faibles de l'évolution des variables démographiques, économiques
11 et énergétiques sont prises en compte dans le scénario fort et faible de la demande. Compte
12 tenu de l'incertitude entourant l'évolution de ces variables, ces scénarios permettent de
13 cerner l'impact sur la demande de divers futurs possibles.**

14 Des études faisant appel à des méthodes statistiques reconnues et éprouvées, effectuées par le
15 Distributeur, permettent de conclure que la zone délimitée par le scénario fort et faible a une
16 probabilité d'occurrence de 80%.

17 **La prise en compte d'une plage délimitée par un écart type en plus ou en moins du scénario
18 moyen nous semble adéquate comme police d'assurance pour assurer la sécurité des
19 approvisionnements en électricité du Québec puisque sur un horizon de quatre à cinq ans,
20 horizon critique pour un plan d'approvisionnement, cet écart type couvre à peu de chose
21 près la plage définie par le scénario fort et faible de la demande.**

22 **1.5 La prévision en puissance**

23 La prévision des besoins en puissance découle de la prévision des besoins en énergie sur laquelle
24 on applique le profil temporel de consommation propre à chaque type de consommation et à
25 chaque secteur. Compte tenu de la croissance plus importante de la demande du secteur industriel
26 à haut facteur d'utilisation la croissance des besoins en puissance est inférieure à celles des
27 besoins en énergie.

28 **La prévision des scénarios de demande en puissance nous apparaît raisonnable.**

29 **2. Les besoins à combler et la fiabilité à assurer aux** 30 **approvisionnements en électricité**

31 **2.1 Les besoins à combler**

32 Les ventes prévues dans la prévision de la demande doivent être ajustés pour exclure les ventes
33 destinées aux réseaux autonomes couvertes séparément par le Plan d'approvisionnement et pour
34 inclure les faibles quantités requises pour «Usage Interne».

35 Les besoins à combler doivent, par la suite, inclure le taux de perte estimé sur les réseaux de
36 Transport et Distribution.

37 Le Distributeur a réajusté à la baisse son estimation du taux de perte T/D de 8,4 % qu'il était au
38 Plan d'Approvisionnement 2002-2011, à 7,5 %. Il n'y a vraiment pas de risque à retenir cette

1 nouvelle estimation. Advenant que des études futures devaient amener un rehaussement de ce
 2 taux de perte, ceci ne devrait pas avoir d'impact significatif sur les approvisionnements futurs
 3 requis puisque la majeure partie de cet ajustement se fera sur l'approvisionnement patrimonial.

4
 5
 6

Tableau 9
Besoins en énergie visés par le Plan (TWh)
Scénario moyen

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
176,6	182,2	186,3	188,5	191,1	192,3	193,7	194,7	196,6	197,3	198,6

7 Les besoins les à combler définis par le scénario moyen de prévision de la demande sont sujets à
 8 d'importants aléas que la stratégie d'approvisionnement doit prendre en ligne de compte.

9 2.2 Le critère de fiabilité en énergie du Plan

10 Dans le cadre du présent Plan, le Distributeur propose, pour tenir compte des aléas de la demande
 11 et des aléas climatiques, de retenir dans sa stratégie d'approvisionnement un critère de fiabilité en
 12 énergie qui assurerait que le Plan :

- 13 1- soit en mesure de couvrir une demande à un écart type en plus ou en moins de celle
- 14 définie par le scénario moyen.
- 15 2- Et ce, sur un horizon de quatre (4) ans.
- 16 3- Et sans encourir vis à vis du marché de court terme une dépendance supérieure à 5
- 17 TWh.

18 La prise en compte d'un écart type en plus ou en moins du scénario moyen correspond sur un
 19 horizon de 4 à 5 ans à peu de chose près à la plage définie antérieurement par le scénario Fort et
 20 Faible. Comme nous le faisons valoir dans l'analyse de la prévision de la demande, nous
 21 considérons cette couverture suffisante pour assurer une sécurité des approvisionnements
 22 adéquate.

23 Par ailleurs le Distributeur juge qu'il serait possible de pouvoir compter sur des premières
 24 livraisons 48 mois après avoir lancé un A/O de long terme. La filière éolienne est en mesure de
 25 répondre à cet échéancier. De plus, Hydro-Québec Production compte mettre en service en plus
 26 de la réfection de la centrale Grand-Mère cinq nouvelles centrales d'ici 2008/2009, élargissant la
 27 productibilité du parc de 8,91 TWh.

28
 29

Tableau 10
Centrales hydroélectriques en construction¹³ ou mises en service récemment

Projet	Grand-mère	Toulousteouc	Mercier	Eastmain1	Péribonka	R.cœurs Ch.Allard	Total
P.installée MW	220	526	51	480	385	138	1800
Énergie Twh	0,2	2,68	0,28	2,7	2,2	0,85	8,9
Pertes	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	
MES	2004	2005/06	2006/2007	2006/2007	2008/09	2008/09	

¹³ R-3526-2004 HQP 3 Document 1 page 44

1 Si l'on tient compte de l'état favorable à l'heure actuelle des réserves hydrauliques, de la
2 diminution du taux de perte sur l'énergie patrimoniale et des engagements d'Hydro-Québec
3 Production (Énergie patrimoniale, contrats externes et contrats avec le Distributeur suite à l'A/O
4 2002/HP), Hydro-Québec Production disposerait de la marge de manœuvre suffisante pour être en
5 mesure de soumissionner aux A/O du Distributeur à brève échéance. Celle-ci est estimée à une
6 dizaine de TWh à l'horizon 2008/2009 par le Président de Hydro-Québec Production lors d'une
7 déclaration très récente (mars 2005).¹⁴

8 Ainsi le critère de fiabilité pourrait couvrir un horizon de 4 ans, mais il faudrait alors réaliser que
9 l'offre d'énergie de long terme serait confinée à un nombre restreint de fournisseurs.

