

APPROVISIONNEMENTS

Table des matières

1	CONTEXTE	5
2	RÉSULTATS ET FAITS SAILLANTS DE L'ANNÉE 2006	6
2.1	Besoins pour l'année 2006	6
2.2	Approvisionnements de 2006	7
2.3	Coût des approvisionnements de 2006	8
2.4	Indicateurs	9
3	SUIVI DE L'ANNÉE 2007	12
3.1	Rappel du contexte de l'année 2007	12
3.2	Estimation des besoins pour l'année 2007	13
3.3	Besoins et approvisionnements postpatrimoniaux 2007	13
3.4	Estimation du coût des approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2007	14
3.5	Revente des surplus sur les marchés en 2007	15
4	BESOINS À APPROVISIONNER POUR 2008	17
4.1	Besoins en énergie	17
4.2	Besoins en puissance	18
4.3	Besoins postpatrimoniaux	18
5	APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX 2008	19
5.1	Approvisionnements en énergie	19
5.2	Surplus énergétiques	20
5.3	Approvisionnements en puissance	21
5.4	Coût des approvisionnements postpatrimoniaux 2008	23
5.5	Gestion des risques	24

1 CONTEXTE

1 Hydro-Québec Distribution (le Distributeur) dispose de plusieurs moyens pour
2 assurer l'équilibre offre-demande. En plus de l'électricité patrimoniale, il peut
3 procéder à des appels d'offres pour se procurer des contrats
4 d'approvisionnements en électricité de long terme ou de court terme, selon les
5 besoins. Dans ces cas, le Distributeur applique la Procédure d'appel d'offres et
6 d'octroi et le Code d'éthique sur la gestion des appels d'offres. Selon le contexte
7 de l'équilibre énergétique, le Distributeur peut aussi avoir recours aux marchés
8 pour revendre ses surplus énergétiques.

9 Le Distributeur peut également effectuer des transactions d'achats pour des
10 périodes de moins de trois mois sans procéder par appel d'offres en vertu d'une
11 dispense qu'il a obtenue de la Régie de l'énergie. De la même façon, il peut
12 revendre ses surplus en procédant par appel d'offres ou par des transactions
13 bilatérales.

14 De plus, afin de combler les besoins qui ne peuvent pas toujours être satisfaits
15 par des produits de court terme, le Distributeur a conclu une entente cadre avec
16 Hydro-Québec Production (HQP).

17 Finalement, le Distributeur dispose d'une option d'électricité interruptible pour la
18 clientèle grande puissance et d'une option d'utilisation des groupes électrogènes
19 de secours. Ces deux moyens contribuent à la fiabilité en puissance et
20 permettent d'accroître la flexibilité de gestion des approvisionnements du
21 Distributeur, notamment pour répondre aux besoins causés par l'aléa climatique
22 de très court terme.

23 La présente demande vise à faire reconnaître, aux fins du dossier tarifaire 2008
24 du Distributeur, les coûts d'approvisionnements au-delà du volume d'électricité
25 patrimoniale. Après avoir présenté les résultats et les faits saillants de l'année

1 2006, de même qu'un suivi de la situation en 2007, le Distributeur traitera des
2 éléments suivants concernant l'année témoin projetée 2008 :

- 3 • les besoins à approvisionner ;
- 4 • le volume des approvisionnements postpatrimoniaux et les
5 surplus énergétiques ;
- 6 • le coût des approvisionnements postpatrimoniaux.

2 RÉSULTATS ET FAITS SAILLANTS DE L'ANNÉE 2006

2.1 Besoins pour l'année 2006

7 L'année 2006 a été marquée par d'importants aléas. Les besoins ont été de
8 7,7 TWh inférieurs à ceux anticipés lors de la demande tarifaire 2006 pour
9 atteindre 179,8 TWh. À lui seul, l'aléa climatique est responsable d'une baisse de
10 4,5 TWh des besoins. Cet écart est d'une ampleur telle, que la probabilité
11 d'observer un aléa climatique supérieur à celui-ci n'est que de 3,3 %.

