

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017
RÉSEAU INTÉGRÉ**

Table des matières

1	CONTEXTE DU PLAN	5
2	PRÉVISION DE LA DEMANDE	7
2.1	PRÉSENTATION DU SCÉNARIO MOYEN	7
2.1.1	<i>Hypothèses démographiques, économiques et énergétiques</i>	7
2.1.1.1	Variables démographiques	7
2.1.1.2	Variables économiques.....	8
2.1.1.3	Prix des combustibles.....	8
2.1.2	<i>Normale climatique</i>	10
2.1.3	<i>Efficacité énergétique</i>	10
2.1.4	<i>Prévision des ventes d'électricité par secteurs de consommation</i>	12
2.1.4.1	Domestique et agricole	12
2.1.4.2	Général et institutionnel	12
2.1.4.3	Industriel petites et moyennes entreprises.....	13
2.1.4.4	Industriel grandes entreprises.....	13
2.1.4.5	Autres	13
2.1.5	<i>Prévision des besoins en énergie et en puissance</i>	14
2.1.5.1	Prévision des besoins en énergie	14
2.1.5.2	Prévision des besoins en puissance	14
2.1.6	<i>Comparaison avec le dernier état d'avancement du Plan 2005-2014</i>	15
2.1.6.1	Prévision des ventes par secteurs de consommation	15
2.1.6.2	Prévision des besoins en énergie et en puissance	15
2.2	ALÉAS DE LA DEMANDE	16
3	FIABILITÉ ET BESOINS DU DISTRIBUTEUR	20
3.1	CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE DE LA FIABILITÉ AU QUÉBEC	20
3.2	CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE	21
3.3	CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE.....	24
3.3.1	<i>Critère de fiabilité en énergie applicable à Hydro-Québec Production</i>	25
3.3.2	<i>Critère de fiabilité en énergie applicable au Distributeur</i>	25
3.4	FIABILITÉ DU RÉSEAU DE TRANSPORT.....	27
3.4.1	<i>Justification du critère de conception du réseau</i>	27
3.4.2	<i>Moyens déployés par Hydro-Québec TransÉnergie pour respecter le critère</i>	27
4	APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS OU EN COURS D'ACQUISITION.....	28
4.1	APPROVISIONNEMENTS SOUS CONTRAT	28
4.2	APPEL D'OFFRES EN COURS	30
4.3	APPELS D'OFFRES EN VOIE D'ÊTRE LANCÉS	31
4.4	REVENUS DÉCOULANT DU PROGRAMME FÉDÉRAL ÉCOÉNERGIE VERSÉS AUX FOURNISSEURS D'ÉNERGIE ÉOLIENNE	32
4.5	MOYENS POUR SATISFAIRE LES BESOINS DE POINTE	33
4.5.1	<i>Électricité interruptible</i>	33
4.5.2	<i>Groupes électrogènes de secours</i>	33
4.5.3	<i>Abaissement de tension</i>	34
4.5.4	<i>Partage de réserve et contribution des marchés de court terme en puissance</i>	34
5	APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS ET STRATÉGIE	36

5.1	ÉVALUATION DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS	36
5.1.1	<i>Bilan en énergie</i>	36
5.1.2	<i>Bilan en puissance</i>	38
5.2	STRATÉGIE ENVISAGÉE À COURT TERME	39
5.2.1	<i>Besoins en énergie</i>	39
5.2.2	<i>Besoins en puissance</i>	40
5.3	STRATÉGIE ENVISAGÉE À LONG TERME	41
5.3.1	<i>Besoins en énergie</i>	41
5.3.2	<i>Besoins en puissance</i>	41
5.3.3	<i>Conduite des appels d'offres de long terme</i>	44
5.4	PRATIQUES DU DISTRIBUTEUR EN MATIÈRE D'APPROVISIONNEMENT DE COURT TERME	45
5.4.1	<i>Redéfinition de la notion de court terme</i>	46
5.4.2	<i>Plateforme électronique de transactions du Distributeur</i>	47
6	INTÉGRATION DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE.....	49
6.1	RÉSULTATS PRÉLIMINAIRES DE L'ÉTUDE DE BALISAGE	51
6.2	ENTENTE D'INTÉGRATION ÉOLIENNE	53
7	GESTION DES RISQUES.....	56
7.1	PRINCIPAUX RISQUES.....	56
7.1.1	<i>Incertitude quant aux quantités requises et livrées</i>	56
7.1.2	<i>Fluctuation des prix de l'électricité</i>	57
7.1.3	<i>Défaut d'une contrepartie</i>	58
7.1.4	<i>Risques opérationnels</i>	59
7.1.5	<i>Risque de devise</i>	59
7.2	IMPLICATION DU GROUPE FINANCES – HYDRO-QUÉBEC.....	60

1 CONTEXTE DU PLAN

1 La présentation du Plan d’approvisionnement 2008-2017 (le Plan) se compose
2 d’un document principal et de plusieurs annexes (ces dernières étant toutes
3 regroupées à la pièce HQD-1, document 2). L’annexe 1A en particulier, permet
4 de localiser facilement l’information demandée au Guide de dépôt du
5 Distributeur. L’annexe 1B constitue un lexique de termes techniques ainsi qu’une
6 liste des acronymes utilisés dans le Plan et ses annexes.

7 Depuis le dépôt du Plan d’approvisionnement 2005-2014, la demande a dépassé
8 le volume maximal d’électricité patrimoniale. Ce dépassement s’est produit pour
9 la première fois en 2005. Les premières quantités d’électricité provenant des
10 contrats signés dans le cadre des appels d’offres de long terme ont été livrées et
11 le Distributeur a commencé ses activités de gestion des approvisionnements.

12 De plus, des systèmes de gestion courante des approvisionnements du
13 Distributeur ont été mis en place. Une équipe a été formée pour effectuer les
14 transactions requises sur les marchés de court terme. Des systèmes de suivi, de
15 contrôle, de rendre-compte, de paiement, de facturation et d’encaissement ont
16 également été implantés.

17 À partir de la date de signature des contrats, le Distributeur coordonne les
18 activités requises pour intégrer ceux-ci à son portefeuille d’approvisionnements,
19 notamment par la mise en place de systèmes d’accès en temps réel aux
20 données d’exploitation et en s’assurant que les travaux d’intégration au réseau
21 de transport sont réalisés au moment requis. Finalement, l’intégration de la
22 production éolienne requiert la mise en place d’un système de prévision de la
23 production, ce qui a été fait avant la mise en service commerciale du parc de
24 Baie-des-Sables en novembre 2006.

1 Parmi les faits marquants de la gestion de l'équilibre de l'offre et de la demande,
2 il est important de relever les baisses successives de la prévision de la demande
3 lors des trois dernières années. À titre d'exemple, les besoins en énergie pour
4 l'horizon 2008, d'abord prévus à 191,1 TWh dans le Plan d'approvisionnement
5 2005-2014, sont passés à 190,3 TWh dans l'État d'avancement d'octobre 2005.
6 Ils ont par la suite diminué à 188,1 en octobre 2006, puis à 183,8 TWh dans le
7 présent Plan. Par rapport au Plan d'approvisionnement 2005-2014, cela
8 représente une réduction de 7,3 TWh des besoins. Ces baisses sont dues à la
9 conjugaison de plusieurs facteurs dont la faiblesse de certains secteurs
10 industriels grands consommateurs d'électricité, l'augmentation des objectifs visés
11 en efficacité énergétique et la prise en compte d'une révision de la normale
12 climatique. Ainsi, lors des premières années, le bilan énergétique du Distributeur
13 montre des excédents et revient, par la suite, à l'équilibre.

14 Par ailleurs, l'évolution récente du bilan de puissance est bien différente,
15 particulièrement depuis le dépôt du dernier état d'avancement. Par exemple, à
16 l'horizon 2010-2011, la puissance additionnelle requise pour équilibrer le bilan est
17 de 430 MW supérieure à celle prévue il y a un an. L'augmentation atteint
18 680 MW à l'horizon 2013-2014.

19 L'annexe 1C présente un historique détaillé des événements qui ont influencé la
20 gestion de l'équilibre entre les besoins en électricité et les ressources déployées
21 pour les satisfaire, depuis le dépôt du dernier plan d'approvisionnement.

2 PRÉVISION DE LA DEMANDE

1 La prévision de la demande repose sur l'information disponible en août 2007. Elle
2 se distingue donc de la prévision déposée dans le dossier tarifaire 2008-2009 du
3 Distributeur¹. En outre, exceptionnellement, pour l'année 2008, des informations
4 plus récentes ont été intégrées au scénario moyen de la prévision. Le texte de la
5 présente section ne contient que les faits saillants de la prévision de la demande.
6 Les annexes 2A à 2C présentent tous les détails, notamment les prévisions
7 ventilées par usages, les scénarios d'encadrement ainsi que les comparaisons
8 au dernier état d'avancement et au Plan d'approvisionnement 2005-2014. Par
9 ailleurs, les données historiques de la demande se retrouvent à l'annexe 2D
10 tandis que l'information méthodologique figure à l'annexe 2E.

2.1 Présentation du scénario moyen

2.1.1 Hypothèses démographiques, économiques et énergétiques

2.1.1.1 Variables démographiques

11 Lors des prochaines années, la population du Québec continuera de progresser,
12 bien qu'à un rythme plus lent que par le passé. En 2017, elle atteindra
13 8 090 milliers d'habitants, ce qui représente une croissance de 386 000 habitants
14 en 10 ans. La structure vieillissante de la population et un indice de fécondité
15 relativement faible (1,5 enfant par femme) entraîneront un ralentissement de
16 l'accroissement naturel de la population. Sur l'horizon du Plan, le solde migratoire
17 positif permettra de soutenir un peu la croissance de la population.

18 La formation de ménages ralentira également, mais moins rapidement que la
19 croissance de la population en raison du décalage dans le temps entre les
20 naissances et la formation de ménages. Le nombre de ménages passera de

1 3 326 milliers en 2007 à 3 673 milliers en 2017, soit une formation de 346 000
2 nouveaux ménages.

2.1.1.2 Variables économiques

3 En 2007, la consommation du Québec est stimulée par la bonne tenue du
4 marché du travail et la forte croissance des revenus. Les investissements sont
5 soutenus par la construction résidentielle, les dépenses en infrastructure
6 publique et les achats de machines et équipement. Par contre, la forte
7 appréciation du dollar canadien devrait provoquer une nouvelle détérioration de
8 la balance commerciale du Québec. Le Distributeur prévoit une croissance du
9 PIB au Québec de 1,4 % en 2007 et 2 % en 2008.

10 Plusieurs projets d'investissement de grande taille sont prévus au cours des
11 prochaines années au Québec. L'importance des retombées économiques qu'ils
12 généreront devrait maintenir la croissance du PIB autour de 2,5 % de 2009 à
13 2011.

14 À plus long terme, le vieillissement de la population commencera à avoir des
15 effets plus prononcés sur l'économie du Québec, ce qui se traduira notamment,
16 par une pénurie de main-d'œuvre et une demande intérieure moins dynamique.
17 La croissance du PIB aura tendance à se rapprocher des 2 % entre 2012 et
18 2017.

2.1.1.3 Prix des combustibles

19 Gaz naturel

20 Le niveau élevé des stocks de gaz naturel, combiné à l'appréciation marquée du
21 dollar canadien par rapport au dollar américain, devrait abaisser le prix du gaz
22 naturel à la frontière de l'Alberta même si le marché gazier nord-américain reste
23 relativement tendu. D'une part, l'évolution de la production nord-américaine
24 demeure incertaine. D'autre part, la croissance de la consommation de gaz ira en

¹ Dossier (R-3644-2007)

1 s'accélération avec le développement des sables bitumineux au Canada et avec
2 l'accroissement des besoins du secteur électrique. À partir de 2009, l'expansion
3 des importations de GNL devrait néanmoins permettre une certaine détente sur
4 le marché. Le prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta diminuerait ainsi de
5 2009 à 2012, date à laquelle il s'établirait à 7,91 \$CAN/Mpc.

6 Après cette accalmie, l'augmentation rapide des coûts de production en
7 Amérique du Nord exercera une pression à la hausse sur les prix du gaz naturel.
8 Selon l'hypothèse retenue, le prix à la frontière de l'Alberta atteindrait
9 8,90 \$CAN/Mpc en 2017.

10 ***Pétrole brut***

11 En 2008, le prix moyen annuel du pétrole brut devrait continuer d'augmenter.
12 L'approvisionnement du marché pour l'hiver 2007-2008 est au premier rang des
13 préoccupations alors que les stocks de pétrole et de produits pétroliers de
14 l'OCDE sont inférieurs à la moyenne des cinq dernières années.

15 À moyen terme, les capacités de production excédentaires de l'OPEP
16 demeureront faibles, mais la production non-OPEP augmentera de même que
17 les capacités mondiales de raffinage. Les pressions haussières sur les prix
18 s'atténueront, malgré une croissance de la demande soutenue. Le prix annuel
19 moyen du baril de pétrole brut WTI devrait redescendre à 67 \$US en 2012.