10 Enfin, en ce qui a trait au recours au marché de court terme pour s'adapter à des fluctuations à la
11 hausse de la demande nous appuyons la proposition du Distributeur de limiter ce recours à 5
12 TWh.

- 13 • La limitation des capacités d'importation à 15 TWh et l'utilisation de cette capacité
14 comme moyen exceptionnel pour sécuriser l'approvisionnement de l'énergie patrimoniale
15 dans les cas de faible hydraulité restreint de beaucoup l'utilisation du marché de court
16 terme pour rencontrer les besoins du Distributeur.
- 17 • De plus, ce marché, qui est desservi par des centrales existantes, est sujet à une très forte
18 volatilité au niveau des prix.
- 19 • Il faut enfin se rendre compte que le Distributeur ne peut compter sur un
20 approvisionnement de court terme significatif des fournisseurs Québécois. En effet, les
21 capacités de production des fournisseurs en place sont pour la plupart déjà engagées.

22 **2.3 Besoins en puissance à combler**

23 **2.3.1 Le respect du critère de fiabilité en puissance**

24 La demande en Puissance prévue devrait être assortie d'une réserve en puissance capable
25 d'assurer une fiabilité d'alimentation adéquate dictée par la conformité à un critère de fiabilité en
26 puissance adopté par tous les réseaux Nord Américain interconnectés.

27 En effet, tous les réseaux électriques des États-unis et du Canada ont adopté pour l'exploitation
28 sécuritaire de leur réseau et pour maintenir une fiabilité adéquate de l'ensemble interconnecté un
29 critère de fiabilité uniforme qui consiste à disposer d'une capacité de production suffisante pour
30 limiter la probabilité de défaillance de la production de chaque réseau à une journée par dix ans
31 ou à 2,4 heures par année. Avec l'intensification des échanges inter-réseaux et compte tenu des
32 impacts importants qu'occasionnerait, pour tout le réseau inter-connecté, le non-respect de ce
33 critère, le NERC, et pour le Québec sa sous région le NPCC, contrôle scrupuleusement le respect
34 de ce critère.

35 Ce critère a été approuvé par la Régie lors du dernier Plan d'Approvisionnement.

36 Hydro-Québec soumet à chaque trois ans au NPCC un rapport de conformité à ce critère sur un
37 horizon de trois ans. Le dernier rapport de conformité a été réalisé en Novembre 2002 et approuvé
38 par le NPCC. Depuis, sur une base annuelle, Hydro-Québec remet à jour et soumet au NPCC,
39 pour approbation, un rapport intérimaire de conformité. Le 18 mars 2004, le NPCC approuvait le
40 rapport intérimaire soumis par Hydro-Québec en décembre 2003.

¹⁴ Hydro-Presse , mars 2005 page 9.

1 Dans les deux cas, la réserve requise pour qu'Hydro-Québec se conforme au critère de fiabilité en
 2 puissance était plus qu'adéquate.

3 **Tableau 11**
 4 **Revue triennale novembre 2002**
 5 **Capacity requirements and availability)¹⁵**

	2002-03	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07
Planned reserves %	13,1	13,8	12,6	13,0	12,3
Required reserve %	10,0	10,6	11,0	11,0	10,7

6 **Tableau 12**
 7 **2003 interim review of resource adequacy décembre 2003**
 8 **Capacity requirements and availability)¹⁶**

	2003-04	2004-05	2005-06	2007-08
Observed reserve %	10,0	10,4	11,6	11,5
Required reserve %	9,7	10,2	10,6	11,1

9 De nombreux facteurs, tant du côté de l'offre que de la demande, ont entraîné une baisse du
 10 pourcentage de réserve requis de 2002 à 2003 pour se conformer au critère de fiabilité en
 11 puissance.

12 En fin 2004, Hydro-Québec mettait à jour l'étude de conformité et soumettait au NPCC son
 13 rapport intérimaire 2004. Selon cette récente étude qui a été approuvée par le NPCC le 9 mars
 14 2005, le pourcentage de réserve requise a encore baissé entre autres par une réévaluation à la
 15 baisse des taux de défaillances retenus pour les nouveaux équipements de production contractés
 16 récemment.

17 Cette baisse du taux de réserve entraîne un besoin d'environ 300 MW de moins pour les trois
 18 prochaines années.

19 Le tableau 13 compare la réserve requise avec la réserve planifiée par Hydro-Québec.

20 **Tableau 13**
 21 **Quebec Control Area Reserves for the Base Case Forecast Scenario**
 22 **(in % of the Annual Peak Load)¹⁷**

	2004/2005	2005/2006	2006/2007
Observed reserves	11,7%	9,7%	11,4%
Required reserves	9,6%	9,7%	10,3%

¹⁵ Hydro-Québec TRIENNIAL REVIEW OF RESOURCE ADEQUACY, November 2002, page 12

¹⁶ Québec control area, 2003 interim review of resource adequacy, December 2003, page 7

¹⁷ Québec control area, 2004 interim review of resource adequacy, December 2004

1 Les résultats de l'analyse démontre qu'Hydro-Québec respecte le critère de fiabilité en
2 puissance du NPCC pour la période 2004 à 2007, pour le scénario moyen de prévision.

3 Pour le scénario fort, une capacité additionnelle de 300 MW serait requise à la pointe de
4 2005/2006 pour respecter le critère. Advenant un tel scénario, Hydro-Québec s'engage à
5 acquérir sur les marchés cette capacité additionnelle. Compte tenu des faibles quantités
6 requises, ceci devrait être réalisable.