12 Pour ce qui est de l'aléa de la demande, la réduction des besoins s'est fait sentir
13 surtout chez les grands clients du secteur industriel. En effet, les besoins de ce
14 secteur ont été de 2,3 TWh inférieurs aux besoins prévus dans la demande
15 tarifaire 2006 alors que pour l'ensemble des autres secteurs, une baisse de
16 0,9 TWh a été constatée.

2.2 Approvisionnements de 2006

1 Dans le cadre de la demande tarifaire 2006, le Distributeur prévoyait que le
2 volume des achats postpatrimoniaux atteindrait 8,6 TWh.

3 Lors des révisions subséquentes de la prévision de la demande, le Distributeur a
4 revu à la baisse ses prévisions d'achats. De fait, les besoins postpatrimoniaux en
5 2006 ont été de 0,9 TWh.

6 Pour satisfaire les besoins de l'année 2006, le Distributeur a procédé à quatre (4)
7 appels d'offres de court terme. Trois de ces appels d'offres ont été lancés en
8 2005, alors qu'un seul a eu lieu en 2006. Le Distributeur a acheté 3,7 TWh
9 d'électricité postpatrimoniale, répartis de la façon suivante :

- 10 • 2,2 TWh de produits de base,
- 11 • 0,9 TWh de produits de base avec option de réduction,
- 12 • 0,6 TWh d'achats bilatéraux.

13 En plus de ces approvisionnements, les besoins comblés par l'entente cadre ont
14 atteint 96 GWh. Finalement, des 178,86 TWh d'électricité patrimoniale dont
15 dispose le Distributeur, 1,9 TWh n'a pu être utilisé.

16 Le Distributeur a utilisé toute la flexibilité de son portefeuille
17 d'approvisionnements pour gérer les variations de la demande en temps réel,
18 incluant la revente de 0,9 TWh d'approvisionnements déjà contractés.

1

TABLEAU 1

2

BILAN DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX 2006

En TWh	Demande tarifaire 2006⁽¹⁾	Réel 2006	Écart
Besoins visés	187,5	179,8	- 7,7
Moins : Électricité patrimoniale	178,9	176,9	- 1,9
Besoins postpatrimoniaux	8,6	2,9	- 5,7
<i>Approvisionnements de LT</i>	<i>1,5</i>	<i>1,4</i>	<i>- 0,1</i>
<i>Approvisionnements de CT</i>	<i>7,1</i>	<i>2,3</i>	<i>- 4,7</i>
<i>Entente cadre</i>	-	<i>0,1</i>	<i>+ 0,1</i>
<i>Revente d'énergie</i>	-	<i>- 0,9</i>	<i>- 0,9</i>

3

(1) Dossier R-3579-2005.

2.3 Coût des approvisionnements de 2006

4

Les prix sur les marchés nord-américains de l'énergie ont baissé considérablement en début d'année 2006 en raison notamment de températures au dessus des normales saisonnières. De plus, les impacts des ouragans dans le sud des États-Unis sur les prix de l'énergie se sont estompés au cours du premier trimestre de l'année 2006.

8

Dans le cadre de la demande tarifaire 2006, le Distributeur prévoyait que le coût des achats postpatrimoniaux atteindrait 754 M\$. Le coût réel des approvisionnements a été de 325 M\$ pour un coût moyen des approvisionnements postpatrimoniaux de l'année 2006 de 11,4 ¢/kWh. Le tableau 2 présente les écarts entre les coûts prévus et les coûts réels 2006.

14

1
2

Tableau 2

Coût des approvisionnements postpatrimoniaux 2006

En M\$	Demande tarifaire 2006	Réel	Écart
Approvisionnements de LT	142,8	107,5	- 35,3
Approvisionnements de CT	603,5	252,2	- 351,3
Revente d'énergie	-	- 44,1	- 44,1
Achats de puissance	7,3	9,6	+ 2,3
Total	753,6	325,2	- 428,4

3

2.4 Indicateurs

4 Le Distributeur présente les quatre indicateurs lui permettant de suivre et
5 d'analyser ses activités d'approvisionnements. Ces indicateurs sont :

- 6 • le coût unitaire moyen des approvisionnements postpatrimoniaux;
- 7 • les prix de marché;
- 8 • le succès des appels d'offres tel que mesuré par le nombre de
9 soumissionnaires;
- 10 • le degré d'utilisation de l'électricité patrimoniale et le recours à l'entente
11 cadre.

