

APPROVISIONNEMENTS

TABLE DES MATIÈRES

1	CONTEXTE	5
2	Résultats et faits saillants de l'année 2007	6
2.1	Besoins et approvisionnements	6
2.2	Coût des approvisionnements	8
2.3	Suivi des activités de vente	9
2.4	Indicateurs	11
3	Suivi de l'année 2008	16
3.1	Rappel du contexte	16
3.2	Besoins estimés	17
3.3	Besoins et approvisionnements postpatrimoniaux	17
3.4	Coût estimé des approvisionnements postpatrimoniaux	18
3.5	Transactions de court terme	20
4	Besoins à approvisionner pour 2009	20
4.1	Besoins en énergie	20
4.2	Besoins en puissance	20
4.3	Besoins postpatrimoniaux	21
5	Approvisionnements postpatrimoniaux 2009	21
5.1	Approvisionnements en énergie	22
5.2	Approvisionnements en puissance	23
5.3	Coût des approvisionnements postpatrimoniaux	25
5.4	Gestion des risques	26
	<i>annexe A Tableaux des besoins 2009 en énergie et puissance</i>	<i>27</i>
	<i>annexe B Méthodologie d'établissement de l'indicateur de prix du marché</i>	<i>31</i>

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. Le Distributeur
7 peut également effectuer des transactions d'achats pour des périodes de moins
8 de trois mois sans procéder par appel d'offres en vertu d'une dispense qu'il a
9 obtenue de la Régie de l'énergie.

10 Selon le contexte de l'équilibre énergétique, le Distributeur peut aussi avoir
11 recours aux marchés pour revendre ses surplus énergétiques en procédant à
12 des appels d'offres ou en concluant des transactions bilatérales.

13 Afin de combler les besoins qui ne peuvent pas toujours être satisfaits par des
14 produits de court terme, le Distributeur a conclu une entente cadre avec Hydro-
15 Québec Production.

16 Le Distributeur dispose d'une option d'électricité interruptible pour la clientèle
17 grande puissance et d'une option d'utilisation des groupes électrogènes de
18 secours. Depuis l'hiver 2008, le Distributeur peut recourir également à l'électricité
19 interruptible offerte en option à la clientèle de moyenne puissance¹. Ces moyens
20 contribuent à la fiabilité en puissance et permettent d'accroître la flexibilité de
21 gestion des approvisionnements du Distributeur, notamment pour répondre aux
22 besoins causés par les aléas climatiques de très court terme.

23 Enfin, le Distributeur a négocié une entente avec TransCanada Energy afin de
24 suspendre les livraisons prévues en vertu du contrat et deux ententes permettant
25 de différer, au besoin, les livraisons d'énergie en provenance de deux contrats

¹ Actuellement, un seul client de moyenne tension s'est prévalu de cette option.

1 d'approvisionnements avec Hydro-Québec Production. L'entente intervenue avec
2 TransCanada Energy permet la suspension de l'ensemble des livraisons pour
3 l'année 2008 et 2009 tel que soumis à la Régie pour approbation. Les
4 conventions négociées avec Hydro-Québec Production permettent de différer,
5 par tranche de 50 MW, les livraisons d'énergie associées aux contrats de long
6 terme en base et cyclable, pour la période de 2008 à 2011 inclusivement.

7 La présente demande vise à faire reconnaître, aux fins de la demande tarifaire
8 2009 du Distributeur, les coûts d'approvisionnements au-delà du volume
9 d'électricité patrimoniale.

10 Dans ce document, le Distributeur présente d'abord les résultats 2007, incluant le
11 détail des ventes réalisées. Il présente ensuite la situation de l'année 2008 et,
12 finalement, il traite des éléments suivants pour l'année témoin projetée 2009 :

- 13 • les besoins à approvisionner ;
- 14 • le volume des approvisionnements postpatrimoniaux et les surplus
15 énergétiques ;
- 16 • le coût des approvisionnements postpatrimoniaux.

2 RÉSULTATS ET FAITS SAILLANTS DE L'ANNÉE 2007

2.1 Besoins et approvisionnements

17 L'année 2007 fut marquée par l'importance des reventes réalisées. En effet, le
18 Distributeur a procédé à la vente de 3,4 TWh au cours de l'année alors que les
19 ventes prévues lors de la demande tarifaire 2007 étaient de l'ordre de 1,8 TWh.

20 D'une part, les mois de février, mars et avril ont été marqués par des aléas
21 climatiques de 1,5 TWh obligeant le Distributeur à procéder à des achats de
22 court terme plus importants qu'anticipés à la demande tarifaire 2007. D'autre
23 part, la demande a diminué de façon significative au cours du reste de l'année.

