

APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

Table des matières

1. SUIVI DE L'ANNÉE 2010.....	5
1.1. BESOINS ESTIMÉS.....	5
1.2. APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX	5
1.3. TRANSACTIONS DE COURT TERME.....	8
2. APPROVISIONNEMENTS POUR L'ANNÉE 2011.....	8
2.1. BESOINS À APPROVISIONNER EN 2011	8
2.2. APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX POUR L'ANNÉE 2011	10
2.2.1. <i>Approvisionnements en énergie</i>	10
2.2.2. <i>Approvisionnements en puissance</i>	12
2.2.3. <i>Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux</i>	14
3. AUTRES SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE.....	15
3.1. RÉSULTATS ET FAITS SAILLANTS DE L'ANNÉE 2009	15
3.1.1. <i>Coût des approvisionnements postpatrimoniaux</i>	15
3.1.2. <i>Suivi des activités de revente</i>	16
3.1.3. <i>Indicateurs</i>	17
• Coût unitaire moyen des approvisionnements postpatrimoniaux et prix de marché	17
• Appels d'offres	19
• Degré d'utilisation de l'électricité patrimoniale et recours à l'entente cadre.....	19
3.2. GESTION DES RISQUES	19

1. SUIVI DE L'ANNÉE 2010

1.1. Besoins estimés

1 Lors du dépôt de son dernier dossier tarifaire (R-3708-2009), le Distributeur estimait à
2 179,0 TWh les besoins à satisfaire pour l'année témoin 2010. Ces besoins maintenaient
3 le Distributeur en situation de surplus importants. Pour faire face à ceux-ci, le
4 Distributeur a notamment exercé son option de suspension temporaire de la production
5 de TransCanada Energy (TCE).

6 Les besoins du Distributeur pour l'année en cours sont maintenant estimés à
7 179,7 TWh, soit 640 GWh de plus que ceux prévus au dossier tarifaire 2010-2011.

1.2. Approvisionnements postpatrimoniaux

8 Les besoins postpatrimoniaux s'établissent maintenant à 2,4 TWh pour 2010, soit
9 0,9 TWh de plus que prévu au dernier dossier tarifaire. Malgré les efforts déployés par le
10 Distributeur pour réduire et revendre ses approvisionnements postpatrimoniaux
11 excédentaires, l'importance des surplus, jumelée à des conditions climatiques
12 particulièrement chaudes lors des quatre premiers mois de l'année (4,2 TWh d'aléas
13 climatiques), devraient occasionner 1,5 TWh d'électricité patrimoniale inutilisée, soit
14 0,2 TWh de plus que ce qui avait été prévu pour 2010.

15 De plus, la diminution de la demande sur l'horizon 2010-2027 est telle que, malgré les
16 amendements aux Conventions d'énergie différée¹, le Distributeur prévoit ne plus être
17 en mesure de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée à l'expiration des
18 contrats de base et cyclable. En effet, la révision de la demande intégrant notamment
19 les impacts du dernier budget du gouvernement du Québec (hausse du prix de
20 l'électricité patrimoniale et hausse des cibles en efficacité énergétique) engendrerait un
21 solde d'un peu plus de 26 TWh du compte d'énergie différée à l'échéance des
22 conventions amendées. Cette situation oblige donc le Distributeur à ne plus différer

¹ Voir le dossier R-3726-2010.

1 l'énergie des deux contrats et à revendre davantage sur les marchés, notamment
2 l'énergie du contrat comportant des livraisons en base². Les livraisons du contrat
3 cyclable seront programmées lorsque requises pour satisfaire les besoins du
4 Distributeur.

5 Toutefois, compte tenu des quantités impliquées et dans la perspective d'atténuer les
6 impacts sur les coûts d'approvisionnements, le Distributeur et le Producteur ont convenu
7 d'une transaction de nature financière³, réalisée en vertu de la Convention de
8 transactions d'achat et de vente d'électricité en place entre les parties, concernant les
9 quantités d'énergie ne pouvant plus être différées.