12 **Coût unitaire moyen des approvisionnements postpatrimoniaux et prix de**
13 **marché :**

14 Le coût moyen des approvisionnements en 2006 a été de 11,4 ¢/kWh. À des fins
15 de comparaison, si le Distributeur avait réalisé au fur et à mesure tous ses achats

1 sur le marché DAM de la zone M du NYISO, le coût moyen aurait été de
2 8,1 ¢/kWh¹.

3 Deux facteurs expliquent cet écart. D'une part, le Distributeur a effectué une
4 partie de ses achats pour 2006 à la fin de l'année 2005. Or, bien que les
5 approvisionnements contractés à ce moment par le Distributeur reflètent les
6 anticipations de marché du moment, les prix des différents marchés énergétiques
7 ont considérablement diminué dès le début de l'année 2006.

8 D'autre part, compte tenu des températures au-dessus des normales
9 saisonnières, le Distributeur a dû exercer l'option de réduction des quantités
10 associées à certains contrats de court terme. Dans un contexte de prix
11 dépréciés, le Distributeur a comblé, tel que prévu dans les contrats pour ce type
12 de produit, le manque à gagner des fournisseurs afin d'exercer son option.

13 En fait, le Distributeur a connu précisément la situation inverse à celle survenue
14 en 2005 alors que les prix de marché s'étaient fortement appréciés durant la
15 saison des ouragans aux États-Unis. En 2005, le coût moyen des
16 approvisionnements avait été de 7,2 ¢/kWh alors que l'indicateur de prix de
17 marché était de 9,3 ¢/kWh.

18 **Succès des appels d'offres tel que mesuré par le nombre de**
19 **soumissionnaires :**

20 Le succès des appels d'offres démontre la capacité du Distributeur de mettre en
21 concurrence les contreparties et de susciter la participation d'un maximum
22 d'intervenants afin de bénéficier des meilleurs prix. Rappelons que pour
23 constituer un bassin de contreparties, le Distributeur signe avec celles-ci des
24 conventions de transactions. En 2006, le Distributeur comptait onze conventions
25 signées.

¹ Ce coût moyen est obtenu en ajoutant au coût moyen de l'énergie sur la marché DAM (7,5 ¢/kWh), les coûts de puissance, le coût d'intégration éolienne et de l'entente cadre afin de le rendre comparable au coût d'approvisionnements du Distributeur.

1 Afin de satisfaire les besoins de l'année 2006, le Distributeur a procédé à quatre
2 appels d'offres de court terme en 2005-2006. Le faible nombre de participants à
3 l'A/O 2005-04 s'explique par le contexte énergétique difficile qui prévalait à
4 l'automne 2005 en raison des ouragans.

5 **Tableau 3**

6 **Nombre de soumissionnaires**

No des appels d'offres	Date d'octroi	Nombre de soumissionnaires
A/O 2005-01	Juin 2005	6
A/O 2005-02	Septembre 2005	6
A/O 2005-04	Novembre 2005	2
A/O 2006-01	Mars 2006	6

7

8 **Degré d'utilisation de l'électricité patrimoniale et recours à l'entente cadre :**

9 L'électricité patrimoniale est le produit le moins onéreux dont dispose le
10 Distributeur. Ce dernier vise toujours à en faire une utilisation maximale.
11 L'entente cadre, quant à elle, permet de maintenir en temps réel l'équilibre offre-
12 demande malgré des événements imprévisibles. Elle constitue, pour le
13 Distributeur, un approvisionnement de dernier recours et le Distributeur tente
14 d'en minimiser l'utilisation.

15 En 2006, une quantité de 1,9 TWh d'électricité patrimoniale n'a pu être utilisée
16 par le Distributeur. Ce résultat est attribuable aux variations importantes de la
17 demande (7,7 TWh), notamment l'aléa climatique. En plus, l'aléa climatique s'est
18 présenté en deux temps : 2 TWh au premier trimestre de l'année et 2,1 TWh au
19 cours des deux derniers mois de l'année.