7 2.3.2 Le partage de la réserve requise en HQP et HQD

8 Faute de données pertinentes pour déterminer de façon quantitative le partage de la réserve
9 requise entre Hydro-Québec Production responsable de la fiabilité en puissance du bloc d'énergie
10 patrimoniale et des engagements pris ultérieurement et Hydro-Québec Distribution responsable
11 d'assurer la fiabilité en puissance des autres approvisionnements énergétiques, nous
12 recommandons à la Régie d'ordonner à Hydro-Québec Distribution d'explicitier sa position
13 lors de sa comparaison en audience. Nous serons alors plus en mesure d'exprimer un avis
14 éclairé sur cette question.

15 **Tableau 14**
16 **Besoins en puissance visés par le plan et puissance requise (en MW)**
17 **Scénario moyen**

	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014
Besoins visés par le Plan	34 184	35 412	35 674	36 011	36 282	36 532	36 699	36 909	37 144	37 365
Incluant Bi-énergie CII	257	258	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 008	3 258	3 389	3 637	3 664	3 690	3 707	3 728	3 752	3 774
= Puissance requise	37 192	38 670	39 063	39 648	39 946	40 222	40 406	40 637	40 896	41 139

18 3. Les approvisionnements existants

19 3.1 – Sécurité et fiabilité des approvisionnements patrimoniaux

20 Dès 2005, la demande du Distributeur dépassera le seuil des 165 TWh d'énergie patrimoniale.
21 Hydro-Québec Production est tenue, dans l'approvisionnement de l'énergie patrimoniale, de
22 respecter un critère de fiabilité en énergie qui exige de disposer d'une réserve énergétique
23 (hydraulique, thermique ou importations) suffisante pour combler un déficit éventuel d'apport
24 d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives.

25 L'application de ce critère est destinée à limiter l'espérance de délestage de charges à un
26 maximum de 0,35 TWh/an dans 98% des cas.

27 Ce critère prévaut depuis 1991. C'est ce critère qui a été appliqué pour s'assurer de la sécurité et
28 de la fiabilité des approvisionnements patrimoniaux lors de l'approbation du premier Plan
29 d'Approvisionnement du Distributeur¹⁸

¹⁸ R-3470-2001, D-2002-169

1 C'est également le respect de ce critère qui est vérifié aux six mois par la Régie dans le cadre de
2 l'exercice de son pouvoir exclusif de surveillance sur la suffisance des approvisionnements du
3 Distributeur.¹⁹

4 Il y a quelques années, HQP a fait valider par un comité d'expert que la couverture de 64 TWh
5 sur deux ans permettait encore d'assurer le respect du critère de fiabilité. Sur la base des
6 conclusions de ce groupe d'expert, nous ne formulons aucune préoccupation quant à la validité de
7 cette couverture. Cependant, la Régie, dans sa demande de renseignement numéro 3 émise le 12
8 mai 2005 dans le cadre de ce dossier, demande explicitement à HQP de valider l'utilisation de
9 cette couverture. En fonction des réponses attendues le 26 mai, nous nous réservons le droit de les
10 commenter au besoin lors de notre comparution en audience.

11 Selon les informations fournies sur une base confidentielle à la Régie à l'occasion de la revue
12 biennale de la suffisance des approvisionnements, le stock énergétique au 1^{er} janvier 2005 sur la
13 base de données réelles se chiffre à 101,9 TWh²⁰. Les apports hydrauliques enregistrés au cours
14 de l'été et l'automne 2004 ont permis ainsi de corriger une situation précaire qui prévalait au 1^{er}
15 janvier 2004 où les stocks n'étaient que de 75,1 TWh.²¹

16 Avec 101,9 TWh au 1^{er} janvier 2005, Hydro-Québec Production dispose d'une marge de
17 manœuvre confortable pour assurer l'approvisionnement de l'énergie patrimoniale advenant des
18 déficits hydrauliques de 37 TWh en 2005 et de 27 TWh en 2006, total : 64 TWh sur deux années
19 consécutives.

20 La page 2 de la lettre du 18 mars de D. Garant Vice-président Hydro-Québec Production
21 démontre clairement, que dans ces circonstances, les réserves hydrauliques de Hydro-Québec
22 Production et sa production non-engagée pourraient suffire à elles seules à épouger un déficit 65,8
23 TWh sur 2 ans. Les importations pourraient être sollicitées à raison de 5 TWh au cours des 2
24 prochaines années, afin d'être en mesure de respecter un déficit cumulatif de 98 TWh sur 4 ans.
25 La centrale de Tracy ne serait aucunement sollicitée.

26 **Ainsi sur la base des données déposées par le Distributeur à la Régie le 18 mars 2005 relatif**
27 **à l'état des ressources hydriques d'Hydro-Québec Production, nous concluons que le critère**
28 **de fiabilité énergétique relatif à l'énergie patrimoniale est respecté.**

29 De plus, le contrôle régulier que la Régie opérera dans le cadre de son pouvoir de surveillance de
30 la suffisance des approvisionnements du Distributeur vient nous assurer le maintien du respect de
31 ce critère pour la durée du Plan d'approvisionnement. En effet, la Régie dispose de tous les
32 pouvoirs lui permettant d'exiger que le Distributeur se conforme à ses obligations relatives à la
33 sécurité des approvisionnements en électricité des québécois.²²

34 **3.2 Entente cadre : Énergie involontaire et aléas climatiques**

35 Selon la LRE, Hydro-Québec Production est également tenue de livrer les 165 TWh d'énergie
36 patrimoniale selon une courbe de puissance classée définie par décret²³ (8760 bâtonnets horaires).

¹⁹ D-2002-169 page 28 et D-2003-122 page 10

²⁰ Lettre du 18 mars 2005 de D. Garant, VP HQP à D. Richard, Dir. approvisionnements HQD

²¹ R-3526-2004

²² D-2003-122 page 11

²³ Décret 1277-2001

1 Compte tenu de la variabilité de la demande, il s'avère impossible pour le Distributeur d'épouser
2 à la perfection, bâtonnet par bâtonnet, le profil de l'approvisionnement de l'énergie patrimoniale
3 dicté par décret.²⁴

4 D'une part, une quantité estimée à 0,5 TWh /an pour les premières années et à 0,3 TWh /an à plus
5 long terme d'énergie patrimoniale ne pourra pas être utilisée par le Distributeur. Cette quantité
6 d'énergie devrait faire partie des besoins additionnels à combler sur les marchés.