20 À plus long terme, les contraintes physiques qui restreignent la croissance de
21 l'offre se traduiront par une augmentation des coûts de production. Par ailleurs,
22 la part croissante des pays de l'OPEP dans la production mondiale et le
23 durcissement de l'accès aux ressources pétrolières feront aussi grimper le prix.
24 Celui-ci devrait ainsi remonter en 2017 à près de 75 \$US/baril.

2.1.2 Normale climatique

25 En 2007, Hydro-Québec Distribution a mené des travaux en collaboration avec
26 Ouranos (un consortium sur la climatologie régionale et l'adaptation aux

1 changements climatiques) qui l'ont conduite à introduire dans sa prévision de la
2 demande une nouvelle normale climatique basée sur la moyenne des conditions
3 climatiques observées de 1971 à 2006 ajustées pour un réchauffement
4 climatique de 0,30°C par décennie à partir de 1971.

5 L'ancienne normale climatique utilisée dans le cadre du dernier plan
6 correspondait plutôt à la moyenne des conditions climatiques de 1971 à 2000
7 ajustées pour un réchauffement climatique de 0,31°C par décennie commençant
8 à l'année 2001.

9 Pour l'année 2007, l'introduction de la nouvelle normale climatique a pour
10 conséquence d'abaisser les ventes normalisées de près de 0,8 TWh. Pour ce qui
11 est des besoins en puissance à la pointe d'hiver, l'introduction de la nouvelle
12 normale climatique engendre une baisse d'environ 360 MW en 2007. Par contre,
13 tel qu'expliqué à la section 2.2, la révision de la normale climatique
14 s'accompagne d'une augmentation de l'aléa climatique en puissance.

2.1.3 Efficacité énergétique

15 La prévision de la demande présentée à la section 2.1.4 prend en compte
16 l'impact des économies d'énergie sur les ventes et les besoins en puissance, qui
17 sont de trois ordres :

- 18 • les économies d'énergie tendanciennes, déjà prises en considération par
19 les modèles de prévision ;
- 20 • les programmes mis en œuvre par Hydro-Québec au cours des années
21 90 ;
- 22 • les programmes déployés dans le cadre du Plan global en efficacité
23 énergétique, dont l'objectif d'économies d'énergie annuelles est de
24 4,7 TWh en 2010 et de 8,0 TWh à l'horizon 2015.

1 Le tableau 2.1 résume les économies d'énergie prises en compte dans la
2 prévision des ventes et le tableau 2.2 présente leur impact sur les besoins en
3 puissance à la pointe d'hiver.

4 **TABLEAU 2.1**
5 **ÉCONOMIES D'ÉNERGIE PRISES EN COMPTE DANS LA PRÉVISION DES VENTES**
6 **(TWh)**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Économies d'énergies tendanciennes	0,7	1,3	1,9	2,6	3,2	3,8	4,3	4,9	5,5	6,1	6,7
Programmes d'HQ déjà mis en œuvre *	2,2	2,2	2,1	2,1	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8
Plan global en efficacité énergétique *	1,6	2,3	3,2	4,2	5,0	5,8	6,4	7,1	7,6	8,0	8,0
Total	4,5	5,8	7,2	8,9	10,2	11,5	12,7	13,9	15,0	15,9	16,5

7 * Économies d'énergie mensualisées.

8 **TABLEAU 2.2**
9 **ÉCONOMIES D'ÉNERGIE PRISES EN COMPTE DANS LA PRÉVISION DE PUISSANCE À LA**
10 **POINTE D'HIVER (MW)**

	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017
Total	670	890	1 130	1 390	1 680	1 950	2 190	2 420	2 660	2 910	2 990

11
12 Les prévisions prennent également en compte l'effacement de charge découlant
13 de la bi-énergie résidentielle. Ce moyen de gestion, qui n'est pas sous le contrôle
14 direct du Distributeur, est traité de la même façon que les économies d'énergie,
15 soit à même la prévision de la demande. L'effacement prévu est de l'ordre de
16 800 MW sur tout l'horizon du Plan et son impact s'ajoute à celui des économies
17 d'énergie présenté au tableau 2.2.

2.1.4 Prévision des ventes d'électricité par secteurs de consommation

1 En 2017, les ventes d'électricité devraient s'élever à 186,9 TWh. La croissance
2 sur la période 2007-2017 est de 15,1 TWh et correspond à un taux annuel
3 moyen de croissance de 0,8 %. Comparativement à la croissance observée sur
4 la période 1997-2007, cela représente un net ralentissement. En effet, au cours
5 de ces dix années, la croissance totale des ventes normalisées au Québec s'est
6 établie à 26,0 TWh, ce qui correspond à un taux annuel moyen de 1,7 %.
7 Plusieurs phénomènes expliquent ce ralentissement, notamment l'évolution de la
8 démographie, qui va de pair avec une moindre croissance économique (en dépit
9 d'une productivité accrue du travail), et le déploiement du Plan global en
10 efficacité énergétique.

2.1.4.1 Domestique et agricole

11 Au secteur Domestique et Agricole (34 % des ventes), la croissance prévue sur
12 la période 2007-2017 est de 4,5 TWh, ce qui correspond à un taux de croissance
13 annuel moyen de 0,7 %. La croissance dans ce secteur provient essentiellement
14 de la formation de ménages et, dans une moindre mesure, de la hausse du
15 revenu personnel disponible.

2.1.4.2 Général et institutionnel

16 Au secteur Général et Institutionnel (20 % des ventes), la croissance prévue sur
17 la période 2007-2017 atteint 3,9 TWh, ce qui équivaut à un taux de croissance
18 annuel moyen de 1,1 %. La croissance des ventes à ce secteur s'explique
19 essentiellement par l'accroissement de la population et des besoins en services
20 qui en découlent, du PIB tertiaire et du revenu personnel disponible. À ces
21 facteurs, s'ajoutent les prix de l'électricité et des autres formes d'énergie qui
22 influencent la position concurrentielle de l'électricité.

2.1.4.3 Industriel petites et moyennes entreprises

1 Aux petites et moyennes entreprises (PME) du secteur Industriel (5 % des
2 ventes), les ventes d'électricité sur la période 2007-2017 augmentent de 0,6 TWh
3 (ou 0,7 % par an en moyenne). À court terme, les entreprises de ce secteur sont
4 fortement affectées par l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar
5 américain et par la concurrence des pays émergents. Avec comme résultat que
6 les ventes d'électricité stagnent. À plus long terme, l'accroissement du PIB
7 manufacturier induit une hausse des ventes d'électricité à l'industriel PME.

2.1.4.4 Industriel grandes entreprises

8 Aux grandes entreprises du secteur Industriel (37 % des ventes), la croissance
9 prévue des ventes s'élève à 5,7 TWh sur la période 2007-2017, ce qui équivaut à
10 un taux de croissance annuel moyen de 0,9 %. La croissance des ventes se
11 retrouve en majeure partie dans le secteur de la fonte et affinage, qui profite de
12 l'ajout d'un bloc de 225 MW à Alcan. Ce secteur ainsi que l'industrie minière sont
13 également stimulés par la forte augmentation de la demande mondiale. En
14 revanche, le secteur des pâtes et papiers subit des rationalisations importantes,
15 qui se traduisent par des fermetures permanentes de machines et des baisses
16 de production principalement dans le papier journal.

2.1.4.5 Autres

17 Le secteur Autres (3 % des ventes) regroupe les réseaux de distribution
18 municipaux, l'éclairage des voies publiques, l'éclairage sentinelle et le transport
19 public. Les réseaux municipaux comptent pour 4,2 TWh ou 83 % du total du
20 secteur Autres en 2007. Au secteur Autres, la croissance prévue des ventes
21 s'élève à 0,4 TWh entre 2007 et 2017 ou 0,7 % par an en moyenne.

1
2
3

TABLEAU 2.3
PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC ET DES BESOINS EN ÉNERGIE
SCÉNARIO MOYEN (TWh)

	2007 ¹	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Croissance 2007-17 TWh	tx annuel moyen
Domestique et Agricole	59,2	60,3	60,1	60,5	61,0	61,7	61,9	62,3	62,7	63,4	63,6	4,5	0,7%
Général et Institutionnel	34,2	34,9	35,2	35,7	36,0	36,5	36,7	37,0	37,3	37,8	38,1	3,9	1,1%
Industriel PME	9,2	9,2	9,2	9,2	9,3	9,4	9,4	9,5	9,6	9,8	9,9	0,6	0,7%
Industriel Grandes entreprises	64,1	61,4	63,8	66,1	66,5	67,4	67,9	68,4	68,9	69,5	69,8	5,7	0,9%
Autres	5,1	5,2	5,2	5,3	5,3	5,4	5,4	5,4	5,4	5,5	5,5	0,4	0,7%
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	171,8	170,9	173,6	176,8	178,0	180,3	181,3	182,6	184,0	185,9	186,9	15,1	0,8%
Pertes de distribution et de transport et autres éléments	13,5	12,9	13,1	13,4	13,4	13,5	13,6	13,7	13,7	13,9	14,0	0,5	0,3%
BESOINS VISÉS PAR LE PLAN Incluant l'impact des conditions climatiques au 31 juillet 2007	185,3	183,8	186,7	190,2	191,5	193,8	194,9	196,3	197,7	199,8	200,8	15,5	0,8%
	186,2												

4

¹ Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2007, normalisées pour les conditions climatiques.

2.1.5 Prévision des besoins en énergie et en puissance

2.1.5.1 Prévision des besoins en énergie

5 Les besoins en énergie visés par le Plan sont essentiellement composés des
6 ventes d'électricité et des pertes de distribution et de transport. Le taux de pertes
7 considéré de 2008 à 2017 est de 7,5 %, ce dernier étant documenté à la
8 section 3 de l'annexe 2A. Le tableau 2.3 présente la prévision des besoins en
9 énergie. À l'année 2017, ces besoins atteindront 200,8 TWh, une augmentation
10 de 15,5 TWh par rapport à l'année 2007.

2.1.5.2 Prévision des besoins en puissance

11 La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver est établie à partir de la
12 prévision des besoins en énergie. Le tableau 2.4 montre que les besoins en
13 puissance à la pointe atteindront 38 681 MW à l'hiver 2016-2017. Par rapport à
14 l'hiver 2006-2007, ceci représente une croissance de 3 581 MW. Environ la
15 moitié de cette croissance provient des usages captifs du secteur Domestique et
16 agricole et du secteur Général et institutionnel.

1
2
3

TABLEAU 2.4
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER
SCÉNARIO MOYEN (MW)

	2006- 2007 ¹	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	Croissance MW	2006-2016 tx annuel moyen
Besoins réguliers du Distributeur <i>(Besoins visés par le Plan)</i>	35 100	35 968	36 219	36 851	37 129	37 418	37 701	37 948	38 193	38 380	38 681	3 581	1,0%

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

4

2.1.6 Comparaison avec le dernier état d'avancement du Plan 2005-2014

2.1.6.1 Prévision des ventes par secteurs de consommation

5 La prévision des ventes d'électricité est révisée à la baisse par rapport au dernier
6 état d'avancement et cela jusqu'en 2013. L'écart d'abord important (-4,0 TWh à
7 l'horizon 2008) s'amenuise au fil des ans, pour devenir positif à l'horizon 2014.
8 Cette situation découle de la fermeture de Norsk Hydro, des difficultés du secteur
9 des pâtes et papiers et de la moins bonne performance des petites et moyennes
10 entreprises du secteur industriel. Toutefois, la prévision des ventes pour
11 l'ensemble des autres secteurs, supérieure à celle du dernier état d'avancement
12 sur tout l'horizon, et la croissance des ventes au secteur industriel renversent
13 graduellement cet écart négatif.

2.1.6.2 Prévision des besoins en énergie et en puissance

14 En raison des changements apportés à la prévision des ventes, les besoins en
15 énergie prévus dans le Plan sont inférieurs à ceux du dernier état d'avancement
16 jusqu'en 2013 pour finalement présenter un écart positif de 0,2 TWh en 2014.

17 Par contre, les besoins en puissance sont supérieurs à ceux du dernier état
18 d'avancement dès l'hiver 2009-2010. L'augmentation atteint 70 MW à l'hiver
19 2010-2011 et 280 MW à l'hiver 2013-2014 et cela malgré la révision de la

1 normale climatique qui, prise isolément, entraîne une réduction des besoins de
2 370 MW.

3 Ce résultat découle principalement du changement dans la répartition des ventes
4 prévues : moins de ventes au secteur industriel et surtout plus de ventes dans
5 les autres secteurs, notamment pour combler des besoins de chauffage très
6 présents en pointe. Le tableau qui suit permet d'identifier les secteurs
7 responsables de la croissance des besoins, en plus d'isoler l'impact du
8 changement de la normale climatique.