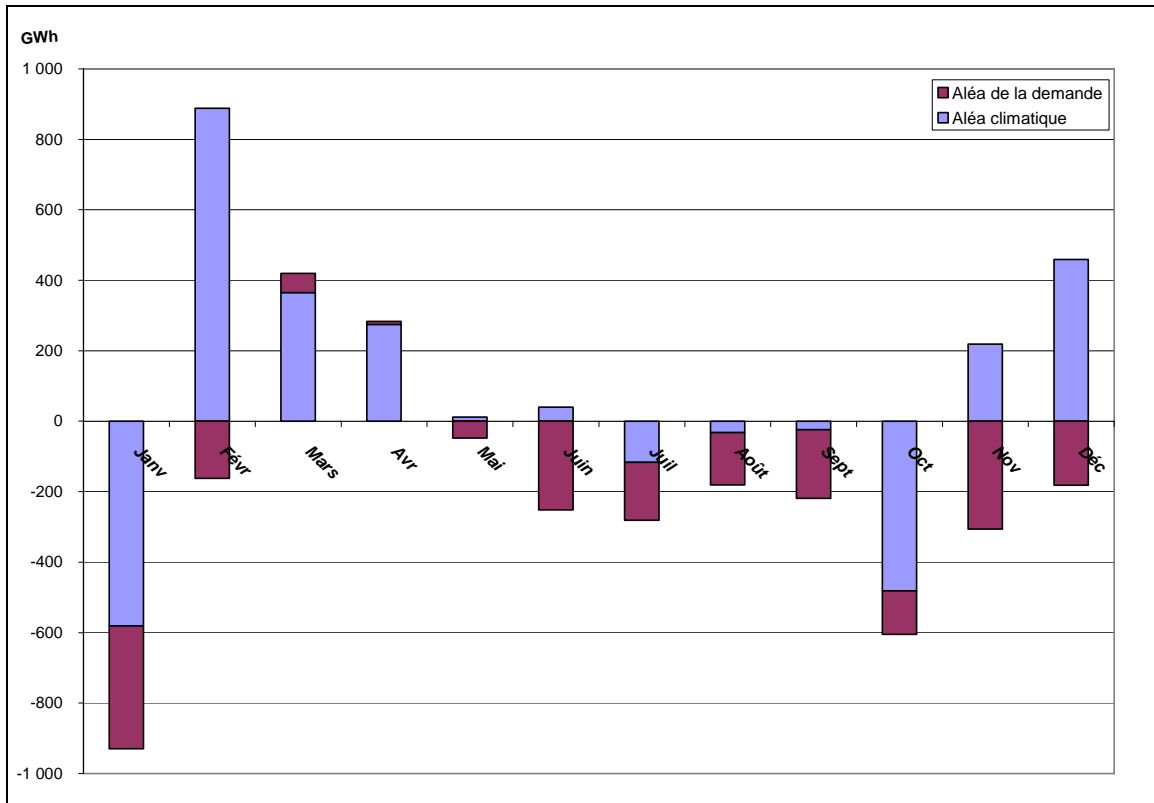
1 Cette diminution a amené le Distributeur à vendre un volume plus important que
2 prévu durant la période d'été.

3

GRAPHIQUE 1

4

ALÉAS GLOBAUX DE LA DEMANDE 2007



5

1
2

TABLEAU 1
BILAN DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX 2007

En TWh	Demande tarifaire 2007 ⁽¹⁾	Réel 2007	Écart
Besoins visés	187,1	186,3	-0,8
Moins: Électricité patrimoniale	178,9	178,9	0,0
Besoins postpatrimoniaux	8,2	7,4	-0,8
Approvisionnement de LT	9,1	9,0	-0,1
Approvisionnement de CT	0,9	1,6	0,7
Option d'électricité interruptible	0,0	0,1	0,1
Entente cadre	0,0	0,2	0,2
Revente d'énergie	-1,8	-3,4	-1,6

3 (1) Dossier R-3610-2006

2.2 Coût des approvisionnements

4 Au total, le coût des approvisionnements postpatrimoniaux de l'année 2007 a été
 5 de 52,4 M\$ inférieur aux prévisions intégrées à la demande tarifaire 2007. La
 6 baisse du coût des approvisionnements de long terme et la hausse des revenus
 7 de revente d'énergie ont réduit de 140,7 M\$ les coûts d'approvisionnements. Les
 8 approvisionnements de long terme à eux seuls ont engendré une diminution des
 9 coûts de plus de 95,3 M\$. Près de 80 % de cette baisse est attribuable à la
 10 diminution du coût d'approvisionnements de TransCanada Energy, en raison de
 11 la diminution du prix du gaz naturel, par rapport à la prévision soumise à la
 12 demande tarifaire 2007.

13 Pour sa part, la hausse des quantités vendues a généré des revenus de 45,4 M\$
 14 plus importants qu'anticipés et ce, malgré le fait que le revenu moyen ait été
 15 inférieur au revenu anticipé². En raison de ces ventes accrues, le Distributeur a

² Pour la revente, le Distributeur anticipait un revenu moyen net des coûts de réservation de transport de 73,1 \$/MWh alors qu'il a été de 49,8 \$/MWh.

1 dû procéder à une plus grande quantité de réservations de transport point à
2 point.

3 La hausse du coût des approvisionnements de court terme est attribuable à
4 l'importance des quantités acquises, principalement pour faire face aux aléas
5 climatiques des mois de février, mars et avril.