7 À l'inverse, il s'avèrera pratiquement impossible pour le Distributeur d'éviter des dépassements
8 de livraisons par rapport au profil de livraison défini pour l'énergie patrimoniale. Ces
9 dépassements seront amplifiés par l'impossibilité de prévoir à très court terme (24 heures à
10 l'avance) des soubresauts de la demande dû à des conditions climatiques difficile à anticiper avec
11 exactitude.

12 Les aléas de très court terme d'ordre climatique peuvent s'élever à quelques 2000 MW alors que
13 les erreurs de prévision de la demande 24 heures d'avance peuvent atteindre 1000 MW.

14 Étant donné que les marges de manœuvre dont il disposait auprès de Hydro-Québec Production
15 sont à toute fins utiles épuisées avec l'atteinte en 2005 de la totalité des 165 TWh d'énergie
16 patrimoniale, il devenait nécessaire que le Distributeur planifie avec HQP l'envergure des besoins
17 de cette nature à combler et s'assure en premier lieu de la disponibilité des capacité de production
18 requise (puissance) et en deuxième convienne avec Hydro-Québec Production des quantités
19 visées par une telle entente –cadre et des formules de prix pour cette énergie dite involontaire.

20 Cette entente-cadre a été soumise pour approbation par la Régie (R-3568-2005) le 15 avril 2005
21 par le Distributeur.

22 L'entente-cadre prévoit une formule de prix en deux volets en fonctions de la demande observée
23 pendant l'année.

- 24 • *Pour les 300 plus grandes valeurs horaires de l'électricité mobilisée par le*
25 *Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale, le prix est égal au maximum*
26 *entre 30 ¢/kWh et le prix du « Day-Ahead Market » DAM de la zone HQ du*
27 *NYISO augmenté de certains frais dont les frais de transport*
- 28 • *Pour les autres heures de l'année, le prix est fixé à 7,5 ¢/kWh pour l'année 2005,*
29 *augmenté de 2,5% pour la partie de l'année 2006 qui précède le début des*
30 *livraisons du contrat conclu entre TransCanada Energy Ltd et le Distributeur*
31 *dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2002-01. Par la suite, le prix est égal au*
32 *coût moyen annuel des livraisons de ce contrat tel qu'il sera rapporté à la Régie*
33 *dans le cadre des suivis du Distributeur.*²⁵

34 Le volet 1 de ces conditions est similaire aux conditions offertes aux clients industriels du Québec
35 pour l'Énergie Interruptible, conditions approuvées par la Régie le 3 décembre 2003
36 (R-3518-2003 et D-2003-224), ainsi que le 14 octobre 2004 (R-3538-2004 et D-2004-213) lors de
37 la demande de reconduction de l'option de l'électricité interruptible du Distributeur. Ces
38 conditions sont autorisées jusqu'au 30 novembre 2006.

²⁴ Voir présentation d'Hydro-Québec Distribution lors de la rencontre technique du 14 janvier 2005 en page 19 et 20.

²⁵ R-3568-2005, HQD-1, Document 1, page 6

1 Nous souscrivons pleinement à l'objectif recherché par la Régie dans le cadre de l'approbation de
2 ces conditions de fourniture, qui est « d'assurer que le prix plancher représente le moindre coût
3 pour la collectivité des abonnés. ».²⁶

4 À l'instar de la Régie, nous sommes d'avis que « les mécanismes de marché devraient prévaloir
5 dans la détermination du prix de l'option ».²⁷

6 La nature des besoins visés par l'entente-cadre s'assimilant à ceux pour lesquels est destinée
7 l'énergie interruptible, nous recommandons à la Régie d'accepter les conditions de prix
8 proposées par le Distributeur dans l'entente cadre pour la période du 1^{er} janvier 2005 au 31
9 décembre 2006. Au terme de cette période, les nouvelles conditions de l'entente pourraient
10 « s'inspirer de l'étude complète que le Distributeur aura à déposer devant la Régie des
11 alternatives disponibles concernant le détermination du prix de l'option ».²⁸

12 4. Approvisionnements additionnels requis

13 Au delà de l'énergie patrimoniale et pour desservir les besoins additionnels, plusieurs contrats
14 d'approvisionnement de long terme et de court terme ont été conclu avec divers fournisseurs et
15 approuvé par la Régie. Ce sont les contrats de 547 MW conclu avec TCE, de 350 MW de Base et
16 de 250 MW cyclable conclu avec Hydro-Québec Production , de 36 MW de Biomasse et des
17 contrats de court terme signés en 2004.

18 De plus, des contrats pour un bloc d'énergie Éolienne de 990 MW ont été récemment signés et
19 des soumissions sont attendues le 15 mars 2005 pour un bloc de 350 MW de Cogénération.

20 En rapport avec les contrats d'Éolienne, le Distributeur devrait conclure avec HQP ou encore
21 d'autres fournisseurs (Alcan, Brascan) des contrats pour un service d'équilibrage. Hydro-Québec
22 Production dans le cadre du débat entourant l'avis sur la Sécurité Énergétique (R-3526-2004)
23 s'est engagée à fournir ce service et à même donné un aperçu du prix possible pour ce service aux
24 environ de 0,9 ¢/ KWh.

