

APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

Table des matières

1. SUIVI DE L'ANNÉE 2011	5
1.1. BESOINS ESTIMÉS.....	5
1.2. APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX	5
2. APPROVISIONNEMENTS POUR L'ANNÉE 2012	7
2.1. BESOINS À APPROVISIONNER EN 2012	7
2.2. APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX POUR L'ANNÉE 2012	9
2.2.1. <i>Stratégie proposée</i>	9
2.2.2. <i>Approvisionnements en énergie</i>	10
2.2.3. <i>Approvisionnements en puissance</i>	11
2.2.4. <i>Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux</i>	13
3. AUTRES SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE	14
3.1. RÉSULTATS ET FAITS SAILLANTS DE L'ANNÉE 2010	14
3.1.1. <i>Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux</i>	15
3.1.2. <i>Suivi des activités de revente</i>	16
3.1.3. <i>Indicateurs</i>	18
• Coût unitaire moyen des approvisionnements postpatrimoniaux et prix de marché	18
• Appels d'offres	21
• Degré d'utilisation de l'électricité patrimoniale et recours à l'entente cadre.....	21
3.2. GESTION DES RISQUES	21
ANNEXE A - SUIVI DES TRANSACTIONS FINANCIÈRES AVEC LE PRODUCTEUR EN 2010	23
ANNEXE B - VOLUMES ET COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX	27

1. SUIVI DE L'ANNÉE 2011

1.1. Besoins estimés

1 Lors du dépôt de son précédent dossier tarifaire (R-3740-2010), le Distributeur estimait
2 à 184,8 TWh les besoins à satisfaire pour l'année témoin 2011. Ces besoins
3 maintenaient le Distributeur en situation de surplus importants. Pour y faire face, le
4 Distributeur a notamment exercé son option de suspension temporaire de la production
5 de la centrale de TransCanada Energy (TCE) à Bécancour.

6 Les besoins à approvisionner du Distributeur pour l'année 2011 sont maintenant estimés
7 à 183,6 TWh, soit 1,2 TWh de moins que ceux prévus au précédent dossier tarifaire.

1.2. Approvisionnements postpatrimoniaux

8 Les besoins postpatrimoniaux pour 2011 sont réévalués à 5,3 TWh, soit 0,9 TWh de
9 moins que ceux prévus au précédent dossier tarifaire. Au cours des mois à venir, le
10 Distributeur déploiera les efforts nécessaires pour réduire et revendre ses
11 approvisionnements postpatrimoniaux excédentaires. Malgré ces efforts, l'importance
12 des surplus pourrait occasionner 0,6 TWh d'électricité patrimoniale inutilisée¹.

13 De plus, tel qu'il a été annoncé dans le dossier R-3740-2010 et reconnu par la Régie, le
14 Distributeur a cessé de différer l'énergie du contrat en base et du contrat cyclable en
15 2010 et 2011. Pour le Distributeur, cette action a pour conséquence de prendre livraison
16 de l'électricité prévue au contrat en base. L'alternative qui s'offrait alors au Distributeur
17 consistait à revendre ces quantités sur les marchés de court terme. Or, dans une
18 perspective de minimisation des coûts, le Distributeur a plutôt conclu des transactions
19 financières avec le Producteur qui lui permettent d'éviter les coûts importants relatifs aux
20 transactions sur le marché. Ces transactions ont été reconduites pour la période de
21 janvier à septembre 2011. La décision de différer ou non l'énergie concernant les mois

¹ Dont 0,5 TWh s'explique par des prix de revente inférieurs au prix de l'électricité patrimoniale pour les huit mois prévisionnels.

1 d'octobre et novembre sera prise au 1^{er} septembre prochain, conformément au
2 calendrier prévu aux conventions (article 2.2.5).

3 Toutefois, compte tenu du fait que la prévision de la demande de mai 2011 fait état
4 d'une baisse additionnelle des besoins de 27 TWh sur la période de 2012-2027, le
5 Distributeur prévoit reconduire les transactions financières avec le Producteur jusqu'au
6 31 décembre 2011.

7 Le tableau 1 présente les besoins et les approvisionnements postpatrimoniaux révisés
8 pour l'année 2011 ainsi que les écarts par rapport à la prévision du dossier tarifaire
9 R-3740-2010.