6 **TABLEAU 2**
7 **COÛT DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX 2007**

En M\$	Demande tarifaire 2007 ⁽¹⁾	Réel 2007	Écart
Approvisionnements de LT	698,7	603,4	-95,3
Approvisionnements de CT ⁽²⁾	90,4	169,6	79,2
Option d'électricité interruptible	0,0	9,9	9,9
Revente d'énergie ⁽³⁾	-152,4	-197,8	-45,4
Achats de puissance	7,9	1,0	-6,9
Coût du service de transport	20,9	27,0	6,1
Total	665,5	613,1	-52,4

(1) Dossier R-3610-2006

(2) Incluant 15,7 M\$ attribuables à l'entente cadre, dont 2,7 M\$ seront comptabilisés en 2008.

8 (3) Le réel inclut un gain de change de 3,4 M\$.

2.3 Suivi des activités de vente

9 À la demande de la Régie dans sa décision D-2008-024 relative au dossier
10 tarifaire 2008, le Distributeur présente un compte rendu complet des activités de
11 revente de l'année 2007 dans cette section³.

12 Le recours aux appels d'offres en 2007 a été favorisé pour la revente lorsque des
13 produits énergétiques standards uniformes pouvaient être offerts aux
14 contreparties, généralement pour des périodes d'au moins un mois. Au total, le
15 Distributeur a lancé 8 appels d'offres, ce qui lui a permis de vendre 2,7 TWh, soit
16 80 % de toutes les ventes réalisées en 2007.

³ D-2008-024, page 42.

1 Grâce aux deux premiers appels d'offres, le Distributeur a été en mesure de
2 vendre une quantité de 350 MW pour la période de mars à septembre 2007. Au-
3 delà de cette quantité, le Distributeur a procédé mensuellement aux appels
4 d'offres requis en fonction des mises à jour de la prévision des besoins. Le
5 tableau suivant présente le détail des appels d'offres.

6 **TABLEAU 3**
7 **DÉTAIL DES APPELS D'OFFRES DE 2007 POUR LA REVENTE D'ÉNERGIE**

	Dates		Nombre de soumissionnaires	Offres reçues	Produits offerts	Quantités offertes par période de livraison		Quantités attribuées
	Émission	Attribution				Période	Quantité (MW)	
1	27-févr	1er mars	6	23	7x24	3 au 31 mars	350	350
2	09-mars	15-mars	8	207	7x24	Avril à septembre	350	350
3	28-mars	29-mars	7	19	7x24	Avril	250	250
4	23-avr	26-avr	5	11	7x24	Mai	250	0
5	14-mai	17-mai	5	12	7x24	Juin	250	150
6	18-juin	21-juin	2	38	Pointe, hors pointe et 24h	Juillet et août	250	250 MW, 24 heures
7	12-sept	13-sept	4	9	Pointe, hors pointe et 24h	15 au 30 septembre	250	250 MW, 24 heures
8	26-sept	28-sept	5	15	24h et en pointe	Octobre	200 en pointe 200 pour 24 heures	200 en pointe 200 pour 24 heures

9 Les transactions de vente bilatérales et la revente des surplus sur les bourses
10 d'énergie des marchés avoisinants ont été utilisées lorsque requis. Ce fut le cas
11 notamment en mai et en juin alors que le Distributeur n'avait pas octroyé la
12 totalité des quantités offertes par appel d'offres en raison de la faiblesse des prix
13 soumis et en fin d'année alors que les surplus étaient beaucoup moins
14 importants, moins prévisibles, ou ne pouvaient pas faire l'objet d'un appel d'offres
15 pour des produits énergétiques standards.

16 Le tableau 4 présente le détail des ventes par types de transaction.

1
2

TABLEAU 4
COMPTE RENDU DES ACTIVITÉS DE REVENTE POUR L'ANNÉE 2007

	Janvier			Février			Mars			Total		
	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh
Revente		0,20					-255,53	-14,22	55,64			
Appels d'offres							-255,53	-16,33	63,91			
Trans. Bilatérales		0,20	Note 1									
DAM												
RT												
Réservation de transport									2,11			
Note 1: ajustements de facturation												
	Avril			Mai			Juin			Total		
	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh
Revente	-446,51	-20,73	46,42	-296,01	-14,84	50,13	-431,62	-21,97	50,90			
Appels d'offres	-446,51	-24,47	54,80	-199,18	-12,99	65,24	-366,27	-21,70	59,25			
Trans. Bilatérales				-73,60	-4,48	60,92	-58,80	-3,69	62,76			
DAM				-23,23	-1,11	47,67	-6,55	-0,32	49,27			
RT												
Réservation de transport		3,74			3,75			3,74				
	Juillet			Août			Septembre			Total		
	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh
Revente	-457,62	-24,97	54,56	-461,00	-24,51	53,17	-398,70	-17,52	43,94			
Appels d'offres	-457,32	-28,35	62,82	-457,04	-27,94	61,14	-334,45	-17,77	53,13			
Trans. Bilatérales	-6,30	-0,36	57,07	-3,96	-0,31	78,21	-64,25	-3,49	54,32			
DAM												
RT												
Réservation de transport		3,74			3,74			3,74				
	Octobre			Novembre			Décembre			Total		
	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh
Revente	-350,25	-15,91	45,43	-211,15	-7,85	37,20	-118,42	-5,10	43,06	-3 426,79	-167,41	48,85
Appels d'offres	-222,40	-10,30	46,31							-2 732,70	-159,86	58,50
Trans. Bilatérales	-127,85	-5,98	46,79	-200,31	-8,82	44,03	-67,62	-3,07	45,40	-602,69	-30,00	49,78
DAM				-10,84	-0,51	47,31	-50,80	-2,63	51,77	-91,41	-4,57	50,02
RT												
Réservation de transport		0,37			1,48			0,60			27,02	

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
11 l'entente cadre.