25 À ce sujet, le président d'Hydro-Québec Production faisait récemment la déclaration suivante :

26 *«En matière d'équilibrage de l'éolien, nous avons un rôle naturel à jouer. Fournir un*
27 *service d'équilibrage exige que nous ayons la capacité de livrer de la puissance*
28 *instantanément lorsque la production éolienne fléchit. Mais pour nous engager dans*
29 *cette activité au delà de quelques centaines de mégawatts, il faudra avoir une bonne*
30 *marge de manœuvre. Avec notre bilan de puissance actuel, qui est à l'évidence très*
31 *serré, nous ne pouvons pas offrir ce service d'équilibrage en grande quantité.*
32 *Lorsque notre bilan s'améliorera, nous pourrons vendre de l'énergie sur les marchés*
33 *et mettre une partie de la puissance au service de l'équilibrage éolien au Québec. »*²⁹

34 Compte tenu de ces engagements et déclarations, nous n'exprimons à prime abord aucune
35 préoccupation quant aux conclusions d'un contrat d'équilibrage assortie de conditions
36 acceptables. Il faut réaliser que la Régie aura ultimement à approuver ces contrats pour intégrer
37 leur coût dans la base de tarification du Distributeur.

²⁶ D-2004-213, page 5

²⁷ D-2004-213, page 5

²⁸ D-2004-213, page 6

²⁹ Hydro-Presse , mars 2005 , page 9

1 Nous trouvons très approprié la possibilité envisagée par le Distributeur d'acquérir un
2 produit combinant à la fois des livraisons de base pour fins d'équilibrage Éolien et des
3 livraisons cyclables pour combler les besoins variables reliés à la croissance de la demande.³⁰

4 4.1 La satisfaction d'un scénario moyen de croissance de la demande

5 Pour rencontrer les besoins d'un scénario moyen de croissance de la demande, les
6 approvisionnements requis au delà des nouveaux approvisionnements conclus ou en cours
7 d'acquisition se retrouvent au tableau suivant :

8 **Tableau 15**
9 **Approvisionnements additionnels requis**
10 **Scénario moyen**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Énergie (Twh)	0,8	6,4	1,6	2,9	2,0	1,9	2,7	4,3	4,3	5,6
Puissance (MW)		668	417	331	390	478	607	781	999	1242

11 Les approvisionnements de court terme

12 Jusqu'en 2008, le Distributeur devra s'approvisionner sur les marchés de court terme pour
13 satisfaire la croissance de la demande prévue au scénario moyen.

14 À l'exception de l'année 2006, les besoins additionnels à combler sur les marchés de court terme
15 dans le cadre d'un scénario moyen de demande, au cours de la période critique de 2005 à 2009,
16 sont de faible envergure et varient entre 0,8 TWh en 2005 et 2,9 TWh en 2008.

17 **Le recours par A/O à des produits de base de court terme ainsi que des produits de base de**
18 **court terme flexibles permettront à notre avis au Distributeur d'assurer la disponibilité**
19 **d'énergie et de puissance requise au moindre coût tout en conservant la flexibilité nécessaire**
20 **pour s'ajuster à peu de frais³¹ aux variations de la demande. Les transactions bi-latérales ou**
21 **sur les marchés ISO permettront d'effectuer des ajustements fins de très court terme.**

22 La stratégie proposée par le Distributeur devrait être en mesure d'assurer un approvisionnement
23 suffisant au moindre coût.

24 L'année 2006, avec des besoins de 6,4 TWh à combler, pourrait présenter des contraintes
25 advenant une situation tendue entre l'offre et la demande sur les marchés de court terme. L'offre
26 sur ces marchés est par définition desservie par des centrales existantes et tout accroissement de la
27 demande ne peut qu'induire à la hausse les prix. De plus ces marchés présentent en cours d'année
28 une très grande volatilité des prix. Un recours important et surtout constant, forcé par une
29 pression à la hausse de la demande ne peut se résoudre que par des coûts très élevés
30 comparativement à un approvisionnement planifié et contracté à long terme.

31 **Force est de constater, qu'à 6 mois de cette échéance (2006), on ne peut recourir à des**
32 **approvisionnements assurés de long terme et qu'Hydro-Québec Distribution est astreinte**

³⁰ R-3550-2004 HQD-5 Document 1.1 page 59.

³¹ R-3550-2004 Document de présentation lors de la rencontre technique du 14 janvier 2005 page 9

1 aux incertitudes entourant les approvisionnements de court terme. Le plan
2 d'approvisionnement devrait à tout prix éviter qu'une telle situation ne se reproduise à
3 l'avenir.

4 Les approvisionnements de long terme

5 Nous souscrivons également à la stratégie d'approvisionnement proposée par le Distributeur pour
6 ses besoins de long terme au delà de 2009 dictés par le scénario moyen. L'A/O d'un second bloc
7 d'énergie Éolienne de 1000 MW qu'il compte lancer en 2005 s'avère suffisant pour combler les
8 besoins prévisibles à moyen terme. Il importe, cependant, que le Distributeur dans ce deuxième
9 A/O d'énergie éolienne ainsi que dans les contrats qu'il conclura, se garde la possibilité de
10 devancer ou de retarder certaines mises en service envisagées dans un scénario moyen. Nous
11 recommandons également au Distributeur qu'il assortisse les conditions de l'A/O (e.g. Standing
12 order) afin de le rendre accessible à des promoteurs ne pouvant soumissionner que pour de faibles
13 quantités compte tenu de leur petite taille.

14 4.2 Ajustements du Plan d'approvisionnement en cas d'imprévus

15 Les probabilités sont assez fortes pour que se développe une demande d'électricité supérieure à la
16 prévision du scénario moyen. C'est la conclusion qui se dégage de l'analyse que nous avons
17 effectuée au chapitre 1 de notre mémoire sur l'évolution de plusieurs variables fondamentales
18 liées à l'économie, la démographie ou l'énergie. D'ici à 2008, la marge de manœuvre du
19 Distributeur est excessivement limitée. Dans ces circonstances, le marché de court terme, seule
20 alternative d'approvisionnement au cours de cette période, serait sollicité sur une très grande
21 échelle.