9 **TABLEAU 2.5**
10 **ÉVOLUTION DES VENTES ET DES BESOINS EN PUISSANCE**
11 **DEPUIS LE DERNIER ÉTAT D'AVANCEMENT**

	Année 2011		Année 2014	
	Ventes (TWh)	Besoins en puissance à la pointe d'hiver ¹ (MW)	Ventes (TWh)	Besoins en puissance à la pointe d'hiver ¹ (MW)
Normale climatique	-0,8	-370	-0,8	-370
Industriel ²	-3,0	-300	-1,6	-130
Autres secteurs	2,3	730	2,7	780
TOTAL³	-1,5	70	0,3	280

¹ Pointe de l'hiver se terminant dans l'année indiquée.

² Incluant une révision du profil de consommation prévu pour un client du secteur de la fonte et affinage. Cette révision contribue, à énergie égale, à une augmentation des besoins en puissance de 80 MW. En l'absence de cette modification, la réduction des besoins en puissance au secteur industriel aurait été de 380 MW en 2010-11 et de 210 MW en 2013-14.

³ Les totaux sont calculés à partir de chiffres non arrondis au dixième de TWh ou à la dizaine de MW et peuvent ne pas correspondre à la somme des valeurs arrondies présentées dans le tableau.

12

2.2 Aléas de la demande

13 L'analyse de la prévision de la demande présentée dans les sections
14 précédentes a porté sur les besoins énergétiques découlant du scénario moyen,

1 à conditions climatiques normales. Or, ces besoins sont soumis à des aléas
2 importants qu'on divise en deux types :

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

5 Puisque le critère de fiabilité en énergie s'applique sur un horizon de 5 ans, les
6 aléas sur les besoins en énergie sont illustrés jusqu'à l'année 2012 (voir le
7 tableau 2.6). Pour des raisons similaires, les aléas sur les besoins en puissance
8 sont présentés jusqu'à l'hiver 2010-2011, puisque le critère de fiabilité en
9 puissance utilise un horizon de 4 ans (voir le tableau 2.7).

10 Les résultats détaillés de l'évaluation des aléas sont présentés à la section 2 de
11 l'annexe 2B.

12 **L'aléa climatique** représente l'impact des conditions climatiques sur les besoins
13 en électricité par rapport au scénario à conditions climatiques normales.

14 Pour l'année 2012, l'aléa climatique en énergie présente un écart type de
15 1,9 TWh. En puissance, l'impact des conditions climatiques sur les besoins à la
16 pointe de l'hiver 2010-2011 donne un écart type de 1 570 MW. Les résultats sont
17 pratiquement les mêmes pour chacune des années du Plan.

18 **L'aléa sur la demande prévue** provient de l'impossibilité de prévoir parfaitement
19 l'évolution des variables économiques, démographiques, énergétiques ainsi que
20 des erreurs intrinsèques à la modélisation de l'impact de ces variables sur la
21 prévision de la demande d'électricité.

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

1
2
3

TABLEAU 2.6
ALÉA SUR LES BESOINS EN ÉNERGIE
ÉCART TYPE EN TWh

	2008	2009	2010	2011	2012
Aléa climatique	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Aléa sur la demande prévue (à conditions climatiques normales)	2,9	4,0	5,3	6,2	7,1
Aléa global	3,4	4,4	5,7	6,5	7,3

4
5
6
7

TABLEAU 2.7
ALÉA SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER
ÉCART TYPE EN MW

	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011
Aléa climatique	1 540	1 540	1 560	1 570
Aléa sur la demande prévue (à conditions climatiques normales)	640	880	1 120	1 330
Aléa global	1 660	1 770	1 920	2 060

8

9 L'aléa global sur les besoins en puissance du Plan est supérieur d'environ
10 240 MW à celui du dernier état d'avancement et ce, essentiellement en raison
11 d'un aléa climatique plus grand. L'augmentation de cet aléa découle
12 principalement de l'ajout, à l'ancienne période de référence climatique
13 1971-2000, des hivers 2000-2001 à 2005-2006 (nouvelle normale climatique). En
14 effet, les pointes résultant des conditions climatiques de ces six hivers
15 additionnels présentent un aléa climatique nettement supérieur à celui des
16 pointes des hivers de la période 1971-2000. Par ailleurs, la révision à la hausse

1 de la consommation totale de chauffage contribue aussi dans une certaine
2 mesure à l'augmentation de l'aléa climatique.

3 Tel que déterminé à la section 3.2, la révision de l'aléa sur les besoins à la pointe
4 affecte directement les besoins en puissance requise pour respecter le critère de
5 fiabilité. Ainsi, lorsque l'impact de la révision de la demande de puissance est
6 combiné à celui de l'aléa, l'augmentation de la puissance requise s'élève à
7 300 MW à l'horizon 2010-2011 et à 520 MW à l'horizon 2013-2014.

3 FIABILITÉ ET BESOINS DU DISTRIBUTEUR

3.1 Contexte réglementaire de la fiabilité au Québec

1 En août 2005, une nouvelle loi sur l'énergie voit le jour aux États-Unis, la « U.S.
2 Energy Policy Act of 2005 ». Son adoption fait suite, entre autres, aux
3 recommandations formulées par un groupe de travail canado-américain formé
4 après la panne du 14 août 2003. De manière générale, la nouvelle législation
5 vise la mise en place de normes de fiabilité et de mesures de contrôle
6 obligatoires pour tous les réseaux interconnectés en Amérique du Nord. Les
7 récentes modifications apportées à la *Loi sur la Régie de l'énergie*², adoptées en
8 décembre 2006, viennent donner à la Régie les pouvoirs nécessaires pour
9 surveiller l'application des nouvelles normes de fiabilité au Québec. Finalement,
10 le 14 août 2007, la Régie a rendu une décision³ désignant la direction Contrôle
11 des mouvements d'énergie d'Hydro-Québec TransÉnergie en tant que
12 coordonnateur de la fiabilité au Québec. Le coordonnateur de la fiabilité a, entre
13 autres, la responsabilité de déposer les normes de fiabilité à la Régie, d'identifier
14 les organisations soumises aux normes et de développer les critères de sanction.

15 Plus spécifiquement, en ce qui concerne le respect du critère de fiabilité en
16 puissance, le Distributeur a la responsabilité de démontrer à la Régie qu'il
17 possède suffisamment de ressources pour répondre à ses besoins. À cet effet, il
18 doit également produire les attestations nécessaires pour la fiabilité de
19 l'alimentation en électricité patrimoniale. Depuis 2005, il doit aussi rendre compte
20 auprès du NPCC de la fiabilité de l'alimentation de la zone de contrôle du
21 Québec.

² *Loi concernant la mise en oeuvre de la stratégie énergétique du Québec et modifiant diverses dispositions législatives, L.Q. 2006, c.46*

³ Décision D-2007-95

3.2 Critère de fiabilité en puissance

1 Pour assurer sa fiabilité en puissance, le Distributeur doit maintenir une réserve
2 pour faire face aux aléas de la demande et aux probabilités d'indisponibilité de
3 ses ressources. Cette réserve doit être suffisante pour respecter le critère de
4 fiabilité en puissance du «Northeast Power Coordinating Council» (NPCC), lequel
5 critère exige que la probabilité de perte de charge dans une zone de contrôle
6 n'excède pas une fois par dix (10) ans⁴, ce qui équivaut à une espérance de
7 délestage de 0,1 jour par année.

8 Depuis le Plan d'approvisionnement 2005-2014, le Distributeur a révisé ses taux
9 de réserve⁵ afin de tenir compte des changements survenus dans ses besoins
10 en puissance, de la révision des aléas qui affectent ces besoins, de même que
11 des nouvelles ressources déployées.

⁴ Le critère du NPCC est formulé comme suit :

Resource Adequacy – Design Criteria

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

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

⁵ Les taux de réserve sont définis par le quotient de la réserve requise par les besoins en puissance du Distributeur.

1
2
3

TABLEAU 3.1
ÉVOLUTION DES TAUX DE RÉSERVE REQUIS POUR
RESPECTER LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE

	Année courante	+ 1 an	+ 2 ans	+ 3 ans
Plan d'approvisionnement 2005-2014 (Électricité patrimoniale)	8,8%	9,2%	9,5%	10,1%
État d'avancement 2006 (Distributeur)	8,8%	8,9%	9,2%	9,7%
Plan d'approvisionnement 2008-2017 (Distributeur)	9,8%	10,2%	10,6%	11,0%

4

5 Le tableau 3.1 fournit l'évolution des taux de réserve depuis le dépôt du Plan
6 d'approvisionnement 2005-2014. Les taux de réserve alors utilisés assuraient la
7 fiabilité de l'électricité patrimoniale jusqu'à un horizon de 4 ans. Ces taux de
8 réserve avaient été obtenus à la suite des travaux conjoints entrepris avec
9 Hydro-Québec Production. Les résultats indiquaient alors que la réserve requise
10 associée à l'électricité patrimoniale s'élevait à 3 100 MW. Dans l'État
11 d'avancement 2005, le Distributeur avait retenu un taux de réserve identique à
12 celui utilisé pour l'électricité patrimoniale et l'avait appliqué à l'ensemble de ses
13 besoins.

14 Lors de son État d'avancement 2006, le Distributeur a entrepris ses propres
15 travaux afin d'établir les taux de réserve qui correspondent à sa situation
16 spécifique, notamment en ce qui concerne les caractéristiques des ressources
17 patrimoniale et post patrimoniales qui sont à sa disposition.

18 Dans le cadre du présent Plan, le Distributeur retient une approche similaire à
19 celle utilisée dans son État d'avancement 2006. Toutefois les taux de réserve
20 sont maintenant plus élevés que ceux présentés dans l'État d'avancement 2006.
21 En pourcentage, la hausse varie de 1,0 à 1,4 %, alors qu'en mégawatts
22 l'augmentation se chiffre entre 310 et 515 MW en fonction de l'horizon visé. Deux

1 changements importants expliquent l'essentiel de cette hausse : la révision des
2 aléas sur les besoins en puissance et un changement dans le traitement de la
3 réserve associée à l'électricité interruptible.

4 ***Révision des aléas sur les besoins en puissance***

5 Par rapport à l'État d'avancement 2006 et conformément à l'information fournie à
6 la section 2.2, l'aléa global sur les besoins en puissance est supérieur d'environ
7 240 MW. Cette hausse de l'aléa sur les besoins en puissance se répercute
8 directement sur la réserve requise. Elle occasionne une hausse du taux de
9 réserve de l'ordre de 0,6 %.

10 ***Changement de traitement de la réserve associée à l'électricité interruptible***

11 Le Distributeur a apporté un changement dans le traitement de la réserve
12 associée à l'électricité interruptible afin d'harmoniser ses pratiques avec celles
13 utilisées dans les exercices de fiabilité présentés au NPCC. Dorénavant, la
14 réserve applicable à l'option d'électricité interruptible sera inscrite à même la
15 réserve requise, alors qu'auparavant celle-ci était prise en compte en réduisant la
16 contribution de cette option au bilan de puissance.⁶

17 Ce changement n'a aucun impact, ni en terme de fiabilité ni en terme
18 d'approvisionnements additionnels requis. Un mégawatt d'électricité interruptible
19 a la même valeur au bilan de puissance que dans l'État d'avancement 2006. Le
20 changement affecte uniquement la présentation du bilan : la hausse des taux de
21 réserve est compensée directement par une hausse de la valeur de l'option
22 d'électricité inscrite au bilan en puissance.

23 L'impact de ce changement sur le taux de réserve varie de 0,5 % à 0,7 %, selon
24 l'horizon observé. Il est plus faible lors de l'hiver 2007-2008 puisque le

⁶ Compte tenu des contraintes liées à l'utilisation de l'électricité interruptible, le Distributeur retient une réserve de 30 % applicable à la puissance que le Distributeur peut interrompre.

1 Distributeur a besoin de moins d'électricité interruptible que lors des années
 2 subséquentes, pour équilibrer son bilan de puissance.

3 ***Puissance requise incluant la réserve***

4 Finalement, la totalité de la puissance requise est obtenue en ajoutant la réserve
 5 requise aux besoins en puissance du Distributeur. Les besoins totaux de
 6 puissance, incluant la réserve requise, sont présentés au tableau 3.2.

7 **TABLEAU 3.2**
 8 **PUISSANCE TOTALE REQUISE POUR**
 9 **RESPECTER LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE**
 10 **(EN MW)**

	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	2014 - 2015	2015- 2016	2016- 2017
Besoins à la pointe visés par le plan	35 968	36 219	36 851	37 129	37 418	37 701	37 948	38 193	38 380	38 681
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 538	3 705	3 906	4 083	4 116	4 147	4 174	4 201	4 222	4 255
<i>Taux de réserve requise</i>	9,8%	10,2%	10,6%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%
= Puissance requise incluant la réserve	39 506	39 924	40 757	41 212	41 534	41 848	42 123	42 394	42 602	42 936

11

3.3 Critère de fiabilité en énergie

12 La plus grande partie des approvisionnements du Distributeur provient de
 13 l'électricité patrimoniale fournie par Hydro-Québec Production, dont le parc de
 14 production est presque essentiellement hydraulique. Le Distributeur doit donc
 15 s'assurer que son principal fournisseur soit en mesure de répondre à ses
 16 obligations tout en respectant les standards de fiabilité acceptés par la Régie.