10 Ainsi, lorsque les livraisons d'énergie du contrat de base ne sont pas requises pour ses
11 propres besoins et que le prix de l'énergie prévu au contrat est supérieur au prix de
12 référence, défini comme étant le prix de l'électricité à la zone M du NYISO moins
13 l'ajustement de 5 \$/MWh, le Distributeur paie au Producteur la différence de prix pour la
14 portion du 350 MW dont le Distributeur ne prend pas livraison. À l'inverse, lorsque le prix
15 de l'énergie prévu au contrat est inférieur au prix de référence, le Producteur effectue un
16 paiement au Distributeur.

17 Pour ce qui est des livraisons cyclables, la transaction s'applique sur les quantités qui ne
18 sont pas programmées par le Distributeur, dans la mesure où le prix de l'énergie au
19 contrat est inférieur au prix de référence.

20 Par ailleurs, et tel que prévu aux contrats, le Distributeur doit assumer le montant
21 applicable pour la prime fixe lorsque les quantités d'énergie ne sont pas différées.

22 Cette transaction est avantageuse pour le Distributeur puisqu'elle lui procure une
23 flexibilité accrue pour faire face aux aléas climatique et de la demande, tout en lui
24 permettant d'éviter tous les frais associés à la revente sur le marché, en l'occurrence les
25 frais de transport, de courtage, de transit sur le NYISO et les pertes, évalués à environ
26 11 \$/MWh.

² Contrat de type « take or pay », dont les livraisons sont uniformes tout au long de l'année.

³ La transaction couvre la période du 1^{er} mai 2010 au 30 septembre 2010. Le Distributeur prévoit conclure avec le Producteur d'autres transactions du même type pour les trois derniers mois de l'année 2010.

1 En 2010, la valeur de la transaction est estimée à 21,9 M\$, correspondant à 1,9 TWh
2 d'énergie du contrat de base. Compte tenu des coûts évités de la transaction, le
3 Distributeur estime que cette dernière lui procure un gain d'environ 22 M\$ par rapport à
4 un scénario hypothétique de revente sur les marchés de court terme.

5 Par ailleurs, compte tenu que le prix de l'énergie prévu au contrat cyclable est supérieur
6 aux prix de référence prévus pour les huit derniers mois de l'année 2010 (évalués au
7 mois d'avril 2010), aucun montant relatif à la transaction avec le Producteur pour des
8 livraisons du contrat cyclable n'est considéré pour les coûts d'approvisionnements de
9 l'année 2010.

10 Enfin, la revente des surplus énergétiques de l'année 2010 sur les marchés de court
11 terme est maintenant évaluée à 0,8 TWh, soit 0,5 TWh de moins que prévu initialement.
12 Cette diminution est en partie attribuable au choix du Distributeur de ne pas revendre de
13 surplus lorsque le prix de revente est inférieur à celui de l'électricité patrimoniale.
14 Lorsqu'une telle situation se produit, il est plus avantageux pour le Distributeur de
15 réduire l'utilisation de l'électricité patrimoniale plutôt que de revendre sur les marchés.

16 Pour l'année en cours, le coût total estimé des approvisionnements postpatrimoniaux
17 s'élève à 373,0 M\$, incluant 23,6 M\$ en revenus de revente d'énergie (pour des
18 livraisons effectuées principalement au point HQT). Il s'agit d'une hausse de 88,0 M\$
19 par rapport au montant autorisé par la Régie en 2010. Le coût moyen
20 d'approvisionnement est estimé à 158,7 \$/MWh, en baisse de 34,5 \$/MWh.

1
2

**TABLEAU 1
BESOINS ET APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX DE 2010**

	2010			2010			Écarts		
	D-2010-022			Année de base					
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
Besoins	179,0			179,7			0,6		
<i>moins</i> Électricité patrimoniale	178,9			178,9			0,0		
<i>plus</i> Électricité patrimoniale inutilisée	-1,3			-1,5			-0,2		
Besoins postpatrimoniaux	1,5			2,4			0,9		
Approvisionnement de long terme ⁽¹⁾	2,8	319,5	116,2	3,0	379,8	124,6	0,3	60,3	8,4
Approvisionnements de court terme	-1,3	-34,5	27,0	-0,7	-6,8	9,7	0,6	27,7	-17,3
Achats d'énergie	0,1	4,6	58,2	0,1	8,9	77,9	0,0	4,3	19,7
Reventes d'énergie	-1,4	-42,3	31,2	-0,8	-23,6	29,0	0,5	18,7	-2,2
Achats de puissance & d'électricité interruptible	0,0	3,2	-	0,0	7,9	-	0,0	4,7	-
<i>dont option d'électricité interruptible</i>	0,0	3,1	-	0,0	7,3	-	0,0	4,2	-
Entente cadre	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Service de transport	-	0,0	-	-	0,0	-	-	0,0	-
TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux	1,5	285,1	193,3	2,4	373,0	158,7	0,9	88,0	-34,5