22 Le tableau suivant présente la dépendance excessive envers ce marché de court terme dans le cas
23 d'une demande supérieure d'un écart-type au scénario moyen.

24 **Tableau 16**
25 **Dépendance envers les marchés de court terme³² pour rencontrer une demande**
26 **Supérieure d'un écart-type au scénario moyen**

	2005	2006	2007	2008	2009
Énergie (TWh)	5,8	11,7	7,9	10,0	8,1

27 **La dépendance envers les marchés de court terme d'ici à l'horizon 2009 dépasse largement**
28 **la limite de 5 TWh que nous jugeons prudente à observer et que nous retenons, à l'instar du**
29 **Distributeur, pour le critère de fiabilité en énergie du Plan.**

30 Pour les années 2006 et 2008 en particulier, le recours aux marchés de court terme à ce haut degré
31 accaparera près des 2/3 de la capacité d'importation disponible de 15 TWh³³. Ce recours très
32 élevé pourrait dans des circonstances de faible hydraulité contraindre de façon marquée le
33 recours aux moyens exceptionnels (importations) nécessaires pour assurer la sécurité des
34 approvisionnements patrimoniaux.

³² R-3550-2004 HQD-3 Document 3, page 38

³³ R-3550-2004, HQD-3, Document 1, page 14

1 Cette situation critique à laquelle est exposée le distributeur au cours des 5 prochaines
2 années ne peut que mettre en évidence l'importance de disposer le plus rapidement possible
3 d'un produit de long terme capable d'élargir la marge de manœuvre du Distributeur et de
4 lui permettre de faire face de façon adéquate à des situations de forte demande en
5 respectant le critère de fiabilité énergétique du Plan d'approvisionnement.

6 4.2.1 La flexibilité d'adaptation offerte par un produit modulable

7 La décision de lancer un A/O pour un contrat de long terme d'énergie et de puissance **modulable**
8 de 3,2Twh prévu en 2004 dans le plan d'approvisionnement 2002-2011 a été reporté par le
9 Distributeur en raison du débat entourant le projet du SUROIT.

10 En effet, seules des centrales thermiques, de préférence à cycle combiné, ou des centrales
11 hydroélectriques sont en mesure de livrer un tel produit.

12 Dans son Plan d'approvisionnement le Distributeur propose encore d'attendre la conclusion des
13 débats entourant la définition d'une nouvelle politique énergétique au Québec et la place qu'elle
14 réservera pour les centrales TAGCC avant de procéder à la recherche de ce produit modulable.

15 **Ce délai additionnel, qui pourrait être relativement long, ne ferait qu'exposer indûment le**
16 **Québec à des coûts très élevés pour ses approvisionnements sur les marchés de court terme**
17 **et également à un risque important de sécurité de ses approvisionnements énergétiques**
18 **comme le reconnaît le Distributeur.³⁴**

19 **Nous recommandons fortement que le Distributeur se dote le plus tôt possible soit à**
20 **l'horizon 2008 de la capacité d'approvisionnement nécessaire pour satisfaire la croissance**
21 **de la demande dans la zone délimitée par un écart type en plus ou en moins du scénario**
22 **moyen tout en respectant le critère de fiabilité énergétique du Plan d'approvisionnement.**

23 Pour rencontrer ce besoin urgent de flexibilité, le Distributeur propose de rechercher sur le
24 marché du Québec un **produit modulable** de long terme de 400 MW et de 3,2 TWh pour 2010.
25 Un appel aux marchés externes pour un approvisionnement de long terme ne peut être envisagé
26 sans réduire d'autant la marge de manœuvre nécessaire à conserver vis à vis un recours aux
27 marchés de court terme et ce, en raison des capacités limitées en mode importation des
28 interconnexions (15 TWh).

29 Il n'existe pas, présentement sur les marchés des précédents pour des contrats
30 d'approvisionnement de long terme pour un produit modulable. Par contre si ce produit devait
31 être disponible, il est possible de délimiter théoriquement les limites inférieures de prix qu'il
32 commanderait.

33 Dans la détermination du prix de marché pour un tel produit, tout promoteur intéressé devrait être
34 en mesure d'obtenir lorsque l'énergie est requise par l'acheteur le prix de marché qui prévaut
35 pour un approvisionnement ferme. Il devrait par ailleurs être en mesure de récupérer ses coûts
36 fixes de l'acheteur même si le produit n'est pas requis. La possibilité d'écouler, à ce moment, ce
37 surplus de production sur les marchés de court terme pourrait venir alléger la couverture des coûts
38 fixes lorsque non requis.

³⁴ R-3550-2004 HQD-5 Document I.1 page 63

1 La centrale thermique au gaz à cycle combiné est pour le moment la référence pour
2 l'établissement d'un prix de marché d'un approvisionnement de long terme de puissance et
3 d'énergie ferme. Ce type de centrale présente également un faible rapport coûts fixes /coûts
4 totaux. C'est à notre avis le coût de ce type de centrale qui devraient servir de référence pour
5 l'établissement du prix du produit modulable recherché.

6 Deux éléments de la structure de coût d'une centrale TAGCC forment les coûts fixes que le
7 promoteur se doit de récupérer que l'acheteur prenne ou ne prenne pas l'énergie mise à sa
8 disposition. :

- 9 1- la charge annuelle reliée à l'investissement initial qui sert quoiqu'il advienne à
10 rémunérer le capital et à payer la dette, les taxes, l'amortissement et les assurances.
- 11 2- Les charges fixes reliées aux dépenses d'exploitation (O&M) relatives à la portion fixe
12 des salaires des exploitants, à l'entretien systématique, aux taxes foncières et aux
13 assurances

14 Selon la firme Merrimack Consulting, ces coûts fixes ont été estimés, à l'occasion de l'analyse
15 des soumissions suite à l'A/O 2002 du Distributeur,

- 16 1- à une annuité indexée de 125,78 \$US par Kw-an pour la charge reliée à
17 l'investissement initial et
- 18 2- à une charge mensuelle de 1,13 \$ US/ Kw-mois pour les charges fixes reliées aux frais
19 d'exploitation.