17 Par ailleurs, l'utilisation d'un critère de fiabilité en énergie est une particularité du
 18 parc de production québécois et est reliée à l'utilisation quasi exclusive de
 19 moyens de production hydroélectriques dont les apports énergétiques sont
 20 soumis à des aléas.

21 Dans les réseaux où une forte proportion des moyens de production fonctionne
 22 aux combustibles fossiles, cette problématique ne se présente pas. Les réseaux

1 concernés peuvent augmenter au besoin leurs d'approvisionnements en
2 combustible et produire ainsi toute l'énergie requise. Dans ce cas, la conformité
3 au critère de fiabilité en puissance, est suffisante pour satisfaire à la fois les
4 besoins en énergie et en puissance, en tenant pour acquis que
5 l'approvisionnement en combustible est assuré.

3.3.1 Critère de fiabilité en énergie applicable à Hydro-Québec Production

6 Le critère de fiabilité actuellement utilisé par Hydro-Québec Production consiste
7 à disposer de moyens suffisants pour faire face à des déficits d'apports
8 énergétiques dont la probabilité d'occurrence est d'au moins 2 %, c'est-à-dire des
9 déficits cumulés de 64 TWh sur deux (2) ans ou de 98 TWh sur quatre (4) ans.

10 Dans la décision D-2005-178, reliée au Plan d'approvisionnement 2005-2014, la
11 Régie demandait que soit complétée l'information quant au critère de fiabilité en
12 énergie appliqué aux approvisionnements d'Hydro-Québec Production. Cette
13 information est présentée en annexe 3B.

14 Enfin, le suivi administratif prévoit qu'une démonstration du respect du critère de
15 2 % soit déposée et rendue publique en novembre, en mai et en août de chaque
16 année. La démonstration produite en août 2007 est consignée à l'annexe 3C et
17 celle de novembre sera fournie à la Régie sous peu.

3.3.2 Critère de fiabilité en énergie applicable au Distributeur

18 Le critère de fiabilité en énergie du Distributeur, tel qu'accepté par la Régie, est
19 formulé comme suit :

20 *« Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart-type au-*
21 *delà du scénario moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la*
22 *demande et l'aléa climatique), sans encourir, vis-à-vis des marchés de*
23 *court terme hors Québec, une dépendance supérieure à 5 TWh par*
24 *année. »*

25 Tel que mentionné à la section 2.2, l'aléa global sur les besoins s'élève à
26 7,3 TWh sur un horizon de 5 ans. Pour couvrir cet aléa, la dépendance vis-à-vis

1 des marchés de court terme hors Québec est limitée à 5 TWh⁷. Lorsque le bilan
2 du Distributeur est à l'équilibre, il existe donc un écart de 2,3 TWh à combler
3 principalement par le recours au marché québécois de court terme. Tel que
4 démontré au tableau 3.3, sur l'horizon de cinq ans, le recours au marché
5 québécois de court terme atteint un maximum de 2,5 TWh.

6 **TABLEAU 3.3**
7 **MOYENS UTILISÉS POUR**
8 **RESPECTER LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE**
9 **(EN TWh)**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Approvisionnement additionnels requis en énergie (réf. Tableau 5.1)	(2,1)	(5,6)	(2,9)	(0,3)	(0,1)	0,2
+ Aléa d'un écart-type (réf. Tableau 2.6) ¹		3,4	4,4	5,7	6,5	7,3
Approvisionnement additionnels requis en énergie + 1 écart-type	(2,1)	(2,2)	1,5	5,4	6,4	7,5
- Contribution des marchés de court terme hors-Québec	-	-	1,5	5,0	5,0	5,0
= Achats requis sur les marchés québécois de court terme	-	-	-	0,4	1,4	2,5

¹ Incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique

10

11 La contribution potentielle des marchés québécois est reliée à la disponibilité de
12 production qui n'est pas engagée à long terme par contrat. Une telle production
13 existe et deux producteurs sont en mesure de fournir le Distributeur en cas de
14 besoin. D'une part, Hydro-Québec Production prévoit disposer d'une marge de
15 manœuvre de plus de 15 TWh au-delà de ses engagements fermes⁸ par suite de
16 la réalisation de nouveaux projets. D'autre part, Énergie Brookfield possède
17 également des installations de production au Québec et peut potentiellement
18 contribuer à satisfaire les besoins du Distributeur.

19 Par ailleurs, il faut mentionner que l'expérience antérieure a démontré la grande
20 capacité des marchés hors Québec à répondre aux besoins en énergie.

⁷ Voir à ce sujet, l'annexe 3A portant sur la capacité d'importation à partir des interconnexions.

⁸ Hydro-Québec, Plan stratégique 2006-2010, page 16

3.4 Fiabilité du réseau de transport

3.4.1 Justification du critère de conception du réseau

1 Le réseau de transport est conçu de sorte qu'il soit en mesure d'acheminer
2 l'électricité nécessaire pour répondre à des besoins correspondant au scénario
3 moyen de la demande plus 4 000 MW. Cette capacité additionnelle correspond à
4 l'impact de l'aléa global (climatique et prévisionnel) sur les besoins en puissance
5 à la pointe, lorsque deux écarts types sont considérés. Les modalités
6 d'application de ce critère impliquent également que jusqu'à 1 000 MW
7 pourraient être alimentés par les interconnexions ou par l'électricité interruptible.
8 Il est également important de spécifier que ce critère s'applique uniquement à
9 l'alimentation de la charge locale et que tout engagement d'Hydro-Québec
10 TransÉnergie à rendre un service point-à-point ferme s'ajoute à la capacité
11 prévue pour la charge locale lors de la pointe.

3.4.2 Moyens déployés par Hydro-Québec TransÉnergie pour respecter le critère

12 En 2004, Hydro-Québec TransÉnergie a entrepris les démarches et les projets
13 permettant la mise à niveau requise pour assurer la conformité au critère de
14 conception. Ces projets ont permis de rehausser la fiabilité du réseau de
15 transport en ajoutant un nombre limité de batteries de condensateurs shunt.
16 Dorénavant, les coûts assumés pour maintenir ce niveau de fiabilité sont imputés
17 aux nouvelles ressources intégrées et pour lesquelles un service de transport
18 ferme est demandé.

4 APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS OU EN COURS D'ACQUISITION

4.1 Approvisionnements sous contrat

1 La contribution maximale de l'électricité patrimoniale au bilan en énergie s'élève
2 à 178,9 TWh. La livraison de l'électricité patrimoniale est caractérisée par un
3 profil annuel préétabli de valeurs horaires de puissances, classées par ordre
4 décroissant. La puissance maximale du profil est fixée à 34 342 MW. L'électricité
5 patrimoniale inclut tous les services nécessaires et généralement reconnus pour
6 en assurer la sécurité et la fiabilité. La description détaillée de ces services est
7 présentée à l'annexe 4A. Ces services incluent notamment des dispositions
8 concernant la planification des ressources en puissance. Ces dispositions
9 permettent de déterminer qu'Hydro-Québec Production maintiendra une réserve
10 de planification de 3 100 MW, au-delà de la valeur maximale prévue au profil de
11 livraison de l'électricité patrimoniale. Le Distributeur a également conclu une
12 entente cadre avec Hydro-Québec Production afin d'établir les prix payés pour
13 les volumes d'électricité mobilisés en dépassement de l'électricité patrimoniale.

14 À ce jour, le Distributeur a aussi signé 14 contrats d'approvisionnement de long
15 terme pour une capacité installée de plus de 2 150 MW. Tous ces contrats ont
16 été attribués par appel d'offres. Le tableau 4.1 présente sommairement la
17 contribution des contrats signés regroupés selon l'appel d'offres ayant conduit à
18 leur conclusion. L'annexe 4B fournit par ailleurs les principales caractéristiques
19 de chacun des contrats et leur contribution au bilan d'énergie et de puissance,
20 sur l'horizon du Plan.

1
2

**TABLEAU 4.1
CONTRATS DE LONG TERME SIGNÉS REGROUPÉS PAR APPEL D’OFFRES**

	Nombre de contrats	Puissance contractuelle totale (MW)	Puissance à la pointe ¹ (MW)	--- Livraisons prévues d'énergie (TWh) ---					
				2008	2009	2010	2011	2012	2013 et suivantes
A/O 2002-01 - Toutes sources d'énergie	3	1107 + 40 en pointe	1147	9,6	9,3	9,3	9,1	9,0	9,3
A/O 2003-01 - Biomasse	2	entre 33 et 36 selon les mois	36	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
A/O 2003-02 - Éolienne	8	990	347	0,7	1,1	1,9	2,2	2,7	3,0
A/O 2004-02 - Cogénération	1	8	8	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
TOTAL	14		1538	10,5	10,7	11,6	11,7	12,1	12,7

3 1- Les valeurs en puissance reflètent la contribution des contrats lorsque les livraisons auront toutes débuté. En plus, le puissance disponible à la pointe provenant de l'énergie éolienne inclut la contribution de l'entente d'intégration

4 Le Distributeur dispose également d'une entente d'intégration éolienne d'une
 5 durée de 5 ans venant à échéance en 2011 et comportant deux volets : un
 6 service d'équilibrage et un service de puissance complémentaire. Cette entente
 7 permettra au Distributeur de transformer les livraisons d'énergie éolienne en un
 8 approvisionnement uniforme, au taux de livraison horaire correspondant à 35 %
 9 de la puissance contractuelle des parcs éoliens en service, de compter sur une
 10 garantie de puissance équivalente et de se protéger contre d'éventuels coûts
 11 relatifs à l'augmentation des réserves requises. Le bilan en puissance de la
 12 section 5 inclut la contribution de l'entente d'intégration.

13 ***Déploiement des projets du premier appel d'offres éolien et leur intégration***
 14 ***au réseau local de transport***

15 La mise en place en Gaspésie des huit parcs éoliens résultant de l'appel d'offres
 16 A/O 2003-02 pour 990 MW se poursuit.

17 Le parc de Baie-des-Sables est en service depuis la fin du mois de novembre
 18 2006. En novembre 2007, le parc Anse-à-Valleau s'ajoutera aux moyens en
 19 service et portera la puissance des parcs éoliens en exploitation à 210 MW. Ce
 20 second parc du promoteur Cartier Énergie éolienne est cependant en retard d'un
 21 an.

1 Les travaux de construction du parc Carleton débuteront à l'automne 2007 dès
2 l'obtention des autorisations requises. Sa mise en service aura lieu en décembre
3 2008, selon l'échéancier prévu au contrat.

4 Par ailleurs, la mise en service du parc de Saint-Ulric / Saint-Léandre,
5 originalement prévue à l'automne 2007, est maintenant prévue en décembre
6 2009. De fait, le promoteur Northland Power a rencontré des difficultés lors de
7 l'obtention des autorisations requises qui ont fait en sorte qu'il doit revoir son
8 échéancier de réalisation.

9 Le Transporteur poursuit en parallèle les travaux de renforcement du réseau de
10 transport et de raccordement des parcs, qui doivent s'échelonner sur sept ans.
11 Les investissements seront réalisés en fonction de l'échéancier de construction
12 des parcs éoliens. Les travaux s'échelonneront jusqu'en décembre 2012, avec la
13 mise en service de la phase 2 du parc Gros-Morne.

14 Le plan d'intégration au réseau de transport des 990 MW en Gaspésie a fait
15 l'objet d'une entente entre le Transporteur et le Distributeur afin de permettre un
16 meilleur arrimage des investissements en transport avec la mise en place
17 effective des parcs par les promoteurs. Cette entente établit en particulier des
18 dates jalons pour les investissements majeurs sur le réseau régional gaspésien,
19 afin d'assurer que le démarrage des travaux qui y sont reliés se fasse le plus
20 près possible des dates effectives de début des livraisons.

4.2 Appel d'offres en cours

21 Un seul appel d'offres de long terme est en cours. Il s'agit de celui portant sur
22 l'achat de 2 000 MW d'énergie éolienne, lancé en octobre 2005 et découlant du
23 second bloc d'énergie éolienne décrété par le gouvernement du Québec.
24 L'ouverture des soumissions a eu lieu le 19 septembre 2007 et le Distributeur a
25 reçu 66 offres totalisant 7 724 MW.

1 Le Distributeur annoncera les soumissionnaires retenus lors des prochains mois
2 et entend signer les contrats au printemps 2008.

3 Les bilans en énergie et en puissance montrent une contribution de ces projets
4 basée sur un taux de livraison garanti équivalant à 30 % de la puissance
5 installée, avec une contribution en puissance équivalente. Cette contribution en
6 puissance pourrait provenir d'une entente d'équilibrage ou de la contribution
7 propre des éoliennes.