(1) Pour l'année de base, le coût des approvisionnements de long terme inclut un montant de 21,9 M\$ en vertu de la transaction de nature financière avec HQP.

3

1.3. Transactions de court terme

4 Le Distributeur a procédé à un appel d'offres pour la revente de la majorité de ses
5 surplus, soit environ 800 GWh. Les surplus résiduels sont écoulés par des transactions
6 bilatérales.

2. APPROVISIONNEMENTS POUR L'ANNÉE 2011

2.1. Besoins à approvisionner en 2011

7 Les besoins en énergie prévus pour l'année 2011 s'élèvent à 184,8 TWh, une hausse de
8 5,1 TWh par rapport à ceux de l'année de base. Selon un scénario déterministe, à
9 conditions climatiques normales et excluant tout recours à l'entente cadre, les besoins
10 d'approvisionnements postpatrimoniaux prévus sont de 6,2 TWh et le volume
11 d'électricité patrimoniale inutilisée de 220 GWh.

1
2

**TABLEAU 2
BESOINS EN ÉNERGIE**

En TWh	2009 Année historique	2010 Année de base	2011 Année témoin
PRÉVISION DES VENTES	165,1	167,6	171,7
<i>plus</i> usage interne	0,6	0,6	0,7
<i>plus</i> électricité interruptible	0,1	0,0	
<i>moins</i> consommation hors réseau intégré	0,4	0,4	0,4
CONSOMMATION PRÉVUE	165,4	167,9	171,9
<i>plus</i> pertes de distribution et de transport	12,3	11,8	12,9
BESOINS PRÉVUS	177,8	179,7	184,8
<i>moins</i> électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9
<i>plus</i> électricité patrimoniale inutilisée	3,9	1,5	0,2
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	2,9	2,4	6,2

3

4 Près de 170 GWh du volume d'électricité patrimoniale inutilisée prévu pour 2011 sont
5 attribuables aux surplus qui ne peuvent être écoulés à un prix supérieur à celui de
6 l'électricité patrimoniale.

7 Les besoins en puissance prévus pour la pointe d'hiver 2010-2011 sont de 36 625 MW,
8 une hausse de 575 MW par rapport à la pointe normalisée de l'hiver 2009-2010.
9 Considérant la réserve requise de 3 627 MW, les besoins en puissance au-delà de
10 l'électricité patrimoniale devraient s'élever à 2 810 MW.

11
12

**TABLEAU 3
BESOINS EN PUISSANCE**

En MW	Hiver 2010-2011 Année témoin
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	36 625
<i>plus</i> réserve requise	3 627
<i>Taux de réserve</i>	9,9%
<i>moins</i> électricité patrimoniale (incluant la réserve)	37 442
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	2 810

13

2.2. Approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2011

2.2.1. Approvisionnements en énergie

1 Le Distributeur a mis à jour son portefeuille d'approvisionnements de long terme en
2 fonction des éléments suivants :

- 3 • retrait de la contribution de la centrale de cogénération de Bowater, étant donné
4 l'annonce de fermeture pour une durée indéterminée de l'usine de Bowater de
5 Gatineau ;
- 6 • résiliation du contrat d'approvisionnement relatif au parc éolien Les Méchins ;
- 7 • report de la mise en service des quinze éoliennes manquantes au parc éolien
8 St-Ulric à décembre 2011 (22,5 MW) ;
- 9 • retard du début des livraisons du parc éolien Mont-Louis jusqu'en décembre
10 2011.