1 **Coût unitaire moyen des approvisionnements postpatrimoniaux et prix de**
2 **marché :**

3 Au cours des deux demandes tarifaires précédentes, le Distributeur a comparé le
4 coût moyen de l'ensemble des approvisionnements postpatrimoniaux à un
5 indicateur de coût de marché. Cet indicateur se voulait une évaluation de ce
6 qu'aurait pu être le coût des approvisionnements si le Distributeur avait réalisé
7 tous ses achats et toutes ses ventes sur les marchés de court terme.

8 Dans la décision D-2008-024, la Régie demande au Distributeur de préciser cette
9 comparaison en isolant la composante de court terme de ses coûts
10 d'approvisionnements et de la comparer au prix moyen du marché DAM de la
11 zone M du NYISO, en justifiant tout écart significatif⁴.

12 Ainsi, en plus de présenter la comparaison du coût total moyen des
13 approvisionnements 2007 à un indicateur de marché, le Distributeur fournit des
14 comparaisons du coût moyen des approvisionnements de long terme, de court
15 terme et les revenus de revente⁵.

⁴ D-2008-024, page 40.

⁵ La méthodologie est présentée à l'annexe B du présent document.

1
2

TABLEAU 5
INDICATEUR DE PRIX DE MARCHÉ

		Indicateur de marché	Coût moyen réel
TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux nets des reventes			
Coût total	M\$	633,0 \$	613,1 \$
Besoins postpatrimoniaux	TWh	7,43	7,43
Coût moyen	\$CA / MWh	85,23 \$	82,55 \$
Achats de long terme			
Coût total	M\$	613,9 \$	603,4 \$
Quantités acquises	TWh	9,02	9,02
Coût moyen	\$CA / MWh	68,08 \$	66,92 \$
Achats de court terme			
Coûts des approvisionnements	M\$	158,4 \$	163,8 \$
Coût de l'entente cadre	M\$	15,7 \$	15,7 \$
Achat de puissance	M\$	1,0 \$	1,0 \$
Coût total	M\$	175,0 \$	180,5 \$
Quantités acquises	TWh	1,84	1,84
Coût moyen	\$CA / MWh	95,11 \$	98,07 \$
Ventes			
Revenus de vente	M\$	(182,9) \$	(197,8) \$
Achat du service de transport	M\$	27,0 \$	27,0 \$
Coût total	M\$	(155,9) \$	(170,8) \$
Quantités vendues	TWh	-3,43	-3,43
Coût moyen	\$CA / MWh	45,44 \$	49,78 \$

3

4 En 2007, le coût total moyen des approvisionnements a été de 82,55 \$/MWh, soit
5 2,68 \$/MWh plus faible que si l'ensemble des achats et des ventes avait été
6 effectué au fur et à mesure sur le marché DAM de la zone HQ du NYISO. Le
7 coût total des approvisionnements aurait donc été de près de 20 M\$ supérieur
8 aux coûts réels encourus par le Distributeur.

9 L'atteinte de ce résultat est attribuable en bonne partie aux revenus de ventes
10 supérieurs aux revenus que le Distributeur aurait obtenus sur le marché. En effet,
11 en procédant à la revente, dès le mois de mars, de 350 MW pour les mois de
12 mars à septembre, le Distributeur a réduit l'impact sur ses revenus de la baisse

1 des prix de marché observée par la suite. Le coût des approvisionnements de
2 long terme, inférieur au marché de référence, contribue également à ce bon
3 résultat.

4 Par contre, le coût des approvisionnements de court terme a été de 5,5 M\$
5 supérieur à ce qu'il aurait été si le Distributeur avait uniquement eu recours au
6 marché de référence. Ce coût supérieur au marché peut s'expliquer, d'une part,
7 par l'exercice, au début de l'année 2007, de l'option de réduction des quantités
8 associées aux contrats flexibles et, d'autre part, au recours à l'option d'électricité
9 interruptible et à la réalisation d'importants achats en décembre 2007 pour éviter
10 des dépassements durant les 300 plus importantes contributions (donc à
11 300 \$/MWh).

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

14 Le succès des appels d'offres démontre la capacité du Distributeur de mettre en
15 concurrence les contreparties et de susciter la participation d'un maximum
16 d'intervenants afin de bénéficier des meilleurs prix. Rappelons que pour
17 constituer un bassin de contreparties, le Distributeur signe avec celles-ci des
18 conventions de transactions. En 2007, le Distributeur comptait une douzaine de
19 conventions signées.

20 Pour les achats, le Distributeur n'a tenu qu'un appel d'offres pour des livraisons
21 en 2007. Le 26 septembre 2006, le Distributeur a reçu des offres de sept
22 soumissionnaires pour combler des besoins en énergie et en puissance pour la
23 période allant des mois de décembre 2006 à février 2007. La participation à cet
24 appel d'offres est comparable à ce que le Distributeur a constaté au cours des
25 dernières années.