4.3 Appels d'offres en voie d'être lancés

8 Le Gouvernement a fait connaître son intention d'aller de l'avant avec un bloc
9 d'énergie produite à partir de la cogénération à la biomasse⁹. Celui-ci prévoit la
10 livraison de 100 MW produits à partir de la cogénération à la biomasse, avec une
11 date de début des livraisons au plus tard à la fin de 2011. De plus, dans la
12 stratégie énergétique du Québec, rendue publique en 2006, « le gouvernement
13 annonce le lancement d'un nouvel appel d'offres de 500 MW... »¹⁰. Selon
14 l'énoncé de politique, cet appel d'offres s'adressera aux projets éoliens
15 développés par les municipalités et les communautés autochtones. Les livraisons
16 pourraient débuter en décembre 2011 et augmenter au rythme de 100 MW par
17 année, jusqu'à l'atteinte de l'objectif. Pour les fins de la planification, les quantités
18 d'énergie et de puissance découlant de ces appels d'offres ont été incorporées
19 aux bilans du Distributeur, tels que présentés à la section 5.1.

20 Par ailleurs, le Distributeur n'inclut aucune contribution découlant d'éventuels
21 appels d'offres dans le cadre du Règlement sur l'énergie produite par
22 cogénération.¹¹

⁹ Réf. : <http://communiqués.gouv.qc.ca/gouvqc/communiqués/GPQF/Mai2007/10/c7424.html>

¹⁰ Gouvernement du Québec, *Ministère des Ressources naturelles et de la Faune; L'énergie pour construire le Québec de demain, La stratégie énergétique du Québec*; 2006, page 34.

¹¹ Règlement sur l'énergie produite par cogénération, [2003] G.O. II, 5666.

1 **La micro-production**

2 Suite à l'entrée en vigueur des récentes modifications apportées à la *Loi sur la*
3 *Régie de l'énergie*¹², le Distributeur pourra, dans le cadre d'un programme
4 d'achat d'électricité provenant d'une source renouvelable dont les modalités
5 auront été approuvées par la Régie, acheter de l'électricité d'un producteur, sans
6 être soumis à la procédure d'appel d'offres.

7 La taille maximale des projets visés doit être déterminée par règlement du
8 gouvernement. Ainsi, à la suite de l'adoption d'un tel règlement, le Distributeur
9 proposera à la Régie les modalités applicables à ce programme d'achat.

10 Compte tenu des incertitudes reliées à ce type de projets, aucune contribution
11 n'a été inscrite aux bilans du Distributeur.

**4.4 Revenus découlant du programme fédéral ÉcoÉNERGIE versés aux
fournisseurs d'énergie éolienne**

12 Le « Programme ÉcoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable »¹³ du
13 gouvernement canadien, annoncé le 19 janvier 2007, offre aux projets
14 admissibles, notamment les parcs éoliens, une prime d'incitation de 1 cent par
15 kilowattheure de production pendant 10 ans. Les projets doivent être mis en
16 service avant le 31 mars 2011.

17 En vertu des contrats d'approvisionnement de long terme signés par le
18 Distributeur avec les fournisseurs d'énergie éolienne et approuvés par la Régie¹⁴,
19 les fournisseurs s'engagent à verser au Distributeur 75 % du total des primes
20 éventuellement reçues dans le cadre de programmes gouvernementaux
21 d'incitation à la production d'énergie renouvelable.

¹² *Loi concernant la mise en oeuvre de la stratégie énergétique du Québec et modifiant diverses dispositions législatives, L.Q. 2006, c.46*

¹³ Pour plus de détails : <http://ecoaction.gc.ca/ecoenergy-ecoenergie/power-electricite/conditions-fra.pdf>

¹⁴ Décision D-2005-129

1 Sur la base de l'échéancier prévu de mise en service des parcs éoliens mis sous
2 contrat dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2003-02 (Éolien 990 MW) et du
3 calendrier de livraison associé à l'appel d'offres A/O 2005-03 (Éolien 2 000 MW),
4 près de 900 MW seront admissibles au versement de primes dans le cadre de ce
5 programme. Déjà, le versement de 31 millions de dollars sur 10 ans, à Cartier
6 Énergie Éolienne, a été annoncé pour le parc de Baie-des-Sables. Le
7 Distributeur recevra, conformément aux dispositions du contrat signé avec le
8 promoteur, 23 millions de dollars qui réduiront les coûts d'approvisionnement lors
9 des prochaines années.

4.5 Moyens pour satisfaire les besoins de pointe

4.5.1 Électricité interruptible

10 Les contrats d'électricité interruptible signés pour l'alimentation de la charge lors
11 de l'hiver 2007-2008 permettent au Distributeur d'interrompre des charges de
12 550 MW. Cette quantité de puissance est inférieure à celle proposée par les
13 clients, puisqu'elle a été ajustée en fonction des besoins prévus pour l'hiver
14 2007-2008. Toutefois, le Distributeur compte à plus long terme sur une
15 contribution de 800 MW, correspondant à la puissance proposée par la clientèle.

4.5.2 Groupes électrogènes de secours

16 L'expérience en cours avec les groupes électrogènes est, pour le moment, peu
17 concluante. Le programme a suscité peu d'intérêt chez les propriétaires de
18 groupes électrogènes et sa contribution n'est pas suffisante pour apparaître au
19 bilan de puissance. En fonction de l'évolution de l'intérêt que suscite ce
20 programme, et de la quantité de puissance que le Distributeur peut mobiliser,
21 l'avenir de ce moyen ou ses modalités d'application pourront être réexaminés.

4.5.3 Abaissement de tension

1 Depuis le dépôt du dernier plan d’approvisionnement, une première série
2 d’essais ont permis de poser un diagnostic sur l’état des abaisseurs de tension
3 installés dans les postes du Transporteur. Des initiatives ont été mises en place
4 conjointement par le Distributeur et le Transporteur afin d’apporter certains
5 correctifs aux abaisseurs existants et pour ajouter de nouveaux abaisseurs. Les
6 essais effectués lors des hivers 2005-2006 et 2006-2007 ont été concluants et
7 permettent au Distributeur de considérer, dans son bilan de puissance, une
8 contribution de 250 MW provenant de l’abaissement de tension. Le mode
9 d’utilisation de ce moyen permet actuellement au Distributeur de s’assurer une
10 persistance sur une durée d’environ 2 heures. Des tests et suivis conjoints du
11 Distributeur et du Transporteur seront menés afin d’augmenter la persistance de
12 ce moyen.

4.5.4 Partage de réserve et contribution des marchés de court terme en puissance

13 Au-delà des transactions de long terme et des programmes faisant appel à la
14 participation de la clientèle, comme l’électricité interruptible et les groupes
15 électrogènes de secours, le Distributeur peut acheter de la puissance sur les
16 marchés de court terme. Certains fournisseurs de ce type de service sont situés
17 au Québec (Hydro-Québec Production ou Énergie Brookfield), tandis que
18 d’autres fournisseurs potentiels sont situés à l’extérieur du Québec.

19 Sur la base de la marge de manœuvre que possèdent les zones de contrôle
20 voisines lors des mois d’hiver, il est possible de compter sur une partie de la
21 puissance installée à l’extérieur du Québec en cas de besoin.

22 À des fins de planification, le Distributeur retient une contribution du partage de
23 réserve de 500 MW. Cette évaluation peut être considérée comme prudente,
24 puisque le Distributeur peut également compter sur la puissance installée au

- 1 Québec et qui n'est pas liée par un engagement contractuel. Une justification
- 2 plus étayée de ce potentiel est présentée à l'annexe 4D.

5 APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS ET STRATÉGIE

5.1 Évaluation des approvisionnements additionnels requis

1 Les bilans présentés aux sections 5.1.1 et 5.1.2 sont issus des besoins
 2 présentés aux sections 2 et 3 et des moyens actuellement engagés décrits à la
 3 section 4.

5.1.1 Bilan en énergie

4
5
6

**TABLEAU 5.1
BILAN EN ÉNERGIE
EN TWh**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Besoins visés par le plan - après Efficacité énergétique	186,2	183,8	186,7	190,2	191,5	193,8	194,9	196,3	197,7	199,8	200,8
- Volume d'électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
= Approvisionnements additionnels requis au-delà du volume d'électricité patrimoniale	7,4	5,0	7,8	11,3	12,6	15,0	16,0	17,4	18,9	21,0	22,0
- Approvisionnements non patrimoniaux	9,5	10,5	10,7	11,7	12,7	14,7	16,5	17,7	18,9	20,0	20,0
• Contrats signés :											
- Contrats Éoliens 990 MW	0,4	0,7	1,1	1,9	2,2	2,7	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
- Contrats Autres sources d'énergie	9,0	9,9	9,7	9,7	9,5	9,4	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
• Appel d'offres éolien en cours - 2000 MW	-	-	-	0,1	0,9	1,7	2,6	3,5	4,4	5,3	5,3
• Appels d'offres à venir											
- Cogénération - Biomasse (100 MW - Déc. 2011)	-	-	-	-	0,1	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
- Éolien (500 MW - Municipalités & Communautés)	-	-	-	-	0,0	0,3	0,5	0,8	1,1	1,3	1,3
= Approvisionnements additionnels requis/Surplus	(2,1)	(5,6)	(2,9)	(0,3)	(0,1)	0,2	(0,5)	(0,3)	(0,0)	0,9	2,0

7

8 Les principales observations se dégageant de l'analyse du bilan en énergie sont :

- 9 • des surplus importants sont prévus en 2008 et en 2009 ;
- 10 • à partir de 2010, le bilan est pratiquement en équilibre.

11 Par ailleurs, la comparaison avec le Plan d'approvisionnement 2005-2014 ainsi
 12 qu'avec les derniers états d'avancement, permet de constater que la provision
 13 pour la « gestion des approvisionnements en temps réel » a été retirée. Le

1 Distributeur reconnaît que, dans une situation où les besoins annuels en énergie
2 sont exactement équivalents aux moyens de long terme en place, il est difficile
3 d'équilibrer, heure après heure, les besoins de la clientèle avec les moyens
4 disponibles. Une portion des 8 760 valeurs constituant l'électricité patrimoniale
5 pourrait demeurer inutilisée, créant ainsi une réduction des moyens exploitables.

6 Toutefois, l'expérience acquise par le Distributeur indique qu'il n'apparaît pas
7 souhaitable de planifier la mise sous contrat de long terme de ressources pour
8 répondre à ce type de besoins, ces derniers étant très volatils. Par ailleurs, dans
9 le contexte d'une demande plus forte que prévue et d'une utilisation plus
10 intensive de moyens très flexibles comme les achats sur le marché horaire, les
11 quantités d'électricité patrimoniale non consommée seraient infimes et la
12 flexibilité serait apportée par les achats de court terme requis pour équilibrer le
13 bilan.

5.1.2 Bilan en puissance

1
2
3

**TABLEAU 5.2
BILAN EN PUISSANCE
EN MW**

	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	2014 - 2015	2015- 2016	2016- 2017
Besoins à la pointe visés par le plan	35 968	36 219	36 851	37 129	37 418	37 701	37 948	38 193	38 380	38 681
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 538	3 705	3 906	4 083	4 116	4 147	4 174	4 201	4 222	4 255
<i>Taux de réserve requise</i>	9,8%	10,2%	10,6%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%
- Électricité patrimoniale (incluant réserve)	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale	2 064	2 482	3 315	3 770	4 092	4 406	4 681	4 952	5 160	5 494
- Approvisionnements non patrimoniaux	2 057	2 353	2 458	2 583	2 859	3 033	3 168	3 303	3 438	3 438
• Contrats signés ⁽¹⁾⁽²⁾	1 257	1 303	1 408	1 443	1 499	1 538	1 538	1 538	1 538	1 538
• Appel d'offres éolien en cours - 2000 MW ⁽²⁾	0	0	0	90	180	285	390	495	600	600
• Appels d'offres à venir										
- Cogénération-Biomasse (100 MW - Déc. 2011)	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
- Éolien (500 MW - Municipalités & Communautés)	0	0	0	0	30	60	90	120	150	150
• Électricité interruptible ⁽³⁾	550	800	800	800	800	800	800	800	800	800
• Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
= Puissance additionnelle requise	0	130	860	1 190	1 230	1 370	1 510	1 650	1 720	2 060
• Contribution des marchés de court terme (Partage de réserve)	0	130	500	500	500	500	500	500	500	500
= Puissance additionnelle requise	0	0	360	690	730	870	1 010	1 150	1 220	1 560

(1) Incluant une puissance additionnelle de 40 MW durant les mois d'hiver pour le contrat avec TCE.
(2) Selon des hypothèses de contribution de 35% pour Éolien (990MW) et de 30% pour Éolien (2000 MW)
(3) Pour la prochaine pointe, les quantités ont été réduites pour éviter d'excéder les besoins

4

5 Les principales observations se dégageant de l'analyse du bilan en puissance
6 sont les suivantes :

- 7 • Les premiers besoins additionnels significatifs apparaissent en 2009-
8 2010 ;
- 9 • La contribution en puissance des 2 000 MW d'énergie éolienne
10 actuellement en processus d'analyse et de l'appel d'offres à venir pour
11 500 MW d'énergie éolienne additionnelle est fixée à 30 % de la puissance
12 installée. Elle pourrait provenir d'une entente d'intégration éolienne, à
13 l'image de celle en vigueur, de la contribution propre des éoliennes, ou
14 d'une combinaison des deux ;

- 1 • Malgré la contribution en puissance apportée par les services
2 d'intégration éolienne, les approvisionnements additionnels requis en
3 puissance s'élèvent à plus de 1 000 MW en 2010-2011 et à 1 500 MW en
4 2013-2014.