1 Pour maximiser la contribution de l'électricité patrimoniale, le Distributeur a
2 d'abord procédé à la revente de ses approvisionnements de base en février puis
3 au cours des mois d'octobre, novembre et décembre.

4 Par ailleurs, un volume de 96 GWh a été acquis en vertu de l'entente cadre
5 signée avec le Producteur. Aucun dépassement n'est survenu durant les 300
6 heures dont le prix des dépassements était de 300 \$/MWh.

3 SUIVI DE L'ANNÉE 2007

3.1 Rappel du contexte de l'année 2007

7 Lors du dépôt de sa demande tarifaire 2007 en août 2006, le Distributeur
8 indiquait que les surplus énergétiques atteindraient 1,8 TWh en 2007. Or, à partir
9 de décembre 2006 les suivis du Distributeur indiquaient une diminution
10 significative des besoins anticipés de 2007 par rapport à ceux prévus au cours de
11 l'été 2006. La fermeture de l'usine de Norsk Hydro et le recul du secteur des
12 Pâtes et papiers se concrétisaient. La diminution anticipée des besoins d'Alcan
13 contribuait également à cette baisse. L'ensemble de ces facteurs conjoncturels
14 engendrait une baisse des besoins de 2,1 TWh. Par ailleurs, dès les premiers
15 jours de l'année 2007, des températures nettement au-dessus des normales
16 saisonnières ont occasionné une baisse des besoins de l'ordre de 1,4 TWh.
17 Ainsi, dès la mi-janvier, les surplus énergétiques anticipés atteignaient près de
18 5 TWh, soit une augmentation d'un peu plus de 3 TWh par rapport à ceux prévus
19 dans la demande tarifaire.

20 Afin de faire face à cette situation, le Distributeur a déposé à la Régie de
21 l'énergie une demande d'approbation pour suspendre les deux contrats
22 d'approvisionnement de long terme conclus avec Hydro-Québec Production
23 suite à l'A/O 2002-01.² Cette demande visait à suspendre temporairement les
24 contrats avec le Producteur afin de rétablir l'équilibre énergétique.

² Dossier R-3624-2007.

1 À la fin de février 2007, la Régie rendait sa décision et rejetait l'entente visant la
2 suspension temporaire des contrats entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-
3 Québec Production. Elle demandait plutôt au Distributeur de revendre ses
4 surplus sur les marchés de court terme. Depuis, le Distributeur a procédé à
5 plusieurs opérations de revente. La section 3.5 traite plus en détails de ces
6 activités.

3.2 Estimation des besoins pour l'année 2007

7 Les besoins du Distributeur pour l'année en cours sont présentement estimés à
8 186,3 TWh, soit environ 0,8 TWh de moins que les besoins prévus dans la
9 demande tarifaire pour 2007. Cette estimation des besoins annuels prend en
10 compte les besoins réels du Distributeur pour les quatre premiers mois de
11 l'année 2007. Sur cette période de quatre mois, l'impact des conditions
12 climatiques a occasionné une hausse des besoins de l'ordre de 1 TWh. De fait,
13 les températures des mois de février et mars ont été nettement en-dessous des
14 normales saisonnières. Ainsi, par rapport à la demande tarifaire 2007, la baisse
15 des besoins résultant d'une diminution de la demande est estimée à environ
16 1,8 TWh.

3.3 Besoins et approvisionnements postpatrimoniaux 2007

17 Les besoins postpatrimoniaux s'établissent maintenant à 7,5 TWh en 2007.
18 Compte tenu de la contribution énergétique des approvisionnements
19 postpatrimoniaux qui atteint près de 11 TWh, les surplus énergétiques sont
20 estimés à 3,5 TWh, soit 1,7 TWh de plus que ceux prévus dans la demande
21 tarifaire 2007. Cette évaluation des surplus prend en considération les achats de
22 court terme réalisés à l'hiver 2007 afin de faire face aux besoins additionnels
23 occasionnés par les températures froides de février et mars, de même que la
24 réduction des besoins. Le tableau 4 présente les différentes variations par
25 sources d'approvisionnements.