26 Le Distributeur a également procédé à huit appels d'offres pour la revente
27 d'énergie en 2007. Le Distributeur a constaté une bonne participation aux appels
28 d'offres réalisés au cours du mois de mars. Le Distributeur a obtenu des prix

1 compétitifs, cohérents avec les signaux observés sur les marchés à terme de
2 l'énergie, et il a été en mesure d'octroyer tous les blocs offerts, représentant des
3 ventes de 350 MW pour toutes les heures des mois de mars à septembre 2007.

4 La participation des soumissionnaires s'est essoufflée par la suite, lorsque le
5 Distributeur a offert mensuellement des blocs additionnels totalisant 250 MW. Le
6 nombre de soumissionnaires était en baisse et les prix offerts ont été
7 grandement dépréciés, si bien que pour certains mois le Distributeur a
8 simplement décidé de ne pas octroyer la totalité des blocs offerts.

9 Le tableau 3, présenté précédemment, fournit les informations pertinentes par
10 appel d'offres.

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

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

18 En 2007, le Distributeur a utilisé la totalité de l'électricité patrimoniale. Les
19 reventes effectuées ont contribué à l'atteinte de ce résultat. Des températures
20 plus froides que la normale ont également aidé à cet égard.

21 Par ailleurs, un volume de 192,5 GWh a été acquis en vertu de l'entente cadre
22 signée avec le Producteur. De ce volume, des dépassements comptant pour
23 0,3 GWh sont survenus durant les 300 heures. Le Distributeur n'a pu éviter ces
24 dépassements, à un prix de 300 \$/MWh, qui ont été occasionnés par les
25 températures froides survenues à la fin de l'hiver 2007 et au cours du mois de
26 décembre. Il est à noter que le coût de ces dépassements est inférieur à 1 M\$.

3 SUIVI DE L'ANNÉE 2008

3.1 Rappel du contexte

1 En août 2007, lors du dépôt de sa demande tarifaire 2008, le Distributeur estimait
2 les besoins à satisfaire à 185,4 TWh et indiquait que les surplus énergétiques
3 atteindraient 3,9 TWh en 2008.

4 Les estimations du Distributeur qui ont suivi, montraient des baisses
5 significatives des besoins de l'année 2008 par rapport à ceux prévus à l'été
6 2007. Ces baisses des besoins du Distributeur s'expliquent principalement par
7 une diminution des ventes au secteur industriel et, dans une moindre mesure,
8 par des températures au-dessus des normales saisonnières au cours des mois
9 de janvier à avril. Ensemble, ces facteurs ont contribué à accroître les surplus
10 énergétiques de l'année 2008 de 2,8 TWh, les portant à 6,7 TWh.

11 Pour faire face à cette situation de surplus importants le Distributeur a négocié
12 des ententes avec TransCanada Energy et Hydro-Québec Production en vue de
13 réduire les livraisons d'énergie en provenance de ces deux fournisseurs.
14 L'entente intervenue avec TransCanada Energy permet la suspension de
15 l'ensemble des livraisons pour l'année 2008 et une option de suspension pour les
16 livraisons de l'année 2009⁶. Les conventions négociées avec Hydro-Québec
17 Production permettent de différer, par tranche de 50 MW, les livraisons d'énergie
18 associées aux contrats de long terme en base et cyclable, pour la période de
19 2008 à 2011 inclusivement.

20 La Régie a approuvé le 12 décembre 2007 l'entente intervenue avec
21 TransCanada Energy (D-2007-134) et le 26 mai 2008, les conventions modifiant
22 les contrats en base et cyclable avec Hydro-Québec Production (D-2008-076).

⁶ Le Distributeur a demandé de se prévaloir de cette option pour 2009. Le dossier est en cours d'examen à la Régie (R-3673-2008).

3.2 Besoins estimés

1 Les besoins du Distributeur pour l'année en cours sont présentement estimés à
2 182,6 TWh, soit 2,8 TWh de moins que les besoins prévus dans la demande
3 tarifaire pour 2008. Cette estimation tient compte des besoins réels du
4 Distributeur pour les quatre premiers mois de l'année 2008. Sur cette période de
5 quatre mois, les conditions climatiques au-dessus des normales saisonnières ont
6 occasionné une diminution des besoins de l'ordre de 0,5 TWh. Ainsi, par rapport
7 à la demande tarifaire 2008, la baisse des besoins résultant d'une diminution de
8 la demande est estimée à environ 2,3 TWh dont l'essentiel est attribuable aux
9 rationalisations et aux fermetures d'usines dans les secteurs des pâtes et papiers
10 et de la chimie.

3.3 Besoins et approvisionnements postpatrimoniaux

11 Les besoins postpatrimoniaux s'établissent à 3,7 TWh en 2008. La suspension
12 des livraisons provenant de la centrale de TransCanada Energy et le report de
13 1,9 TWh d'énergie associée aux contrats avec Hydro-Québec Production,
14 limitent la contribution des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme à
15 4,3 TWh, soit une réduction de 6,1 TWh par rapport aux livraisons prévues lors
16 de la demande tarifaire 2008.