5 L'information détaillée sur le profil des approvisionnements additionnels requis,
6 tels que les courbes de puissance classées et les volumes mensuels, est
7 présentée à l'annexe 5A.

5.2 Stratégie envisagée à court terme

5.2.1 Besoins en énergie

8 Compte tenu des surplus anticipés en 2008 et 2009, le Distributeur a amorcé des
9 initiatives pour se départir de certaines quantités d'électricité actuellement sous
10 contrat et non requises pour répondre aux besoins de la charge au Québec.

11 Ainsi, au moment de la publication du Plan, le Distributeur a conclu une entente
12 de principe avec TransCanada Énergie (TCE) pour suspendre les livraisons de la
13 centrale de cogénération à Bécancour. La suspension des livraisons permet
14 d'atténuer les risques de marché associés à la revente et de faciliter l'écoulement
15 des quantités d'énergie toujours en excédent.

16 Cette entente est conditionnelle à son approbation par la Régie et s'applique sur
17 l'ensemble de l'année 2008. Elle permet de réduire les surplus du Distributeur de
18 4,3 TWh, et de limiter les reventes anticipées en 2008 à 1,3 TWh.

19 Les activités de revente pourront faire appel à différents moyens, soit :

- 20 • les appels d'offres auprès des contreparties ayant une convention de
21 transactions avec Hydro-Québec Distribution ;
- 22 • les ententes de gré à gré avec ces dernières.

1 En dernier recours, le Distributeur peut également se prévaloir de l’option de ne
2 pas programmer le contrat cyclable signé avec Hydro-Québec Production ou de
3 revendre les quantités restantes sur des bourses d’électricité situées dans les
4 zones de contrôle voisines.

5 Pour l’année 2009, le Distributeur analysera la situation en fonction des
6 paramètres de marché qui prévaudront. Il pourra reconduire l’entente conclue
7 avec TCE ou procéder à la revente des quantités en excédent sur les marchés
8 de court terme.

9 Dans tous les cas, la priorité parmi l’ensemble des moyens à la disposition du
10 Distributeur sera accordée aux actions les plus susceptibles de réduire le coût
11 total annuel des approvisionnements.

5.2.2 Besoins en puissance

12 L’alimentation des nouveaux besoins en puissance à court terme s’appuie
13 essentiellement sur l’utilisation de l’électricité interruptible et des achats de
14 puissance sur les marchés de court terme.

15 La contribution des marchés de court terme, à des fins de planification des
16 moyens requis, est de 500 MW. Cette contribution est essentiellement liée au
17 partage de réserve et proviendrait principalement du marché de New York.

18 Conformément aux pratiques déjà annoncées, le Distributeur se garantit l’accès
19 à ces ressources en achetant des produits de puissance garantie sur les
20 marchés de court terme. Ainsi, les achats de puissance requis sont réévalués à
21 chacune des années, en fonction du bilan en puissance prévu pour la pointe à
22 venir. Par ailleurs, il est important que le Distributeur maintienne une garantie
23 d’accès au réseau de New York, le seul qui a mis en place un marché
24 concurrentiel pour ce type de service et avec lequel la capacité d’interconnexion
25 est actuellement maintenue en période de pointe. Ainsi, Hydro-Québec
26 Distribution a désigné auprès d’Hydro-Québec TransÉnergie une capacité de

1 500 MW en importation sur l'interconnexion de New York, en tant que ressource
2 requise pour alimenter la charge locale, de manière à ce que cette capacité
3 d'importation demeure disponible à long terme pour les approvisionnements à la
4 pointe du réseau.

5.3 Stratégie envisagée à long terme

5.3.1 Besoins en énergie

5 Après avoir lancé les appels d'offres découlant des blocs d'énergie déterminés
6 par règlement du Gouvernement, le bilan en énergie sera en équilibre et aucun
7 nouvel appel d'offres ne sera nécessaire sur l'horizon de planification.

5.3.2 Besoins en puissance

8 Les moyens actuellement déployés pour répondre aux besoins en puissance
9 pour la fine pointe sont généralement utilisés un faible nombre d'heures par
10 année. C'est notamment le cas de l'électricité interruptible et de l'abaissement de
11 tension. Toutefois, pour satisfaire des besoins de 1 000 à 1 500 MW supérieurs à
12 ceux de la pointe 2007-2008, il est nécessaire de disposer de moyens dont
13 l'utilisation peut s'étendre sur un grand nombre d'heures et capables de produire
14 de grandes quantités d'énergie pendant les mois d'hiver. Il est donc important
15 que les prochains approvisionnements en puissance comportent peu de
16 restrictions quant au nombre d'heures d'utilisation.

17 Pour rétablir l'équilibre en puissance à long terme, le Distributeur entend
18 entreprendre une série d'actions dont l'ordre de priorité est établie de la façon
19 suivante :

1. Augmenter le recours aux moyens actuellement utilisés

20 Le Distributeur entend d'abord explorer la possibilité d'augmenter la
21 contribution des deux moyens actuellement privilégiés, soit l'électricité
22 interruptible et le potentiel d'achats sur les marchés de court terme.
23

1 Année après année, le programme d'**électricité interruptible** suscite un
2 intérêt important chez la clientèle visée. Les quantités d'électricité
3 interruptible proposées au Distributeur oscillent autour de 800 MW.
4 Chaque année, une portion des clients abandonnent le programme et
5 d'autres y adhèrent. Le Distributeur conclut que les moyens techniques
6 d'interruption sont en place dans l'industrie et qu'il serait possible, au
7 besoin, d'augmenter la contribution de ce type de programme. La
8 possibilité de compter sur 1 000 MW – soit 200 MW de plus
9 qu'actuellement – sera explorée.

10 Le potentiel d'achat de puissance garantie sur les **marchés de court**
11 **terme**, inscrit au bilan, est conservateur (voir explications à l'annexe 4D).
12 Cette appréciation s'appuie sur l'expérience antérieure du Distributeur,
13 notamment lorsqu'un total de 1 259 MW de puissance a été acheté en
14 janvier 2006. Toutefois, le Distributeur doit faire preuve de prudence dans
15 l'évaluation de la contribution potentielle de ce type de moyen, pour les
16 raisons suivantes :

- 17 - il apparaît peu prudent de dépendre trop fortement des zones de
18 contrôle à l'extérieur du Québec, surtout dans la situation où une seule
19 ou deux interconnexions donnent accès à des marchés où ce type de
20 produit est transigé sur une base commerciale ;
- 21 - même si la nouvelle interconnexion avec l'Ontario donnera accès à un
22 marché additionnel, le bilan en puissance et les objectifs du Ontario
23 Power Authority laissent toutefois peu de marge de manœuvre afin
24 qu'une portion de la puissance installée, dans ce marché, puisse
25 contribuer à satisfaire les besoins du Québec.

26 **2. Explorer les options de gestion de la consommation**

27 Il s'agit de définir les potentiels disponibles en gestion de consommation,
28 incluant notamment, le coût des moyens disponibles, les effets de reprise

1 en charge s'il y a lieu, ainsi que la pénétration potentielle de chaque
2 mesure.

3 Selon des évaluations préliminaires, le principal potentiel serait relié à
4 l'installation d'accumulateurs thermiques chez les clients du secteur
5 commercial et institutionnel. Les premières évaluations indiquent que le
6 potentiel théorique s'élève à environ 200 MW. Toutefois, des analyses
7 plus poussées devront être menées dans les prochains mois afin
8 d'évaluer la portion exploitable commercialement dans un horizon de 3 à
9 5 ans et d'estimer l'impact de cette mesure sur le bilan de puissance du
10 Distributeur.

11 **3. Lancer un appel d'offres**

12 Lorsque le Distributeur aura évalué la contribution des moyens énumérés
13 précédemment et qu'il aura conforté sa prévision des besoins en
14 puissance découlant de la dernière prévision de la demande, il amorcera
15 les démarches visant à lancer un appel d'offres, pour des livraisons lors
16 des heures où la consommation québécoise est la plus forte. L'information
17 disponible indique actuellement que le facteur d'utilisation des moyens
18 recherchés pourrait être élevé. Compte tenu de l'ampleur des besoins et
19 de l'information actuellement disponible, un tel appel d'offres apparaît
20 donc inévitable.

21 Les démarches précédant le lancement de l'appel d'offres débiteront par
22 la caractérisation des besoins résiduels à combler. Ainsi, après que cet
23 exercice ait été réalisé, les activités suivantes pourront avoir lieu :

- 24 - définition précise du produit recherché, en termes de facteur
25 d'utilisation mensuel, période de l'année où le produit doit être
26 disponible, date de début des livraisons, durée de contrats, etc. ;

- 1 - développement d'une liste de critères appropriés au produit recherché
2 et soumission d'une grille des critères d'analyse des propositions à la
3 Régie, pour approbation.

5.3.3 Conduite des appels d'offres de long terme

4 Dans sa décision sur le Plan d'approvisionnement 2005-2014¹⁵, la Régie
5 demandait au Distributeur de déposer ses critères de sélection des offres ainsi
6 que sa méthode de calcul des coûts de transport. Pour l'instant, le
7 développement de critères de sélection est un exercice prématuré qui a tout
8 avantage à être réalisé au moment opportun, lors du lancement de chacun des
9 appels d'offres. D'une part, il n'est pas envisagé de lancer un appel d'offres à
10 long terme pour des besoins en énergie et ouvert à toutes les sources
11 d'approvisionnement (voir à la section 5.3.1). Par ailleurs, lorsque le législateur
12 définit par règlement des blocs d'énergie ainsi que des préoccupations
13 environnementales et sociales, une grille d'analyse et des critères de sélection
14 appropriés aux circonstances doivent être développés.

15 D'autre part, le Distributeur devra lancer un appel d'offres pour de nouveaux
16 approvisionnements en puissance. La nature particulière des besoins mériterait
17 qu'une grille d'analyse appropriée soit développée. Il semble prématuré de
18 procéder actuellement à un tel développement, du moins avant d'avoir exploré le
19 potentiel additionnel des moyens actuellement privilégiés par le Distributeur et
20 défini un profil exact des besoins résiduels à satisfaire.

21 Par ailleurs, la présentation de la méthode d'évaluation des coûts de transport
22 demeure pertinente, puisqu'une telle méthode s'appliquerait autant pour un appel
23 d'offres faisant suite à l'adoption d'un règlement sur la détermination d'un bloc
24 d'énergie que pour un appel d'offres visant l'achat de puissance.

¹⁵ Décision D-2005-178

1 De surcroît, la Régie avait demandé au Distributeur (voir D-2005-178,
2 pages 30 et 31) d'examiner « l'application de la méthodologie d'évaluation du
3 coût de raccordement de nouvelles centrales de faible capacité ». Depuis le
4 dépôt du Plan d'approvisionnement 2005-2014, le Distributeur a examiné les
5 problèmes d'intégration des petites centrales et a adopté de nouveaux
6 encadrements s'appliquant aux centrales raccordées au réseau de distribution.
7 L'ensemble des analyses relatives aux coûts de transport sont présentées à
8 l'annexe 5C.

5.4 Pratiques du Distributeur en matière d'approvisionnement de court terme

9 À la lumière de l'expérience des premières années de gestion opérationnelle, le
10 Distributeur considère qu'une gestion efficace de ses approvisionnements passe
11 par une contribution des marchés de court terme. Afin de parfaire ses pratiques
12 d'approvisionnement, le Distributeur entreprendra les actions suivantes :

- 13 • il tentera d'augmenter le nombre de contreparties avec lesquelles il
14 transige sur les marchés de court terme ;
- 15 • il rendra ses pratiques en matière de conduite d'appels d'offres plus en
16 ligne avec les pratiques courantes de l'industrie ;
- 17 • il améliorera la performance de la prévision des besoins pour l'horizon
18 couvrant l'année courante.

19 Par ailleurs, la conjoncture actuelle requiert que le Distributeur porte une
20 attention particulière aux problématiques de revente des surplus.

21 Le Distributeur est soucieux de maximiser la valeur des quantités d'électricité qui
22 se retrouvent en surplus dans son bilan énergétique. Il doit offrir des produits
23 susceptibles d'intéresser le plus de contreparties possible. Ainsi, Hydro-Québec
24 TransÉnergie a introduit un nouveau point de livraison situé à l'intérieur de son

1 réseau. Dans le même esprit, Hydro-Québec Distribution offre aux contreparties
2 qui achètent l'énergie vendue par le Distributeur, la possibilité de rediriger les
3 livraisons vers un autre point que celui prévu dans la transaction initiale, à la
4 condition que le nouveau point soit situé à l'intérieur ou à la frontière du réseau
5 d'Hydro-Québec TransÉnergie.