1
2

Tableau 4
Besoins et approvisionnements postpatrimoniaux 2007

En TWh	Demande tarifaire 2007 ⁽¹⁾	Estimation	Écart
Besoins visés	187,1	186,3	- 0,8
Moins : Électricité patrimoniale	178,9	178,8	- 0,07
Besoins postpatrimoniaux	8,2	7,5	- 0,8
<i>Approvisionnements de LT</i>	<i>9,1</i>	<i>9,5</i>	<i>+ 0,35</i>
<i>Approvisionnements de CT</i>	<i>0,9</i>	<i>1,5</i>	<i>+ 0,55</i>
<i>Revente d'énergie</i>	<i>-1,8</i>	<i>-3,5</i>	<i>- 1,7</i>

3 (1) Dossier R-3610-2006.

3.4 Estimation du coût des approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2007

4 Pour l'année en cours, le coût total estimé des approvisionnements
5 postpatrimoniaux s'élève à 645 M\$. Ce montant intègre les revenus de revente
6 qui devraient atteindre 207 M\$. Le coût du service transport sur le réseau de
7 TransÉnergie pour le tarif de transit (point à point), associé à ces reventes, est
8 intégré aux coûts d'approvisionnements du Distributeur.

9 Le coût moyen d'approvisionnements est estimé à 8,6 ¢/kWh, soit un coût
10 légèrement supérieur à celui prévu dans la demande tarifaire 2007 (8,1 ¢/kWh).

11 Le tableau 5 présente les principales variations du coût d'approvisionnements
12 2007.

1

Tableau 5

2

Coût des approvisionnements postpatrimoniaux 2007

En M\$	Demande tarifaire 2007 ⁽¹⁾	Estimation	Écart
Approvisionnements de LT	698,7	676,6	- 22,1
Approvisionnements de CT	90,4	140,3	+ 49,9
Revente d'énergie	- 152,4	- 207,1	- 54,7
Achats de puissance	7,9	6,2	- 1,7
Coût du service de transport	20,9	29,3	+ 8,4
Total	665,5	645,4	- 20,1

3

(1) Dossier R-3610-2006.

3.5 Revente des surplus sur les marchés en 2007

4

Depuis le début du mois de mars, le Distributeur s'affaire à revendre ses surplus énergétiques en conformité avec la décision de la Régie de l'énergie dans le dossier R-3624-2007. Pour ce faire, le Distributeur offre à ses contreparties la possibilité d'acquérir des blocs d'énergie mensuels selon une approche qui s'inspire de celle utilisée pour les achats d'énergie de court terme. Le Distributeur peut effectuer ces ventes soit par appels d'offres ou par transactions bilatérales.

5

6

7

8

9

10

Dans certaines circonstances, le Distributeur écoule ses surplus sur les marchés

11

DAM (Day Ahead Market) du NYISO et de l'ISONE.

1 ***Stratégie de revente du Distributeur***

2 Pour écouler ses surplus, le Distributeur a procédé à plusieurs appels d'offres au
3 cours de l'année, couvrant des périodes allant d'un à six mois. En diversifiant
4 ainsi les périodes de revente, le Distributeur tente de minimiser les effets des
5 fluctuations des prix de l'énergie en cours d'année. Les appels d'offres se font
6 par blocs mensuels de 50 MW et les quantités offertes varient selon l'évolution
7 des besoins du Distributeur.

8 Les surplus d'énergie qui n'ont pas trouvé preneur lors des appels d'offres
9 peuvent être revendus à des contreparties intéressées au cours du mois ou sur
10 les marchés DAM de New York ou de la Nouvelle-Angleterre. En dernier
11 recours, le Distributeur est en mesure de réduire l'énergie acquise en vertu du
12 contrat cyclable avec Hydro-Québec Production.

13 Le Distributeur a réservé du transport mensuel garanti de point à point sur le
14 réseau du Transporteur afin de sécuriser son accès aux interconnexions. Le
15 transport ainsi réservé peut être «ré-aiguillé» en fonction des résultats des appels
16 d'offres ou suite à une demande d'une contrepartie qui s'est vu octroyer un bloc
17 de 50 MW. Le tableau 6 présente les résultats des activités de revente du
18 Distributeur en 2007.