17 Le surplus énergétique de l'année 2008 est maintenant évalué à 1,0 TWh, soit
18 2,9 TWh de moins que lors de la précédente demande tarifaire. Ces surplus
19 seront vendus sur les marchés de court terme.

20 Le tableau 6 présente, par rapport à la demande tarifaire 2008, les variations des
21 besoins et de la contribution des sources d'approvisionnements.

1
2

TABLEAU 6

BESOINS ET APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX 2008

En TWh	Demande tarifaire 2008	Estimation actuelle (note 1)	Écart
Besoins visés par le Plan	185,4	182,6	-2,8
Moins : Électricité patrimoniale	178,9	178,9	0,0
Besoins postpatrimoniaux	6,5	3,7	-2,8
Approvisionnement de LT	10,4	4,3	-6,1
Approvisionnement de CT	0,0	0,4	0,4
Revente d'énergie	-3,9	-1,0	2,9

3

Note 1 : 4 mois réels et 8 mois prévisionnels.

3.4 Coût estimé des approvisionnements postpatrimoniaux

4 Pour l'année en cours, le coût total estimé des approvisionnements
5 postpatrimoniaux s'élève à 361 M\$. Ce montant intègre les revenus de revente
6 qui devraient atteindre 81 M\$ et le coût du service de transport sur le réseau de
7 TransÉnergie pour le tarif de transit (point à point) associé à ces reventes.

8 Le coût moyen d'approvisionnements est estimé à 9,6 ¢/kWh, une hausse de
9 1,1 ¢/kWh par rapport au coût moyen prévu dans la demande tarifaire 2008.

10 Le tableau 7 présente les principales variations du coût des approvisionnements
11 postpatrimoniaux 2008.

1
2

TABLEAU 7
COÛT DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX 2008

En M\$	Demande tarifaire 2008	Estimation actuelle (note 1)	Écart
Approvisionnements de LT	767,0	388,2	-378,8
Approvisionnements de CT	3,0	39,5	36,5
Revente d'énergie	-250,7	-81,1	169,6
Achats de puissance	5,3	6,9	1,6
Service de transport	31,8	7,8	-24,0
Total	556,4	361,3	-195,1

3

Note 1 : 4 mois réels et 8 mois prévisionnels.

4
5

Le tableau 8 présente les variations du coût moyen des approvisionnements postpatrimoniaux 2008.

6
7

TABLEAU 8
COÛT MOYEN DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX 2008

En \$ / MWh	Demande tarifaire 2008	Estimation actuelle (note 1)	Écart
Approvisionnements de LT	73,89	90,13	16,24
Approvisionnements de CT	87,15	96,71	9,57
Revente d'énergie	63,91	83,57	19,66
Service de transport	8,12	8,07	-0,05
Total	85,70	96,47	10,77

8

Note 1 : 4 mois réels et 8 mois prévisionnels.

3.5 Transactions de court terme

1 Le Distributeur peut effectuer des transactions de court terme soit par des appels
2 d'offres ou par des transactions bilatérales. En outre, dans certaines
3 circonstances, le Distributeur peut écouler ses surplus sur les marchés DAM
4 (Day Ahead Market).

5 Compte tenu des faibles niveaux à satisfaire, le Distributeur procédera à des
6 transactions bilatérales dans le cadre de ses achats de court terme. Il procédera
7 de la même façon pour ses reventes d'énergie de court terme.

4 BESOINS À APPROVISIONNER POUR 2009

4.1 Besoins en énergie

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

11 La consommation prévue est obtenue en additionnant à la prévision des ventes,
12 l'usage interne, soit la consommation d'électricité par Hydro-Québec dans ses
13 bâtiments et ses chantiers, puis en y soustrayant la consommation hors réseau
14 intégré.

15 Pour l'année 2009, les besoins en énergie prévus s'élèvent à 183,7 TWh, une
16 hausse de 0,6 TWh, par rapport à l'estimation actuelle des besoins normalisés
17 de l'année 2008, mais une baisse de 1,7 TWh par rapport à la précédente
18 demande tarifaire.

4.2 Besoins en puissance

19 La prévision des besoins en puissance est obtenue en appliquant les hypothèses
20 de caractéristiques de consommation aux besoins annuels en énergie prévus par
21 usages (chauffage de l'espace, chauffage de l'eau, autres usages) ou par
22 secteurs de consommation. Ces caractéristiques portent sur la répartition

1 mensuelle de l'énergie ainsi que sur les ratios mensuels de la puissance appelée
2 à la pointe du réseau sur l'énergie consommée mensuellement.

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

7 Pour la pointe d'hiver 2008-2009, les besoins en puissance s'élèvent à
8 35 887 MW.

4.3 Besoins postpatrimoniaux

9 En 2009, les besoins d'approvisionnements postpatrimoniaux s'élèvent à
10 4,8 TWh. Comme pour les précédentes demandes tarifaires du Distributeur, les
11 besoins d'approvisionnements sont évalués en fonction d'un scénario qui
12 suppose une utilisation complète du volume d'électricité patrimoniale et aucun
13 recours à l'entente cadre.⁸ En puissance, les besoins requis au-delà du volume
14 d'électricité patrimoniale s'élèvent à 2 105 MW.