20 Traduites en coût unitaire par KWh ces coûts fixes se chiffrent à 2,5 ¢/ KWh (CDN) de 2007 et
21 sont indexés pour les années suivantes. Ces coûts fixes représentent ainsi, environ, 35% des coûts
22 totaux de fourniture estimés en 2007 à 7 ¢/KWh.

23 Selon cet exemple, le coût théorique minimal d'un produit modulable de long terme serait en
24 2007 :

- 25 1- de 7¢/KWh lorsque requis et
- 26 2- de 2,5 ¢/KWh lorsque non requis.

27 Cette dernière charge pourrait être réduite si le promoteur consentait à compenser l'acheteur pour
28 les revenus obtenus par la vente des surplus. Encore faudrait-il que ces revenus soient facilement
29 identifiables.

30 **À notre avis, la livraison d'un produit modulable de long terme créerait de nombreuses**
31 **contraintes d'exploitation tout au long de la durée du contrat.** Écouler une production non
32 requise requiert du promoteur une bonne connaissance des mécanismes du marché de court terme
33 et une capacité de transiger sur ces derniers. À défaut il serait difficilement envisageable d'opérer
34 la centrale par intermittence. Ces contraintes d'exploitation ainsi que les risques encourus par le
35 promoteur ne pourraient que relever les prix demandés pour un tel produit.

36 Si théoriquement on peut penser à la création d'un produit modulable **nous ne croyons pas**
37 **qu'un tel produit puisse être offert par un nombre suffisant de fournisseurs.** Nous croyons
38 **qu'il faut rechercher plutôt une avenue plus opérationnelle pour rencontrer le besoin de**
39 **flexibilité du Distributeur.**

1 4.2.2 Variante offerte au Distributeur pour assurer sa flexibilité d'adaptation aux besoins

2 Afin d'être en mesure de rencontrer une demande plus forte, le Distributeur pourrait dans un
3 premier temps se procurer, sur le marché du Québec, un approvisionnement ferme de long terme,
4 produit standard, accessible sur le marché et pouvant être fourni par un grand nombre de filières
5 énergétiques.

6 Si jamais la demande forte ne se matérialisait pas, le Distributeur pourrait alors ne pas utiliser une
7 partie de ses approvisionnements d'énergie patrimoniale. Le coût de ce «délestage» serait, en
8 prenant le même contexte qui prévalait lors de l'étude de la firme Merrimack, de 4,2 ¢/KWh.

9 Le Distributeur, en optant pour cette avenue de flexibilité, non seulement a recours à un produit
10 standard disponible sur le marché, mais est, en total contrôle pour le dosage des quantités
11 désirées, en utilisant l'énergie patrimoniale comme tampon aux fluctuations de la demande. De
12 plus, la non-utilisation de la totalité de l'énergie patrimoniale pourra également éviter au
13 Distributeur la perte envisagée de 0,5 TWh par une utilisation maximale de ce bloc

14 **Le coût de la police d'assurance**

15 Le coût de cette police d'assurance est à notre avis acceptable. Ce n'est pas la totalité des
16 3,2 TWh de devancement qui pourrait être en cause si la hausse de la demande ne se matérialisait
17 pas. Le Distributeur aura à gérer ses surplus de production d'une part avec ses besoins de court
18 terme qui apparaissent encore en 2008 dans le cadre d'un scénario moyen et d'autre part, avec les
19 échéanciers de réalisation de ces approvisionnements à long terme. Notons que l'énergie éolienne
20 a l'avantage de ne nécessiter qu'un faible délai de construction et pourrait ainsi se prêter plus
21 facilement à une modulation de la demande.

22 Mais le coût de cette police d'assurance doit avant tout être évalué en fonction des situations
23 critiques qu'elle permet d'éviter. Des situations critiques de fortes demandes couplées à des
24 périodes de faible hydraulité comme cela a été le cas au cours des dernières années, peuvent
25 provoquer des conditions de rationnement de la demande. Le coût d'un délestage de charge peut
26 s'assimiler aisément au minimum au coût de l'énergie interruptible convenue avec les grandes
27 entreprises et fixés à l'heure actuelle à au moins 30 ¢ du KWh.

28 Par ailleurs, cette police d'assurance serait de l'ordre de 1% des revenus gérés par le Distributeur.
29 Les consommateurs et contribuables se prémunissent à plus grand frais pour éviter des situations
30 personnelles critiques. À titre d'exemple, une police d'assurance habitation peut facilement
31 représenter à elle seule plus de 1% du revenu personnel disponible d'un ménage (50 000 \$ /
32 année). Les Québécois, qui le font pour leur propre consommation, n'attendent rien de moins de
33 leur société d'État dans le cadre de l'exercice de ses responsabilités.

34 Donc, pour assurer la sécurité de l'alimentation de la demande et pour respecter le critère de
35 fiabilité énergétique du Plan d'approvisionnement, nous recommandons :

- 36 1- **Que le Distributeur ait recours à des produits de long terme fermes en puissance**
37 **et en énergie plutôt qu'à des produits de long terme modulables.**
- 38 2- **Que le Distributeur module l'offre à la demande à travers la non-utilisation**
39 **d'une partie du bloc d'énergie patrimoniale.**

1 **4.2.3 Approvisionnements requis pour respecter le critère de fiabilité énergétique du Plan**
2 **d'Approvisionnement**