11 Par ailleurs, l'entente d'intégration éolienne entre le Distributeur et le Producteur arrive à
12 échéance le 9 février 2011. Le Distributeur visait le remplacement de cette entente dès
13 le début de l'année 2011, conformément à ce qu'il avait annoncé dans l'État
14 d'avancement 2009 du Plan d'approvisionnement 2008-2017.

15 Les discussions entre le Producteur et le Distributeur ont permis au Distributeur
16 d'explorer de nouvelles avenues qui lui permettraient d'assurer un meilleur appariement
17 entre l'offre et la demande. Les options explorées peuvent comporter des impacts
18 importants qu'il convient d'évaluer correctement, tant sur les activités du Distributeur que
19 sur celles du Producteur. Ainsi, compte tenu des enjeux qui en découlent et des délais
20 avant l'application d'une nouvelle entente, le Distributeur et le Producteur ont convenu
21 de prolonger les dispositions de l'entente d'intégration actuelle pour le reste de l'année
22 2011.

23 Le Distributeur présentera les principaux objectifs et paramètres des nouvelles avenues
24 recherchées dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2011-2020 qui sera déposé
25 avant le 1^{er} novembre 2010.

1 Considérant ces différents éléments, l'ensemble des contrats de long terme
2 procureraient des approvisionnements en énergie de 11,3 TWh en 2011. Compte tenu
3 des besoins postpatrimoniaux évalués à 6,2 TWh, le Distributeur ferait donc face à des
4 surplus énergétiques d'un peu plus de 5 TWh. Afin de rétablir l'équilibre offre-demande,
5 le Distributeur prévoit utiliser un ensemble de moyens.

6 Premièrement, il a exercé son option de suspension de la livraison des 4,3 TWh
7 associés au contrat avec TCE en 2011⁴.

8 Deuxièmement, compte tenu de la diminution de la demande à long terme et du risque
9 élevé de ne pas pouvoir ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro à
10 l'échéance des conventions, le Distributeur ne prévoit pas différer d'énergie en 2011. Il
11 entend plutôt conclure des transactions de nature financière avec le Producteur pour les
12 quantités d'énergie des contrats de base et cyclable qui ne seront pas différées et qui
13 seraient autrement revendues sur les marchés de court terme⁵. Le Distributeur prendra
14 ainsi livraison de l'énergie des contrats en base et cyclable au besoin, notamment en
15 période d'hiver.

16 Troisièmement, le Distributeur prévoit procéder à des rappels d'énergie et de puissance
17 garantie pour la période d'hiver, conformément aux amendements aux conventions
18 d'énergie différée.

19 Enfin, des achats d'environ 400 GWh sur le marché de court terme, notamment en hiver,
20 permettent d'équilibrer le bilan. N'eut été de prix de revente inférieurs au prix de
21 l'électricité patrimoniale, les reventes sur le marché de court terme seraient d'environ
22 170 GWh.

⁴ Voir le dossier R-3734-2010.

⁵ Transactions semblables à celles conclues en 2010.

1
2

TABLEAU 4
VOLUME DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN ÉNERGIE

En TWh	2009	2010	2011
	Année historique	Année de base	Année témoin
LONG TERME	2,3	3,0	5,8
TCE	-	-	-
HQP	1,0	1,5	4,0
<i>Base</i>	0,5	0,6	2,4
<i>dont énergie rappelée</i>	-	-	1,2
<i>Cyclable</i>	0,5	0,8	1,6
<i>Énergie différée</i>	4,2	0,7	0,0
<i>Intégration éolienne</i>	0,1	0,0	-
Bowater	0,1	0,0	-
Kruger	0,1	0,1	0,1
Tembec	0,1	0,1	0,1
Éolien I (A/O 2003-02)	1,0	1,3	1,4
<i>Baie des Sables</i>	0,3	0,3	0,3
<i>Anse-à-Valleau</i>	0,3	0,3	0,3
<i>Carleton</i>	0,3	0,3	0,3
<i>St-Ulric</i>	0,1	0,4	0,4
<i>Mont-Louis</i>	-	-	0,0
<i>Montagne Sèche</i>	-	-	0,0
<i>Gros-Morne (phase 1)</i>	-	-	0,0
Éolien II (A/O 2005-03)	-	-	0,1
<i>Le Plateau</i>	-	-	0,0
<i>de l'Érable</i>	-	-	0,0
<i>des Moulins</i>	-	-	0,0
Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)	-	-	0,0
COURT TERME	0,6	-0,7	0,4
Achats d'énergie	1,2	0,1	0,4
Reventes d'énergie	-0,6	-0,8	0,0
TOTAL	2,9	2,4	6,2