TABLEAU 6

SOMMAIRE DES ACTIVITÉS DE REVENTE DU DISTRIBUTEUR

	Année 2007		
	Volume de ventes (TWh)	Revenus de ventes ⁽¹⁾ (M\$)	Revenu moyen (\$/MWh)
Reventes réalisées <i>(volumes vendus en mars et avril)</i>	0,7	41	58,2
Reventes engagées <i>(volumes déjà contractés pour les mois de mai à septembre)</i>	1,9	114	61,4
Reventes prévues <i>(volumes de ventes prévus pour les mois de mai à décembre)</i>	0,9	52	58,0
Total - Revente d'énergie	3,5	207	59,9

⁽¹⁾ Revenus de revente avant la prise en compte du coût de service de transport point à point.

4 BESOINS À APPROVISIONNER POUR 2008

4.1 Besoins en énergie

Les besoins en énergie sont composés de la consommation des clients desservis par le réseau de TransÉnergie à laquelle sont ajoutées les pertes prévues sur les réseaux de distribution et de transport. Le taux de pertes considéré est de 7,5 %.

Par rapport à la prévision des ventes, la consommation prévue est obtenue en additionnant l'usage interne à celle-ci, soit la consommation d'électricité des bâtiments et des chantiers d'Hydro-Québec, puis en y soustrayant la consommation hors réseau intégré.

Pour l'année 2008, les besoins en énergie prévus s'élèvent à 185,4 TWh. Par rapport aux besoins normalisés de l'année 2007 et en tenant compte du 29 février 2008, la prévision des besoins pour 2008 présente une légère baisse par rapport à 2007. Cette baisse de la demande provient essentiellement du secteur Industriel Grandes entreprises.

4.2 Besoins en puissance

1 La prévision des besoins en puissance est obtenue en appliquant les hypothèses
2 de caractéristiques de consommation aux besoins annuels en énergie prévus par
3 usage (chauffage de l'espace, chauffage de l'eau, autres usages) ou par secteur
4 de consommation. Ces caractéristiques portent sur la répartition mensuelle de
5 l'énergie ainsi que sur les ratios mensuels de la puissance appelée à la pointe du
6 réseau sur l'énergie consommée mensuellement.

7 Les hypothèses relatives aux caractéristiques de consommation proviennent des
8 historiques mensuels de la demande d'électricité, de mesures des profils de
9 consommation, de modèles de simulation de la demande horaire de certains
10 usages et d'autres indicateurs pertinents, tels les degrés-jours de chauffage.³

11 Pour la pointe d'hiver 2007-2008, les besoins en puissance s'élèvent à
12 35 830 MW.

4.3 Besoins postpatrimoniaux

13 En 2008, les besoins d'approvisionnements postpatrimoniaux s'élèvent à
14 6,5 TWh. Comme pour les précédents dossiers tarifaires du Distributeur, les
15 besoins d'approvisionnements sont évalués en fonction d'un scénario qui
16 suppose une utilisation complète du volume d'électricité patrimoniale et aucun
17 recours à l'entente cadre.⁴ En puissance, les besoins requis, au-delà du volume
18 d'électricité patrimoniale, sont de 1 715 MW. Le détail des besoins en énergie et
19 en puissance est présenté en annexe, aux tableaux A-1 et A-2.

³ L'exercice de prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver doit tenir compte, en outre des besoins en énergie, de la consommation des centrales d'Hydro-Québec Production associée à l'électricité patrimoniale puisque le profil horaire de l'électricité patrimoniale, tel qu'il est présenté au décret 1277-2001, l'inclut.

⁴ Basé sur un scénario déterministe à conditions climatiques normales.

5 APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX 2008

1 En 2008, la presque totalité des approvisionnements postpatrimoniaux
2 proviendront des approvisionnements de long terme, soit un peu plus de 10 TWh.
3 Le Distributeur devra toutefois gérer près de 4 TWh d'énergie en surplus afin de
4 rétablir son équilibre énergétique. Les sections suivantes présentent les volumes
5 et les coûts d'approvisionnements du Distributeur.