5.4.1 Redéfinition de la notion de court terme

6 La Régie a demandé au Distributeur de revoir la définition de court terme¹⁶.

7 Conformément aux remarques de la Régie, les transactions sous dispense
8 effectuées par le Distributeur ont comporté une durée bien en deçà de la durée
9 maximale autorisée lorsqu'une telle procédure est appliquée, soit moins de trois
10 mois. Ce constat de la Régie correspond toutefois aux besoins du Distributeur
11 tels qu'ils se sont manifestés récemment, mais cette situation pourrait évoluer.
12 Ces circonstances amènent donc le Distributeur à demander de conserver les
13 termes actuels pour définir le domaine d'application de la dispense d'appel
14 d'offres. Les approvisionnements effectués sous dispense continueront d'ailleurs
15 à correspondre aux produits standards habituellement transigés sur les marchés
16 de court terme, dont la liste est présentée à l'annexe 5B.

17 Par ailleurs, les appels d'offres de court terme pour des transactions de plus de
18 trois mois, tels qu'encadrés par la procédure actuellement en vigueur, constituent
19 un moyen qui se démarque sur certains aspects des pratiques de l'industrie. Afin
20 de susciter davantage d'intérêt de la part des contreparties, le Distributeur
21 tentera d'alléger ses pratiques tout en respectant la procédure en place,
22 notamment en raccourcissant les délais entre le lancement d'un appel d'offres et
23 l'octroi des quantités par contrat.

¹⁶ Voir D-2007-44, pages 7 à 9

5.4.2 Plateforme électronique de transactions du Distributeur

1 Dans le cadre de la cause R-3629-2007, un intervenant a réitéré sa demande
2 pour que soit mise en place une plateforme électronique pour les achats de court
3 terme du Distributeur. Cette plateforme serait utilisée pour tous les achats de
4 court terme du Distributeur, incluant les achats DAM et HAM. Ses principales
5 caractéristiques seraient les suivantes :

- 6 • affichage des besoins du Distributeur 36 heures à l'avance ;
- 7 • affichage du prix plafond que le Distributeur est prêt à payer ;
- 8 • point de livraison HQT ;
- 9 • allocation des contrats dans les 15 minutes.

10 Les caractéristiques de la plateforme électronique, telles que proposées,
11 présentent des lacunes importantes.

12 D'une part, lorsque le Distributeur acquiert des quantités sur les marchés de
13 New-York ou de la Nouvelle-Angleterre, il participe lui-même à une plateforme de
14 transaction. La mise en place d'une autre plateforme créerait un dédoublement
15 qui n'apporterait aucune valeur ajoutée. En plus, les plateformes de la nature de
16 celles en place à New York ou en Nouvelle-Angleterre diffèrent du modèle
17 proposé récemment à la Régie. Chaque participant doit fournir de l'information
18 sur ce qu'il est disposé à offrir et à quelles conditions et aucune autre
19 contrepartie n'y a accès. Aucun offreur ou demandeur n'est tenu de diffuser
20 publiquement sa stratégie de mise en marché ou d'approvisionnement.

21 D'autre part, les besoins d'achat du Distributeur résultent d'un agencement
22 inter-annuel des 8760 valeurs horaires associées à l'électricité patrimoniale.
23 Ainsi, le Distributeur n'a pas intérêt à se lier les mains et à s'en remettre aux
24 résultats d'un encan électronique dont la profondeur peut être plus ou moins
25 limitée. Actuellement, selon les prix obtenus auprès de quelques contreparties, le

1 Distributeur pourrait plutôt choisir d'accroître ou de réduire le recours à
2 l'électricité patrimoniale durant la période visée.

3 Le Distributeur tient toutefois à souligner que, selon les règles actuelles, rien
4 n'empêche les contreparties qui disposent d'une convention de transactions avec
5 Hydro-Québec Distribution d'offrir, sans avoir été sollicitées, des quantités
6 d'électricité à tout moment. Le Distributeur tiendra compte de ces offres
7 spontanées parmi les options d'approvisionnement qui se présentent à lui. Avant
8 d'accepter ces offres, il effectuera par contre des vérifications auprès de
9 quelques autres contreparties inscrites.

10 En conclusion, la mise en place d'une plateforme électronique de transactions,
11 ne présente aucun intérêt pour les achats sous la dispense, compte tenu du
12 contexte particulier du Québec et parce que celle-ci n'est pas de nature à
13 favoriser des prix plus bas pour le bénéfice des consommateurs.

6 INTÉGRATION DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

1 L'intégration de 4 000 MW de production éolienne au réseau d'Hydro-Québec à
2 l'horizon 2015 constitue un défi de taille qu'Hydro-Québec entend relever avec
3 succès. Le développement complémentaire de l'hydroélectricité et de l'éolien
4 constitue d'ailleurs l'une des trois orientations identifiées dans le Plan stratégique
5 2006-2010 d'Hydro-Québec. De cette orientation d'entreprise découle des
6 orientations et stratégies spécifiques attribuées à chacune des divisions Hydro-
7 Québec Distribution, Hydro-Québec Production et Hydro-Québec TransÉnergie.

8 Hydro-Québec a amorcé une réflexion en vue d'intégrer, le plus efficacement
9 possible, l'énergie éolienne à son réseau. Un comité regroupant Hydro-Québec
10 Distribution, Hydro-Québec Production, Hydro-Québec TransÉnergie ainsi que
11 l'Institut de recherche en électricité du Québec (IREQ) a été mis sur pied (ci-
12 après le Comité). Son mandat consiste à identifier les différents enjeux associés
13 à l'intégration de l'énergie éolienne et à coordonner les différentes activités visant
14 à minimiser leurs impacts.

15 Les enjeux de l'intégration de la production éolienne découlent de ses
16 fluctuations importantes et partiellement imprévisibles. Il s'agit là d'un aléa qui
17 s'ajoute aux aléas de demande, d'apports hydrauliques et de pannes
18 d'équipements auxquels le réseau doit déjà faire face.

19 Les enjeux identifiés par le Comité portent sur les impacts de la variabilité de la
20 production éolienne sur :

- 21 • le comportement électrique du réseau ;
- 22 • la quantité de réserves d'exploitation et de provisions pour aléas ;
- 23 • l'utilisation des équipements de production assurant l'équilibrage de
24 l'éolien ;

- 1 • la contribution de la ressource éolienne à la fiabilité en puissance des
2 approvisionnements.

3 Par ailleurs, le Comité a pris acte des demandes de la Régie contenues dans sa
4 décision sur l'approbation de l'Entente d'intégration éolienne¹⁷ entre Hydro-
5 Québec Production et Hydro-Québec Distribution (ci-après l'Entente
6 d'intégration). La Régie demandait alors d'entreprendre une étude de balisage
7 sur l'équilibrage éolien et de réaliser des études sur la contribution en puissance
8 des parcs éoliens. Elle souhaite donc que le Distributeur réexamine la pertinence
9 de ce type d'entente.

10 Afin de démarrer ses travaux, le Comité a mandaté l'IREQ pour réaliser une
11 étude de balisage sur les enjeux de l'intégration d'importantes quantités de
12 production éolienne dans les réseaux. Cette étude vise à connaître les méthodes
13 d'évaluation des impacts de l'intégration de la production éolienne, ainsi que les
14 mécanismes d'équilibrage mis en place ailleurs dans le monde.

15 Dans le cadre de cette étude de balisage, des revues de la littérature sont en
16 cours et le personnel clé a participé aux congrès, colloques et groupes de travail
17 pertinents. Des séminaires avec des experts reconnus ont aussi été organisés.
18 L'annexe 6C présente une bibliographie d'articles pertinents reliés à l'intégration
19 de la production éolienne.

20 Bien que l'exercice de balisage ne soit pas terminé, certaines conclusions
21 peuvent être avancées. La section suivante fait état des principales constatations
22 du balisage pour chacun des enjeux, ainsi que les travaux qui ont été ou seront
23 réalisés à Hydro-Québec. La section 6.2 présente une mise au point sur l'Entente
24 d'intégration ainsi qu'un programme de travail visant à évaluer l'intérêt à long
25 terme du Distributeur pour de telles ententes. Les résultats des études pourront

¹⁷ Décision D-2006-27

1 ultérieurement être utilisés pour définir les modalités des ententes futures, s'il y a
2 lieu.

6.1 Résultats préliminaires de l'étude de balisage

3 Le balisage a confirmé le caractère exhaustif des enjeux identifiés par le Comité.
4 Ces enjeux couvrent la totalité des problèmes auxquels les différents réseaux
5 ailleurs dans le monde ont dû faire face pour intégrer une quantité significative de
6 production éolienne. Chacun des quatre enjeux identifiés est d'ailleurs décrit en
7 annexe 6A. La description contient un aperçu des premiers constats du balisage
8 ainsi que des travaux entrepris par le Comité afin d'évaluer les coûts d'intégration
9 et les pratiques optimales à adopter pour intégrer la production éolienne le plus
10 efficacement possible. Les principaux constats sont les suivants :

- 11 • La quantité de réserve d'exploitation requise augmente en fonction de la
12 quantité de production éolienne intégrée au réseau. Cette relation est
13 observée même pour de faibles quantités de production éolienne intégrée
14 et dans des réseaux interconnectés ;
- 15 • La dispersion géographique des parcs éoliens tend à réduire les
16 fluctuations de production éolienne, donc l'impact sur les réserves
17 additionnelles requises ;
- 18 • Les coûts associés aux besoins additionnels de réserves et de provisions
19 pour aléas sont très variables, puisqu'ils dépendent des équipements de
20 production qui assurent l'équilibrage et de la contribution des
21 interconnexions avec les réseaux voisins ;
- 22 • Les équipements de production hydrauliques ou thermiques prenant en
23 charge l'équilibrage subissent des pertes d'efficacité dues à l'imprécision
24 de la prévision de la production éolienne ;

- 1 • Le principal outil pour atténuer l'impact de l'intégration de l'énergie
2 éolienne sur l'exploitation d'un réseau est la disponibilité d'une prévision
3 de production éolienne précise ;
- 4 • Aucune étude réalisée sur la contribution en puissance ne prend en
5 considération la coïncidence entre la pointe de la demande sur le réseau
6 et les basses températures (sous les -30°C) forçant les arrêts de
7 production éolienne.

8 Le balisage a également mis en relief que la quantification des impacts de
9 l'intégration éolienne demande le développement d'une connaissance
10 approfondie de la ressource éolienne, qui doit s'appuyer sur des données fiables,
11 détaillées et portant sur une période suffisamment longue afin de capter une
12 diversité d'événements climatiques affectant la production. Ces données doivent
13 permettre l'évaluation des variations de la production éolienne (multi-annuelles,
14 saisonnnières, mensuelles et intra-journalières ainsi que sur des périodes allant
15 de 10 minutes à 24 heures) et de la concomitance entre les vents et le profil de la
16 consommation d'électricité. Elles sont utiles aux analyses portant sur chacun des
17 enjeux identifiés.

18 Pour l'instant, peu de données de production mesurées aux parcs éoliens sont
19 disponibles. À la fin du mois d'octobre 2007, un seul parc éolien sous contrat
20 avec le Distributeur était en service. Hydro-Québec Distribution a mis en place un
21 système informatique d'acquisition et d'archivage des données des parcs éoliens
22 pour permettre la constitution d'un historique de données mesurées fiable et
23 complet. Ce système est en exploitation depuis la mise en service du parc de
24 Baie-des-Sables. Cependant, puisqu'un seul parc éolien est actuellement en
25 service, les données accumulées et disponibles pour réaliser les études ne
26 permettent pas une bonne appréciation des effets de diversité des sites de
27 production.

1 Plusieurs travaux sont et seront menés pour estimer une chronique horaire de la
2 production des parcs éoliens sur une période suffisamment longue pour capter
3 l'impact de la diversité d'événements météorologiques. Cette chronique doit
4 prendre en compte les effets de la géographie et de la climatologie locale,
5 comme ceux entraînant les brises de mer et de terre, les changements locaux
6 dans la direction des vents, la formation de givre ou de verglas, aussi bien que
7 des effets découlant des passages de fronts sur quelques heures ou de la
8 dispersion géographique des parcs sur le territoire. A cet effet, Hydro-Québec
9 Distribution a mandaté la firme Hélimax pour raffiner et prolonger ses estimations
10 d'une chronique de production pour les parcs éoliens du premier appel d'offres. Il
11 existe maintenant des séries de 36 ans (de 1971 à 2006) de production éolienne
12 horaire, coïncidentes avec l'historique météorologique. Ces données constituent,
13 pour l'instant, l'information de base qui servira à évaluer les impacts relatifs à
14 l'intégration des parcs éoliens du premier appel d'offres. La période de 36 ans
15 couverte par la chronique correspond également à celle utilisée pour établir la
16 normale et l'aléa climatique de la prévision de la demande.