15 Le détail des besoins en énergie et en puissance est présenté en annexe A, aux
16 tableaux A-1 et A-2.

5 APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX 2009

17 Pour l'année 2009, afin de minimiser les coûts associés aux approvisionnements,
18 le Distributeur entend exercer l'option de suspension de la livraison des 4,3 TWh
19 d'énergie associée au contrat avec TransCanada Energy⁹ et procédera au report

⁷ 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.

⁸ Basé sur un scénario déterministe à conditions climatiques normales.

⁹ Dossier R-3673-2008 en cours.

1 de 1,9 TWh d'énergie associée aux contrats avec Hydro-Québec Production. Ce
2 faisant, le Distributeur réduit de 6,2 TWh le niveau des surplus de l'année 2009.

3 Le recours à ces moyens permet de limiter à 0,5 TWh d'énergie les surplus que
4 le Distributeur devra gérer afin de rétablir son équilibre énergétique. Les sections
5 suivantes présentent les volumes et les coûts d'approvisionnements du
6 Distributeur.

5.1 Approvisionnements en énergie

7 En 2009, les contrats d'approvisionnements de long terme du Distributeur
8 procureront 4,8 TWh d'énergie. Par rapport à 2008, il s'agit d'une hausse de près
9 de 0,5 TWh attribuable essentiellement à la mise en exploitation commerciale de
10 trois parcs éoliens soit celui de Carleton (décembre 2008) qui ajoutera 0,3 TWh
11 et ceux de St-Ulric et de Les Méchins (décembre 2009) qui procureront près de
12 0,1 TWh. Pour le reste, les contrats avec Hydro-Québec Production procureront
13 34 GWh de plus, en raison d'un niveau d'énergie différée moindre qu'en 2008. La
14 centrale de cogénération de TEMBEC, mise en exploitation le 15 décembre
15 2008, contribuera pour 63 GWh de plus.

16 Finalement, les achats d'énergie à court terme devraient représenter un peu plus
17 de 0,5 TWh.

18 La contribution en énergie de chacune des sources d'approvisionnements du
19 Distributeur est présentée au tableau 9.

20 Le Distributeur rappelle qu'il pourrait être amené à réviser sa planification au
21 cours de l'année en fonction de l'évolution de la demande.

1

TABLEAU 9

2

**VOLUME DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN ÉNERGIE
 PRÉVUS EN 2008 ET EN 2009, EN ÉNERGIE**

3

En TWh	2008	2009	Écart
LONG TERME	4,307	4,788	0,481
TCE	0,000	0,000	0,000
HQP	3,350	3,384	0,034
Base	3,074	3,066	-0,008
Cyclable	2,186	2,190	0,004
Énergie différée	1,910	1,872	-0,038
Bowater	0,147	0,147	0,000
Kruger	0,133	0,133	0,000
Tembec	0,003	0,067	0,063
Éolien I (990 MW)	0,674	1,058	0,384
Baie des Sables	0,337	0,336	-0,001
Anse-à-Valleau	0,309	0,308	-0,001
Carleton	0,029	0,336	0,307
St-Ulric	0,000	0,039	0,039
Les Méchins	0,000	0,039	0,039
Intégration éolienne	s.o.	s.o.	
COURT TERME	-0,562	0,061	0,623
Achats d'énergie	0,408	0,529	0,121
Reventes d'énergie	-0,970	-0,468	0,502
Achats de puissance	s.o	s.o	
TOTAL	3,745	4,849	1,104

4

5.2 Approvisionnement en puissance

5

Pour l'hiver 2008-2009, les besoins postpatrimoniaux en puissance, de l'ordre de 2 100 MW, seront comblés en grande partie par la contribution en puissance des contrats de long terme du Distributeur qui s'élève à 756 MW. Par rapport à l'hiver 2007-2008, les contrats de long terme apportent une contribution en puissance additionnelle de 46 MW, provenant de la mise en exploitation commerciale, à

9

1 compter de décembre 2008, du parc éolien de Carleton et de la centrale de
2 cogénération de TEMBEC.

3 La contribution de puissance des contrats de long terme et des autres moyens
4 est présentée au tableau 10.

5
6
7

TABLEAU 10
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN PUISSANCE
HIVER 2008-2009

	Quantité en MW
LONG TERME	756
TCE	0
HQP	600
Base	350
Cyclable	250
Bowater	20
Kruger	16
Tembec	8
Intégration éolienne	112
COURT TERME	1 350
Électricité interruptible	800
Abaissement de tension	250
Marchés	300
TOTAL	2 106

8

9 Le Distributeur comptera sur l'option d'électricité interruptible, l'abaissement de
10 tension et les marchés de l'électricité de court terme pour couvrir la partie
11 restante de ses besoins en puissance. En ce qui concerne l'option d'électricité
12 interruptible, le Distributeur retient pour l'hiver 2008-2009 un niveau d'adhésion
13 similaire à celui de l'hiver 2007-2008. L'hiver dernier, les clients avaient offert une
14 quantité de puissance d'environ 750 MW. Les quantités définitives pour l'hiver

1 2008-2009 ne seront connues qu'après la date limite d'adhésion, soit après le 1^{er}
2 septembre 2008.