5.1 Approvisionnements en énergie

6 En 2008, les contrats d'approvisionnements de long terme du Distributeur
7 procureront 10,4 TWh d'énergie. Par rapport à 2007, il s'agit d'une hausse de
8 près de 1 TWh attribuable essentiellement à la contribution des deux contrats
9 d'Hydro-Québec Production sur une période de douze mois comparativement à
10 dix mois en 2007. De même, le parc éolien de l'Anse-à-Valleau dont la mise en
11 service est prévue à la fin de septembre 2007, procurera une contribution
12 additionnelle en énergie en 2008. Par ailleurs, la mise en service du parc éolien
13 de St-Ulric, initialement prévue en décembre 2007, a été reportée à l'automne
14 2008.

15 Les achats d'énergie de court terme devraient être négligeables en 2008. Bien
16 entendu, l'incertitude entourant l'évolution de la demande pourrait amener le
17 Distributeur à réviser sa planification au cours de l'année, mais des besoins
18 additionnels viendraient surtout réduire les surplus d'énergie. La contribution en
19 énergie de chacune des sources d'approvisionnements du Distributeur est
20 présentée au tableau 7.

1
2

TABLEAU 7
VOLUME DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX 2008 EN ÉNERGIE

PRODUITS	Quantités
	TWh
<u>LONG TERME</u>	10,380
TCE	4,075
HQP	5,270
Base	3,074
Cyclable	2,196
Bowater	0,147
Kruger	0,133
Tembec	0,003
Éolien 1 (990 MW)	0,751
Baie-des-Sables	0,337
Anse-à-Valleau	0,309
St-Ulric	0,077
Carleton	0,029
Intégration éolienne	-
<u>COURT TERME</u>	
À ENGAGER	
Très court terme	0,034
Revente	-3,922
Puissance	-
<u>TOTAL</u>	6,492

3

5.2 Surplus énergétiques

4 Pour 2008, les surplus énergétiques sont estimés à 3,9 TWh. Comme pour la
5 demande tarifaire 2007, le Distributeur a basé sa planification sur un scénario qui
6 repose sur la revente des surplus sur les marchés de court terme. Compte tenu
7 de l'expérience de 2007 sur les marchés de la revente et des volumes importants
8 qui seront transigés sur les marchés de court terme en 2008, le Distributeur juge
9 prudent de retenir un signal de marché qui intègre un écart de l'ordre de

1 3 \$US/MWh par rapport aux prix à terme de référence pour la revente.⁵ Au cours
2 des prochains mois, le Distributeur poursuivra l'examen des différentes avenues
3 qui pourraient lui permettre d'optimiser son portefeuille d'approvisionnements afin
4 de rétablir l'équilibre énergétique.

5.3 Approvisionnements en puissance

5 Pour l'hiver 2007-2008, les besoins postpatrimoniaux en puissance seront
6 comblés en grande partie par la contribution en puissance des contrats de long
7 terme du Distributeur qui s'élève à 1 257 MW. Par rapport à l'hiver 2006-2007,
8 les contrats de long terme apportent une contribution en puissance additionnelle
9 de 650 MW. Essentiellement, cette hausse s'explique par la contribution en hiver
10 des contrats d'Hydro-Québec Production (600 MW). La contribution en puissance
11 des parcs éoliens est assurée par l'entente d'intégration éolienne conclue avec
12 Hydro-Québec Production. La contribution de puissance des contrats de long
13 terme et des autres moyens est présentée au tableau 8.

⁵ Le prix de référence pour la revente est basé sur le marché de NY à la zone M. Ce prix est établi à partir des prix à terme sur le marché de NY à la Zone A, plus un basis entre la zone A et M.

1
2
3

TABLEAU 8
APPROVISIONNEMENTS POST PATRIMONIAUX EN PUISSANCE
HIVER 2007-2008

PRODUITS	Quantités
	MW
<u>CONTRATS DE LONG TERME</u>	<u>1 257</u>
TCE	547
HQP	600
Base	350
Cyclable	250
Bowater	20
Kruger	16
Tembec	0
Intégration éolienne	74
<u>AUTRES MOYENS</u>	<u>775</u>
Électricité interruptible	525
Abaissement de tension	250
<u>TOTAL</u>	<u>2 032</u>