3

2.2.2. Approvisionnements en puissance

4 Les approvisionnements postpatrimoniaux de long terme en puissance totalisent
5 1 580 MW en 2011, incluant la garantie de puissance sur les retours d'énergie au cours

1 de la période d'hiver⁶, de même que la garantie de puissance (35 %) offerte par l'entente
2 d'intégration éolienne en vigueur.

3 Au-delà des approvisionnements de long terme, le Distributeur doit se procurer
4 1 230 MW afin de combler les besoins postpatrimoniaux en puissance, évalués à
5 2 810 MW. Ces moyens additionnels se composent d'une contribution de 850 MW de
6 l'option d'électricité interruptible⁷ et d'achats de 130 MW sur le marché de court terme.
7 L'abaissement de tension est maintenu à 250 MW. Dans l'éventualité d'un niveau
8 d'adhésion à l'option d'électricité interruptible différent de 850 MW, les achats sur le
9 marché de court terme seraient ajustés en conséquence.

10
11

TABLEAU 5
VOLUME DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN PUISSANCE

En MW	Hiver 2010-2011 Année témoin
LONG TERME	1 580
TCE	-
HQP	1 400
<i>Base</i>	1 150
<i>dont puissance garantie des rappels</i>	800
<i>Cyclable</i>	250
Bowater	-
Kruger	16
Tembec	8
Intégration éolienne	156
COURT TERME	1 230
Électricité interruptible	850
Abaissement de tension	250
Marchés (MW arrondis)	130
TOTAL	2 810

12

⁶ Conformément aux amendements aux Conventions d'énergie différée. Voir le dossier R-3726-2010.

⁷ Plutôt que les 1 000 MW présentés dans l'État d'avancement 2009. Cette réévaluation est basée sur le niveau de participation des clients de grande puissance au cours des dernières années.

2.2.3. Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux

1 Le coût total prévu des approvisionnements postpatrimoniaux en 2011 est de 576,4 M\$,
2 ou 93,4 \$/MWh. Il inclut les coûts fixes de la centrale de TCE ainsi que les coûts
3 associés à la suspension des livraisons de TCE en 2011⁸. Il inclut également un coût de
4 4,3 M\$ associé à la garantie de puissance des rappels d'énergie ainsi qu'un montant de
5 8,9 M\$ à titre d'intégration de la production éolienne.

6 Tel que mentionné à la section 2.2.1, le Distributeur reconduira en 2011 les transactions
7 de nature financière avec Hydro-Québec Production concernant les quantités d'énergie
8 ne pouvant plus être différées. À ce titre, un montant de 19,7 M\$ est inclus dans les
9 coûts des approvisionnements de l'année 2011, correspondant à 1,8 TWh du contrat
10 comportant des livraisons en base. Le Distributeur estime que ces transactions lui
11 procureront un gain d'environ 21 M\$ par rapport à un scénario hypothétique de revente
12 sur les marchés de court terme. Comme pour 2010, aucun montant lié aux transactions
13 de nature financière relativement aux livraisons du contrat cyclable n'est considéré pour
14 les coûts des approvisionnements de l'année 2011, en raison du niveau prévu des prix
15 de marché⁹.

16 Enfin, les revenus de revente sont négligeables. Ils sont estimés à 50 k\$ en 2011, pour
17 un prix unitaire de 28,0 \$/MWh. Ils seraient de 2,6 M\$, pour un prix unitaire de
18 15,4 \$/MWh, si tous les surplus étaient revendus sur le marché de court terme, même
19 lorsque le prix de revente est inférieur au prix de l'électricité patrimoniale.

⁸ Tel que présenté au dossier R-3734-2010.