5.3 Coût des approvisionnements postpatrimoniaux

3 En 2009, le coût total prévu des approvisionnements postpatrimoniaux est de
4 488,4 M\$. Il correspond à un coût moyen de 10,1 ¢/kWh et inclut les coûts
5 prévus de l'option d'électricité interruptible.

6 Le tableau 11 présente les coûts annuels des approvisionnements
7 postpatrimoniaux.

8 Le coût des approvisionnements de long terme reflète les modalités prévues aux
9 contrats signés par le Distributeur. Pour 2009, ce coût devrait atteindre 460 M\$
10 pour un coût moyen de 9,6 ¢/kWh.

11 L'évaluation du coût des approvisionnements de court terme et des revenus de
12 revente est basée sur les prix à terme («forward») sur les marchés de l'énergie
13 en date du 1^{er} mai 2008. Selon cette approche, les revenus de revente sont
14 estimés à un peu plus de 33 M\$ en 2009 pour un prix de vente moyen de
15 7,1 ¢/kWh.

16 Les achats de puissance intègrent le coût du volet puissance de l'option
17 d'électricité interruptible.

1

TABLEAU 11

2

VOLUME ET COÛT DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX 2009

	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	4,788	460,0	96,07
COURT TERME	0,061	24,7	-
Achats d'énergie	0,529	50,5	95,44
Reventes d'énergie	-0,468	-33,2	70,95
Achats de puissance	s.o	7,4	-
SERVICE DE TRANSPORT	-	3,8	8,08
TOTAL	4,849	488,4	100,72

3

5.4 Gestion des risques

4

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

5

6

7

8

ANNEXE A

TABLEAUX DES BESOINS 2009 EN ÉNERGIE ET

PUISSANCE

TABLEAU A-1
BESOINS EN ÉNERGIE PRÉVUS EN 2009

		<u>TWh</u>
PRÉVISION DES VENTES		170,7
<i>plus</i>	Usage interne	0,6
<i>moins</i>	Consommation hors réseau intégré	0,4
Consommation prévue		170,9
<i>plus</i>	Pertes de distribution et de transport	12,8
BESOINS PRÉVUS		183,7
<i>moins</i>	Électricité patrimoniale	178,9
BESOINS POSTPATRIMONIAUX		4,8

TABLEAU A-2
BESOINS EN PUISSANCE PRÉVUS POUR LA POINTE 2008-2009

		<u>MW</u>
BESOINS PRÉVUS		35 887
<i>plus</i>	Réserve requise	3 660
	<i>Taux de réserve</i>	10,2%
<i>moins</i>	Électricité patrimoniale (Incluant la réserve)	37 442
BESOINS POSTPATRIMONIAUX		2 105

ANNEXE B
MÉTHODOLOGIE D'ÉTABLISSEMENT DE L'INDICATEUR
DE PRIX DU MARCHÉ

1 Cette annexe expose la méthodologie sous-jacente à l'établissement de
2 l'indicateur de prix de marché, présenté au tableau 5 de la section 2.4, qui
3 permet d'évaluer le coût des approvisionnements effectivement supporté par le
4 Distributeur. Les détails servant à l'analyse se trouvent aux tableaux 1 et 2 du
5 présent document.

6 Dans son analyse, le Distributeur fournit quatre comparaisons à l'indicateur de
7 marché : le coût total moyen des approvisionnements, le coût moyen des
8 approvisionnements de long terme, le coût moyen des approvisionnements de
9 court terme et le revenu moyen des reventes. Pour obtenir ces coûts moyens, le
10 Distributeur utilise les données horaires des approvisionnements et des ventes,
11 lesquelles sont multipliées par les prix de marché.

12 Les prix de marché sont estimés ainsi :

- 13 • Prix DAM de la zone HQ du NYISO
- 14 • Autres frais :
 - 15 ○ en achat, le Distributeur ajoute les frais de sortie du réseau de
 - 16 NYISO (5,11 \$US/MWh) et les frais de transaction
 - 17 (0,75 \$US/MWh),
 - 18 ○ en vente, le Distributeur retranche les frais de transit sur le réseau
 - 19 de NY (0,16 \$US/MWh), les frais de transaction (0,75 \$US/MWh) et
 - 20 les pertes de 5,2 %.
- 21 • Les prix sont convertis en dollars canadiens au taux officiel de la Banque
- 22 du Canada publié à 12 h quotidiennement.

23 Autres ajustements :

- 24 • Coût de l'entente cadre : au tableau 2 du présent document, le coût des
- 25 approvisionnements de court terme inclut le coût de l'entente cadre. Le
- 26 Distributeur est d'avis qu'il n'existe pas de produit comparable dans le

- 1 marché dont le coût pourrait être pris en compte dans l'indicateur de
2 marché. Ce faisant, le Distributeur a simplement ajouté le coût réel de
3 l'entente cadre à l'indicateur.
- 4 • Coût de la puissance dans l'indicateur : le Distributeur a pris en compte le
5 coût réel payé pour la puissance en 2007.
- 6 • Coût des réservations de transport : le Distributeur a pris en compte dans
7 l'indicateur le coût réel payé pour les réservations de transport point à
8 point en 2007.