6.2 Entente d'intégration éolienne

17 Ailleurs dans le monde, il existe peu d'ententes d'intégration ou d'équilibrage du
18 type de celle convenue entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec
19 Production; le « standard offer » de BPA, qui est le seul exemple répertorié, a été
20 peu utilisé.

21 Dans une majorité de réseaux, le marché joue un rôle prépondérant dans les
22 échanges d'énergie. Afin d'appuyer le développement de l'énergie renouvelable
23 et diminuer la production d'énergie fossile, les producteurs éoliens se voient
24 accorder la possibilité de vendre toute leur production, sans engagement ferme
25 préalable sur les quantités livrées, tout en leur permettant d'encaisser 100 % du
26 prix du marché. Le gestionnaire du réseau électrique ("ISO") gère la variabilité de

1 la production éolienne de pair avec la gestion des autres aléas. Il n'y a donc pas
2 de distinction entre les coûts d'équilibrage éoliens et les coûts assumés pour
3 assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Ces coûts sont payés
4 par tous les utilisateurs d'un réseau selon des tarifs et des conditions qui leur
5 sont propres.

6 Le Québec ne disposant pas de marché, l'Entente d'intégration vient délimiter les
7 responsabilités de chaque acteur. Toutefois, quel que soit le modèle d'intégration
8 de l'énergie éolienne (qu'il fasse appel au marché ou qu'il fasse l'objet d'une
9 entente bilatérale d'intégration), les coûts réels d'intégration de la production
10 éolienne sont reliés aux enjeux identifiés lors de l'exercice de balisage : l'impact
11 sur le comportement électrique du réseau; l'impact sur la quantité de réserves
12 d'exploitation et de provisions pour aléas ainsi que sur l'utilisation des
13 équipements de production assurant l'équilibrage éolien; et finalement la
14 contribution de la ressource éolienne à la fiabilité des approvisionnements en
15 puissance.

16 À la lumière de l'exercice de balisage, il appert que l'Entente d'intégration couvre
17 tous les enjeux reliés à l'intégration de la production éolienne, mis à part l'impact
18 sur le comportement électrique du réseau qui est pris en charge par les
19 exigences techniques de raccordement au réseau et par les ententes entre
20 Hydro-Québec TransÉnergie et les fournisseurs d'énergie éolienne. Il faut
21 d'ailleurs noter que la majorité des études portant sur les coûts d'équilibrage ne
22 couvrent que l'impact sur les quantités requises de réserves d'exploitation et de
23 provisions pour aléas ainsi que les impacts sur l'utilisation des équipements de
24 production assurant l'équilibrage.

25 Ainsi, l'exercice de balisage a mis en évidence les services requis pour intégrer
26 la production éolienne. Le Distributeur devrait donc se procurer ces services s'il
27 n'y avait pas d'Entente d'intégration. En effet, les quantités de réserves prévues
28 à l'entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour

1 assurer la sécurité et la fiabilité de l’approvisionnement patrimonial¹⁸ servent à
2 assurer la sécurité et la fiabilité de cet approvisionnement et le coût de tout
3 accroissement de ces quantités devra donc être supporté par Hydro-Québec
4 Distribution. De plus, les fluctuations imprévues de la production éolienne sont
5 compensées par des variations équivalentes de production hydraulique causant
6 des pertes de rendement ou autres que le fournisseur de service facturerait au
7 Distributeur. Finalement, le Distributeur devrait acheter la quantité de puissance
8 garantie requise pour combler l'écart entre la contribution en puissance des parcs
9 éoliens et la quantité de puissance garantie par l'entente d'intégration éolienne.
10 Ainsi, le Distributeur devrait assumer ces coûts puisqu'ils ne font pas partie des
11 services complémentaires associés à l'électricité patrimoniale.

12 Le Distributeur dispose donc pour l'instant d'une entente couvrant tous les
13 impacts de l'intégration de quantités importantes de production éolienne sur le
14 réseau. Les enjeux répertoriés constituent aussi les aspects à quantifier afin
15 d'évaluer l'intérêt du Distributeur pour une entente d'intégration éolienne du type
16 de celle en vigueur avec Hydro-Québec Production.

17 Ainsi les travaux requis pour positionner clairement le Distributeur face aux
18 ententes d'intégration éoliennes sont les suivants :

- 19 • terminer l'exercice de balisage ;
- 20 • évaluer les réserves d'exploitation et les provisions pour aléas requises ;
- 21 • évaluer la contribution en puissance des parcs éoliens.

22 Ces études seront déposées à la Régie en même temps que les états
23 d'avancement du plan, au fur et à mesure qu'elles seront complétées. Elles
24 pourront, lorsque l'information sera disponible, inclure l'impact des parcs éoliens
25 de l'appel d'offres pour 2 000 MW d'énergie éolienne additionnelle.

¹⁸ Voir annexe 4A

7 GESTION DES RISQUES

1 La question de la gestion des risques est circonscrit aux paramètres dont
2 l'évolution échappe au contrôle d'Hydro-Québec Distribution.

7.1 Principaux risques

3 Les principaux risques spécifiques aux activités d'approvisionnement d'Hydro-
4 Québec Distribution se résument aux cinq catégories suivantes :

- 5 • Incertitude quant aux quantités requises et livrées ;
- 6 • Fluctuation des prix de l'électricité ;
- 7 • Défaut d'une contrepartie ou risque de crédit ;
- 8 • Risques opérationnels ;
- 9 • Risque de devise.

7.1.1 Incertitude quant aux quantités requises et livrées

10 La planification des approvisionnements comporte des incertitudes reliées à la
11 demande – principalement des aléas climatiques et des aléas de croissance de
12 la consommation – ainsi qu'à l'offre, qui peut s'avérer restreinte (peu de
13 contreparties) ou insuffisante par rapport aux quantités requises. Par exemple,
14 certaines soumissions pourraient être non-conformes par rapport aux exigences
15 en matière de garantie ou de point de livraison. Par ailleurs, après l'octroi du
16 contrat, il existe un risque de défaut de livraison (non respect des dates,
17 quantités inférieures...).

18 La gestion des risques liés aux écarts de quantité est détaillée à la section 5.

7.1.2 Fluctuation des prix de l'électricité

1 Les prix de l'électricité dans les marchés du Nord-Est des États-Unis se
2 caractérisent par une très forte volatilité. Toutefois, la majeure partie des
3 approvisionnements du Distributeur provient de l'électricité patrimoniale (95% du
4 total en 2008). Il s'agit d'une source d'approvisionnement dont le coût est faible
5 et indépendant des fluctuations de prix de marché.

6 Des appels d'offres permettent de combler les besoins excédant l'électricité
7 patrimoniale. Ces appels d'offres peuvent porter sur des contrats
8 d'approvisionnement à court ou long terme.

9 La majorité des contrats d'approvisionnement de court terme sont à prix fixes.
10 Les prix de ces contrats reflètent les conditions de marché qui prévalent au
11 moment de leur signature. Au fur et à mesure de l'octroi des contrats pour
12 l'approvisionnement de court terme, l'exposition aux risques de fluctuations des
13 prix en cours d'année est atténuée.

14 Par ailleurs, les prix des contrats de long terme sont ajustés en fonction de
15 différents indices tels l'indice des prix à la consommation (IPC) ou le prix du gaz
16 naturel. Un contrat indexé au prix du gaz naturel est sujet à des fluctuations,
17 puisque le prix de cette commodité est volatil et corrélé au prix de l'électricité.
18 Une portion importante du prix du contrat de long terme avec TCE est ainsi
19 indexée. La quantité d'énergie concernée par cette entente est faible par rapport
20 à l'ensemble des approvisionnements (2 % en 2008).

21 Une approche possible en matière de gestion active des risques reliés aux
22 fluctuations de prix des commodités consisterait à utiliser des dérivés financiers
23 (par exemple des contrats à terme se rapportant à l'électricité ou au gaz naturel)
24 pour fixer d'avance le coût d'approvisionnement et, ainsi, éliminer le risque
25 associé aux fluctuations de prix. Toutefois, le Distributeur dispose d'un compte
26 de frais reportés afin d'absorber les fluctuations de coût des approvisionnements.

1 Par ailleurs, le délai entre la planification d'un appel d'offres de long terme et la
2 livraison effective de l'électricité afférente à cet appel d'offres constitue un risque,
3 car il rend incertaines les prévisions du coût des approvisionnements. En
4 pratique, la réduction des délais constitue la seule couverture
5 efficace.

7.1.3 Défaut d'une contrepartie

6 Dans le contexte d'approvisionnement du Distributeur, le risque relatif au défaut
7 d'une contrepartie à l'égard du non respect de ses engagements contractuels
8 correspond à l'écart entre le prix contractuel de l'électricité et sa valeur
9 marchande de remplacement.

10 Afin de contrôler les risques de crédit, les transactions physiques d'électricité à
11 court terme réalisées par Hydro-Québec Distribution sont régies par des ententes
12 cadres EEI (Edison Electric Institute). Le contrat EEI constitue un standard
13 accepté par l'ensemble des contreparties énergétiques. Il contient notamment
14 des clauses permettant à Hydro-Québec Distribution de se protéger en cas de
15 défaut (ex. manquement à une obligation de livraison, insolvabilité...).

16 Contrairement aux ententes à court terme, les transactions à long terme sont
17 négociées conformément au cadre établi par l'appel d'offres et approuvé par la
18 Régie. Par exemple, les montants de garantie (cautionnement ou lettres de
19 crédit) sont spécifiés dans la documentation relative aux appels d'offres.

20 Le niveau de risque, la capacité financière et les cotes de crédit d'une
21 contrepartie déterminent une limite maximale du risque de crédit que le
22 Distributeur pourrait supporter à l'égard de cette contrepartie. Le montant de
23 limite de risque effectivement accordé, égal ou inférieur à la limite maximale, est
24 déterminé en fonction des besoins du Distributeur et de son anticipation du
25 volume de transactions avec cette contrepartie.

1 Les limites maximales de crédit autorisées par catégories de contreparties en
2 fonction du risque qu'elles représentent figurent à l'annexe 7A.

7.1.4 Risques opérationnels

3 Hydro-Québec Distribution a adopté diverses mesures afin de se prémunir contre
4 les risques opérationnels, notamment en matière de sécurité et de confidentialité.
5 Des pratiques ont été mises en place pour assurer l'application du code d'éthique
6 du Distributeur, notamment par la formation continue des employés sur le sujet.
7 Par ailleurs, des contrôles ont été mis en place afin d'assurer que la sélection
8 des fournisseurs, les outils et procédures en place aux fins de la gestion des
9 approvisionnements respectent les encadrements en vigueur.

7.1.5 Risque de devise

10 Une part significative des transactions d'approvisionnement (la totalité pour les
11 contrats de court terme) est réalisée en dollars US. À des fins de gestion du
12 risque de devise, Hydro-Québec Distribution a signé une entente avec la
13 Trésorerie d'Hydro-Québec. En vertu de cette entente, des opérations de
14 couverture des risques de change sont effectuées pour des transactions
15 impliquant des déboursés certains. Ainsi, une transaction de couverture est
16 réalisée lors de l'octroi d'un contrat de base (déboursés certains car quantité
17 déterminée d'avance). En ce qui concerne les contrats flexibles, la transaction de
18 couverture est réalisée lors de la facturation lorsque les quantités sont connues.
19 Cette approche a été mise en place conformément à la décision de la Régie D-
20 2005-34 et vise à protéger le coût d'approvisionnement du Distributeur contre les
21 fluctuations ultérieures du taux de change.

7.2 Implication du Groupe Finances – Hydro-Québec

22 L'activité d'approvisionnement en énergie du Distributeur comporte des risques
23 de crédit et de marché. À cet égard, l'évaluation des risques de marché et de

1 crédit par du personnel indépendant de ceux directement responsables de
2 l'activité commerciale constitue une pratique saine et prudente.

3 Le Distributeur avait le choix de réaliser lui-même cette activité ou de la confier à
4 un autre groupe, pourvu que les exigences en matière de séparation
5 fonctionnelle entre les divisions d'Hydro-Québec soient respectées. Puisque le
6 Groupe Finances d'Hydro-Québec détient déjà l'expertise en évaluation des
7 risques de marché et de crédit à travers son équipe de spécialistes, le mandat lui
8 a été confié.

9 Cette approche a permis au Distributeur de bénéficier d'une expertise et de
10 systèmes d'information existants. Elle a également permis de limiter les
11 ressources requises (inférieures à quatre personnes-année) ainsi que le délai
12 d'implantation. De plus, elle assure une reddition de compte indépendante.

13 En place depuis le début de 2007, l'équipe spécialisée en gestion des risques a
14 pour mandat d'évaluer et d'assurer le suivi des risques de marché et de crédit se
15 rapportant aux activités d'approvisionnement du Distributeur. En collaboration
16 avec le Distributeur, elle travaille présentement à l'élaboration d'un programme
17 de gestion des risques et à l'adoption d'indicateurs de suivi.