4
5
6
7
8
9
10
11
12
13

Le Distributeur comptera sur l'option d'électricité interruptible et l'abaissement de tension pour couvrir la partie restante de ses besoins en puissance. En ce qui concerne l'option d'électricité interruptible, le Distributeur retient pour l'hiver 2007-2008 un niveau d'adhésion comparable à celui de l'hiver 2006-2007.⁶ L'hiver dernier, les contrats signés totalisaient une quantité de puissance d'environ 750 MW. Les quantités définitives pour l'hiver 2007-2008 ne seront connues qu'après la date limite d'adhésion, soit après le 1^{er} septembre 2007. Pour l'hiver 2007-2008, aucun achat de puissance n'est requis sur les marchés de court terme.

⁶ Compte tenu des contraintes liées à l'utilisation de l'électricité interruptible, une réserve de 30 % est appliquée aux quantités disponibles afin de déterminer la contribution effective de ce moyen au bilan de puissance du Distributeur.

5.4 Coût des approvisionnements postpatrimoniaux 2008

1 Un coût total d'approvisionnements postpatrimoniaux de 556,4 M\$ est prévu pour
 2 2008, ce qui correspond à un coût moyen de 8,6 ¢/kWh. Ce montant inclut les
 3 coûts prévus de l'option d'électricité interruptible. Le tableau 9 présente les coûts
 4 annuels des approvisionnements postpatrimoniaux.

5 Le coût des approvisionnements de long terme reflète les modalités prévues aux
 6 contrats signés par le Distributeur. Pour 2008, ce coût devrait atteindre 767 M\$
 7 pour un coût moyen de 7,4 ¢/kWh.

8 L'évaluation du coût des approvisionnements de court terme et des revenus de
 9 revente sont basés sur les prix à terme («forward») sur les marchés de l'énergie
 10 en date du 30 avril 2007. Selon cette approche, les revenus de revente sont
 11 estimés à 251 M\$ en 2008 pour un prix de vente moyen de 6,4 ¢/kWh.

12 **TABLEAU 9**
 13 **VOLUME ET COÛT DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX 2008**

PRODUITS	Quantités	Coûts d'achat	Coûts unitaires
	TWh	M\$	¢/kWh
<u>LONG TERME</u>	10,380	767,0	7,4
<u>COURT TERME</u>			
À ENGAGER			
Très court terme	0,034	3,0	8,7
Revente	-3,922	-250,7	6,4
Puissance	-	5,3	-
<u>SERVICE DE TRANSPORT</u>		31,8	8,1
<u>TOTAL</u>	6,492	556,4	8,6

14

15

5.5 Gestion des risques

- 1 En 2008, le Distributeur poursuivra la gestion de son risque de change sur les
- 2 transactions de court terme qui présentent un déboursé ou un encaissement
- 3 certain. Dans le contexte actuel d'approvisionnements, le Distributeur prendra
- 4 une couverture sur le taux de change sur les transactions de revente en \$US qui
- 5 feront l'objet d'un contrat.

ANNEXE

TABLEAU A-1
BESOINS EN ÉNERGIE PRÉVUS EN 2008

		<u>TWh</u>
PRÉVISION DES VENTES		172,3
<i>plus</i>	Usage interne	0,5
<i>moins</i>	Consommation hors réseau intégré	0,4
Consommation prévue		172,4
<i>plus</i>	Pertes de distribution et de transport	12,9
BESOINS PRÉVUS		185,4
<i>moins</i>	Électricité patrimoniale	178,9
BESOINS POSTPATRIMONIAUX		6,5

**TABLEAU A-2
BESOINS EN PUISSANCE PRÉVUS POUR LA POINTE 2007-2008**

	<u>MW</u>
BESOINS PAR USAGE	
Chauffage domestique et agricole	10 417
Chauffage général et institutionnel	3 348
Eau chaude domestique et agricole	1 574
Industriel - PME	1 471
Industriel - Grandes entreprises	7 796
Autres usages	11 224
<hr/>	
BESOINS PRÉVUS	35 830
<i>plus</i> Réserve requise	3 327
<i>Taux de réserve</i>	9,3%
<i>moins</i> Électricité patrimoniale	37 442
<i>(incluant la réserve)</i>	
<hr/> <hr/>	
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	1 715