⁹ L'évaluation du coût des approvisionnements de court terme et des revenus de revente est basée sur la moyenne des prix à terme («forward») de la zone M du NYISO au cours du mois d'avril 2010.

1
 2

TABLEAU 6
COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX

	2009 Année historique			2010 Année de base			2011 Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	2,3	305,8	132,8	3,0	379,8	124,6	5,8	549,1	95,1
COURT TERME	0,6	79,3	142,3	-0,7	-6,8	9,7	0,4	27,3	68,1
Achats d'énergie	1,2	92,2	79,5	0,1	8,9	77,9	0,4	19,4	48,3
Reventes d'énergie	-0,6	-19,0	31,6	-0,8	-23,6	29,0	0,0	0,0	28,0
Achats de puissance	s.o.	6,2		s.o.	7,9		s.o.	7,9	
SERVICE DE TRANSPORT		4,7			0,0				
TOTAL	2,9	389,9	136,3	2,4	373,0	158,7	6,2	576,4	93,4

3

3. AUTRES SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE

3.1. Résultats et faits saillants de l'année 2009

3.1.1. Coût des approvisionnements postpatrimoniaux

4 En 2009, afin de gérer ses surplus, le Distributeur a prolongé la suspension de la
 5 production de TCE (4,3 TWh) et a différé 4,2 TWh selon les conventions avec le
 6 Producteur, soit 2,3 TWh de plus que prévu au dossier tarifaire 2009-2010. Le
 7 Distributeur a toutefois dû, principalement durant l'hiver, procéder tant à des achats
 8 d'énergie sur les marchés de court terme qu'à des achats de puissance, et recourir à
 9 l'option d'électricité interruptible.

10 Le coût des approvisionnements postpatrimoniaux de l'année 2009 a été inférieur de
 11 98,6 M\$ à la prévision intégrée au dossier tarifaire 2009-2010. Cette baisse est
 12 attribuable à la diminution de la demande d'électricité et à la stratégie de gestion des
 13 surplus du Distributeur.

1
2
3

TABLEAU 7
BESOINS ET APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX DE 2009

	2009			2009			Écarts		
	(R-3677-2008)			Année historique ⁽¹⁾					
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
Besoins	183,7			177,8			-5,9		
<i>moins</i> Électricité patrimoniale	178,9			178,9			0,0		
<i>plus</i> Électricité patrimoniale inutilisée	0,0			-3,9			-3,9		
Besoins postpatrimoniaux	4,8			2,9			-2,0		
Approvisionnement de long terme	4,8	460,0	96,1	2,3	305,8	132,8	-2,5	-154,2	36,7
Approvisionnement de court terme	0,1	24,7	404,5	0,6	79,3	142,3	0,5	54,7	-262,2
Achats d'énergie ⁽²⁾	0,5	50,5	95,4	1,1	86,6	79,1	0,6	36,1	-16,3
Reventes d'énergie	-0,5	-33,2	70,9	-0,6	-19,0	31,6	-0,1	14,1	-39,3
Achats de puissance & d'électricité interruptible	-	7,4	-	-	6,2	-	-	-1,2	-
<i>dont option d'électricité interruptible</i>	-	5,7	-	-	5,9	-	-	0,2	-
Entente cadre ⁽³⁾	0,0	0,0	0,0	0,1	5,6	84,9	0,1	5,6	-84,9
Service de transport	-	3,8	-	-	4,7	-	-	0,9	-
TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux	4,8	488,4	100,7	2,9	389,9	136,3	-2,0	-98,6	35,6

(1) Le réel inclut une perte de couverture pour un montant de 3,9 M\$.

(2) L'achat d'énergie inclut 4,1 M\$ pour l'électricité interruptible, dont 2,2 M\$ attribuables aux demandes exceptionnelles d'interruption.

(3) Les coûts réels de l'entente cadre incluent 0,8 M\$ qui seront comptabilisés en 2010.

4

3.1.2. Suivi des activités de revente

5 Compte tenu des faibles volumes, le Distributeur n'a pas procédé par appel d'offres pour
6 la revente en 2009. Il a plutôt eu recours aux transactions bilatérales et au marché DAM
7 du NYISO durant la période de mars à décembre. Cette stratégie lui a permis
8 d'équilibrer l'offre et la demande sur une base hebdomadaire de façon optimale.