3 **Par sa stratégie d'approvisionnement proposée, le Distributeur s'expose à une situation**
4 **critique et onéreuse entre l'offre et la demande pour les cinq prochaines années .Le recours**
5 **seulement en 2010 à un produit modulable de long terme entraîne pour une très longue période (5**
6 **ans) une dépendance envers les marchés de court terme qui dépasse largement les 5 TWh que l'on**
7 **juge comme un maximum acceptable. Non seulement on risque de rencontrer sur une aussi**
8 **longue période des tensions sur ces marchés et des coûts en hausse mais en ce faisant on**
9 **immobilise une très large partie des interconnexions qui doivent servir pour assurer la sécurité des**
10 **approvisionnements patrimoniaux en cas de faible hydraulicité.**

11 **Décision en 2005**

12 **Afin de respecter le plus tôt possible le critère de fiabilité énergétique du Plan, nous**
13 **recommandons, dans un premier temps, qu'une action immédiate soit prise afin qu'un**
14 **approvisionnement de long terme en puissance et énergie ferme de 400 MW et de 3,2 TWh**
15 **soit recherché pour livraison le plus tôt possible, soit dès 2008.**

16 **Au moins un fournisseur, au Québec, soit Hydro-Québec Production est en mesure de livrer**
17 **à cette date un tel produit.**

18 **De façon parallèle, le Distributeur devrait engager des discussions avec les promoteurs du**
19 **premier bloc de 1000 MW d'éolienne pour qu'ils devancent en 2008 les mises en service**
20 **prévues originalement en 2009, 2010 et 2011. Ce devancement permettra de rendre**
21 **disponible en 2008 1,1 TWh d'énergie ferme additionnelle (0,8 TWh en 2009 et 0,4 TWh en**
22 **2010).**

23 **Ces deux actions permettront de réduire en 2008 la dépendance vis à vis des marchés de court**
24 **terme en cas de forte demande à un niveau beaucoup plus acceptable de 5,7 TWh.**

1

Tableau 17

2

Décision en 2005 sur les approvisionnements additionnels requis à l'horizon 2008 (en TWh)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
HQD Produit modulable 400MW					0,3	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
AIEQ Produit ferme 400 MW				3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Surplus générés				+3,2	+2,8	-	-	-	-	-

3

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
HQD Éole #1 990 MW		0,1	0,7	1,2	1,5	1,9	2,3	2,8	3,2	3,2
AIEQ Éole #1 990 MW		0,1	0,7	2,3	2,3	2,3	2,3	2,8	3,2	3,2
Surplus générés	-	-	-	+1,1	+0,8	+0,4	-	-	-	-

4 Dépendance envers le marché de court terme en 2008 pour une demande supérieure d'un
5 écart-type au scénario moyen :

6

HQD : 10,0 TWh

7

AIEQ : 5,7 TWh

8 **Décision en 2006**

9 Si la demande l'exigeait encore, le Distributeur pourrait en 2006 procéder à un autre devancement
10 en 2009 des mises en service d'éolienne prévues originalement en 2012. Ceci permettrait
11 d'augmenter l'offre d'énergie en 2009 de 0,8 TWh additionnel. La dépendance envers les
12 marchés de court terme en cas de forte demande serait ramenée à 3,9 TWh soit à l'intérieur du
13 critère de fiabilité énergétique établi.

14

Tableau 18

15

Décision en 2006 sur les approvisionnements additionnels requis à l'horizon 2008 (en TWh)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
HQD Éole #1 990 MW		0,1	0,7	1,2	1,5	1,9	2,3	2,8	3,2	3,2
AIEQ Éole #1 990 MW		0,1	0,7	2,3	2,8	2,8	2,8	2,8	3,2	3,2
Surplus générés	-	-	-	+1,1	+1,3	+0,9	+0,5	-	-	-

1 Dépendance envers le marché de court terme en 2008 pour une demande supérieure d'un
 2 écart-type au scénario moyen :

3		<u>2008</u>	<u>2009</u>
4	HQD :	10,0 TWh	8,1 TWh
5	AIEQ :	5,7 TWh	3,9 TWh

6 Par la suite, un devancement en 2010 des mises en service d'éolienne prévues en 2013 ainsi que
 7 le devancement possible du 2ème bloc de Cogénération permettraient de respecter à plus long
 8 terme le critère de fiabilité énergétique

9 Par ailleurs si dès 2006 on s'apercevait que la demande ne présentait pas de tendance à la hausse,
 10 ces décisions de devancements seraient suspendues de sorte qu'en tout temps on puisse présenter
 11 une situation d'Offre et de Demande la plus équilibrée possible en limitant le plus possible le
 12 recours aux marchés de court terme advenant une demande à la hausse et l'inverse en évitant de
 13 disposer de trop de surplus advenant un fléchissement de la demande.

14 **Tableau 19**
 15 **Approvisionnements additionnels requis**
 16 **(Scénario à +1 écart-type du scénario moyen)**

Proposition HQD	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Besoins visés moyens	182,2	186,3	188,5	191,1	192,3	193,7	194,7	196,6	197,3	198,6
Gestion appr. Temps réel	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Besoins à combler	187,7	192,1	195,4	199,4	200,4	201,8	202,8	204,7	205,4	206,7
App. existanta Ex Éolien et cogen	181,9	180,4	186,8	187,5	187,5	187,5	187,3	187,1	187,5	187,5
Éole # 1		0,1	0,7	1,2	1,5	1,9	2,3	2,8	3,2	3,2
Cogèn #1				0,1	1,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Éole #2			0,1	0,7	1,3	1,9	2,5	3,1	3,1	3,1
Cogèn #2							0,1	0,8	0,9	2,0
Devance Cogen #2						+0,5	+2,0	+2,8	+2,7	+1,6
400 MW modulablw					0,3	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Dépendance CT Proposition HQD	5,8	11,7	7,9	10,0	8,1	4,0	2,6	2,1	2,0	3,3

17

Devancement proposé par l'AIEQ	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
400 MW ferme				3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Devance Éole #1		0,1	0,7	2,3	2,8	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Dépendance CT Notre proposition	5,8	11,7	7,9	5,7	3,9	2,7	1,7	1,7	2,0	3,3

18