9
10

TABLEAU 8
ACTIVITÉS DE REVENTE EN 2009 PAR TYPE DE TRANSACTION

En GWh	JAN	FEV	MAR	AVR	MAI	JUN	JUL	AOU	SEP	OCT	NOV	DEC	TOTAL
Trans. Bilatérales	-	-	-13,0	-85,0	-85,8	-75,1	-59,5	-61,6	-17,5	-58,2	-89,2	-54,0	-598,9
DAM	-	-	-	-	-	-	-	-	-2,9	-1,3	-	-	-4,2
TOTAL	-	-	-13,0	-85,0	-85,8	-75,1	-59,5	-61,6	-20,3	-59,5	-89,2	-54,0	-603,1
En M\$													
Trans. Bilatérales	-	-	-0,4	-2,6	-2,5	-2,3	-1,8	-2,1	-0,5	-2,0	-2,9	-1,8	-18,8
DAM	-	-	-	-	-	-	-	-	-0,1	0,0	-	-	-0,1
Réervations de transport	-	-	-	0,0	0,3	0,6	0,8	0,9	0,4	0,9	0,7	0,0	4,7
TOTAL	-	-	-0,4	-2,5	-2,2	-1,8	-1,0	-1,2	-0,2	-1,1	-2,2	-1,8	-14,3
En \$/MWh													
Trans. Bilatérales	-	-	29,7	30,3	29,1	31,2	29,6	33,5	29,0	33,9	32,5	34,1	31,4
DAM	-	-	-	-	-	-	-	-	31,7	30,3	-	-	31,3
TOTAL (excl. transport)	-	-	29,7	30,3	29,1	31,2	29,6	33,5	29,4	33,8	32,5	34,1	31,4
TOTAL (incl. transport)¹	-	-	29,7	29,8	25,4	23,4	16,8	19,2	8,5	18,2	24,4	33,4	23,7

(1) Excluant un gain de change attribuable à la revente de l'année 2009 et excluant un ajustement à la revente de l'année 2008 comptabilisé en 2009.

11

3.1.3. Indicateurs

1 Le Distributeur présente les indicateurs lui permettant de suivre et d'analyser ses
2 activités d'approvisionnements.

- ***Coût unitaire moyen des approvisionnements postpatrimoniaux et prix de marché***

3 Le Distributeur compare le coût moyen des approvisionnements postpatrimoniaux à un
4 indicateur de prix du marché. Les indicateurs sont présentés à titre indicatif seulement
5 car ils ne reflètent pas la réalité du Distributeur, notamment en ce qui concerne les
6 approvisionnements de long terme. En effet, ces derniers ont été contractés dans un
7 contexte donné et ne peuvent être remplacés par des achats de court terme.

1
2

**TABLEAU 9
INDICATEUR DE PRIX DE MARCHÉ**

<i>Total pour les approvisionnements postpatrimoniaux</i>		Indicateur de marché	Coûts réels
Coût total	<i>M\$</i>	268,0	389,9
Besoins postpatrimoniaux	<i>TWh</i>	2,9	2,9
Coût moyen	<i>\$CAN/MWh</i>	93,8	136,3
<i>Achats de long terme</i>			
Coûts des approvisionnements	<i>M\$</i>	128,8	249,7
Coût de la fermeture de TCE ⁽¹⁾	<i>M\$</i>	56,1	56,1
Coût total	<i>M\$</i>	184,9	305,8
Quantités acquises	<i>TWh</i>	2,3	2,3
Coût moyen	<i>\$CAN/MWh</i>	80,5	132,8
<i>Achats de court terme</i>			
Coûts des approvisionnements en énergie	<i>M\$</i>	83,6	82,5
Coût de l'entente cadre	<i>M\$</i>	4,5	5,6
Coût de l'énergie de l'électricité interruptible	<i>M\$</i>	1,9	4,1
Coût de la puissance (UCAP & Electricité int.)	<i>M\$</i>	6,2	6,2
Coût total	<i>M\$</i>	96,2	98,4
Quantités acquises	<i>TWh</i>	1,2	1,2
Coût moyen	<i>\$CAN/MWh</i>	82,7	84,6
<i>Ventes</i>			
Revenus de vente	<i>M\$</i>	-17,8	-19,0
Achat du service de transport	<i>M\$</i>	4,7	4,7
Coût total	<i>M\$</i>	-13,1	-14,3
Quantités vendues	<i>TWh</i>	-0,6	-0,6
Coût moyen	<i>\$CAN/MWh</i>	21,7	23,8

(1) Le coût de la fermeture de TCE de 56,1 M\$ exclut les coûts de puissance de 2,9 M\$ (inclus sous la rubrique « Achats de court terme »). Le total correspond au montant déposé au dossier R-3734-2010.

3
4 Ainsi, le coût total des approvisionnements de court terme a été supérieur d'un peu plus
5 de 2 M\$ à ce qu'il aurait été si le Distributeur avait uniquement eu recours au marché de
6 référence. Cette situation s'explique principalement par les dépassements selon
7 l'entente cadre et l'énergie associée à l'électricité interruptible qui ont un coût moyen
8 plus élevé que la référence de marché.

1 Les revenus de revente sont quant à eux supérieurs aux revenus que le Distributeur
2 aurait obtenus sur le marché puisque le faible volume d'énergie revendu a permis au
3 Distributeur d'obtenir des prix relativement plus élevés auprès de ses contreparties.

- ***Appels d'offres***

4 Le Distributeur n'a eu recours à aucun appel d'offres de court terme en 2009 ni pour les
5 achats ni pour les reventes.

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

6 En 2009, la diminution des besoins de 5,9 TWh par rapport au dossier tarifaire
7 2009-2010 a contraint le Distributeur à n'utiliser que 174,9 TWh d'électricité
8 patrimoniale. Un volume de 66,2 GWh a été acquis en vertu de l'entente cadre, mais
9 aucun dépassement n'est survenu durant les 300 heures de plus grande contribution.

3.2. Gestion des risques

10 Considérant les faibles volumes de transactions effectuées en 2009 et 2010, le
11 Distributeur ne dépose pas les indicateurs reliés au risque de marché pour les
12 transactions d'un mois ou moins¹⁰. Toutefois, tel que le Distributeur le mentionnait lors
13 du précédent dossier tarifaire¹¹, un suivi particulier de ces indicateurs est intéressant
14 pour des contrats d'approvisionnements d'une durée de plusieurs mois.

15 De fait, la revente des surplus en 2010 a principalement été effectuée dans le cadre d'un
16 appel d'offres pour une durée de sept mois, soit du 1^{er} avril au 31 octobre 2010, et
17 portant sur les quantités d'un peu moins de 800 GWh. Suite à cet appel d'offres, deux
18 contreparties ont obtenu trois blocs de 50 MW d'énergie ferme à prix fixe sur la période.
19 Du point de vue du Distributeur, et dans le contexte actuel de revente des surplus
20 énergétiques, il existe un risque que le prix de marché soit inférieur au prix fixe obtenu
21 en cas de défaut des contreparties.

¹⁰ Voir la décision D-2010-022, paragraphe 200.

¹¹ Réponse à la question 18.2 de la demande de renseignements n°1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1 du dossier R-3708-2009.

1 Le Distributeur fait donc face à un risque de crédit qu'il évalue sur une base quotidienne.
2 L'une des deux contreparties étant affiliée au Distributeur, son risque de crédit n'est pas
3 jugé pertinent. Quant à l'autre contrepartie, et à titre d'exemple, son exposition au crédit
4 avec le Distributeur se chiffrait à près de 1 M\$ en date du 9 juin, soit moins de 20 % de
5 sa limite de crédit autorisée. Cette évaluation est composée d'une valeur de
6 remplacement (Mark-to-Market) de -2,2 M\$ attribuable à la hausse du prix de marché
7 par rapport au prix obtenu dans le cadre de l'appel d'offres, et d'un compte à recevoir de
8 près de 3 M\$. Cette hausse relative du prix de marché fait en sorte que le risque de
9 crédit auquel fait face le Distributeur n'est pas significatif.