TABLEAU 1
BESOINS ET APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX DE 2011

	2011			2011			Écarts		
	(R-3740-2010)			Année de base					
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
Besoins	184,8			183,6			-1,2		
<i>moins Électricité patrimoniale</i>	178,9			178,9			0,0		
<i>plus Électricité patrimoniale inutilisée</i>	0,2			0,6			0,4		
Besoins postpatrimoniaux	6,2			5,3			-0,9		
Approvisionnements de long terme	5,8	549,1	95,1	5,0	506,4	101,6	-0,8	-42,7	6,5
<i>dont transactions avec HQP</i>	-1,8	19,7		-1,9	18,2		-0,1	-1,5	
Approvisionnements de court terme	0,4	27,3	68,1	0,3	26,9	89,3	-0,1	-0,4	21,2
Achats d'énergie	0,4	19,4	48,3	0,6	30,5	49,7	0,2	11,0	1,4
Reventes d'énergie	0,0	0,0	28,0	-0,3	-9,2	29,4	-0,3	-9,2	1,4
Achats de puissance & d'électricité interruptible	-	7,9	-	-	5,5	-	-	-2,3	-
<i>dont option d'électricité interruptible</i>	-	7,2	-	-	4,6	-	-	-2,6	-
Entente cadre	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Service de transport	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux	6,2	576,4	93,4	5,3	533,2	100,9	-0,9	-43,1	7,5

10 La valeur du règlement financier avec le Producteur en 2011 est maintenant estimée à
11 18,2 M\$, correspondant à 1,9 TWh du contrat en base. Il s'agit d'une diminution de
12 1,5 M\$ et d'une augmentation de 0,1 TWh par rapport au montant et au volume
13 reconnu par la Régie dans la décision D-2011-028. La baisse de la valeur du règlement
14 financier est attribuable à l'augmentation des prix de marché qui a plus que compensé
15 l'augmentation du volume d'énergie du contrat en base faisant l'objet de transactions
16 avec le Producteur.

1 Le coût total estimé des approvisionnements postpatrimoniaux en 2011 s'élève à
2 533,2 M\$, incluant 9,2 M\$ en revenus de revente d'énergie. Il s'agit d'une baisse
3 d'environ 43 M\$, par rapport au montant reconnu par la Régie, qui s'explique en grande
4 partie par la diminution de l'énergie programmée du contrat cyclable (-0,6 TWh) et par
5 des rappels d'énergie moins élevés que prévus (-0,1 TWh). Le coût moyen
6 d'approvisionnement est estimé à 100,9 \$/MWh, en hausse de 7,5 \$/MWh par rapport à
7 celui présenté au dossier R-3740-2010.

2. APPROVISIONNEMENTS POUR L'ANNÉE 2012

2.1. Besoins à approvisionner en 2012

8 Les besoins en énergie prévus pour l'année 2012 s'élèvent à 184,8 TWh, une
9 augmentation de 1,2 TWh par rapport à ceux de l'année de base. Le tableau 2 présente
10 les besoins sur la période 2010-2012.

11 Selon un scénario déterministe, à conditions climatiques normales et excluant tout
12 recours à l'entente cadre, les besoins d'approvisionnements postpatrimoniaux et le
13 volume d'électricité patrimoniale inutilisée prévus pour 2012 sont respectivement de
14 6,5 TWh et de 513 GWh.

**TABLEAU 2
BESOINS EN ÉNERGIE**

En TWh	2010 Année historique	2011 Année de base	2012 Année témoin
PRÉVISION DES VENTES	166,9	170,1	171,4
<i>plus</i> usage interne	0,6	0,6	0,6
<i>plus</i> électricité interruptible	0,1	0,1	
<i>moins</i> consommation hors réseau intégré	0,4	0,4	0,4
CONSOMMATION PRÉVUE	167,2	170,4	171,6
<i>plus</i> pertes de distribution et de transport	13,1	13,2	13,2
BESOINS PRÉVUS	180,3	183,6	184,8
<i>moins</i> électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9
<i>plus</i> électricité patrimoniale inutilisée	1,7	0,6	0,5
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	3,1	5,3	6,5

- 1 Du volume d'électricité patrimoniale inutilisée prévu pour 2012, près de 335 GWh sont
- 2 attribuables aux surplus qui ne peuvent être revendus sur les marchés à un prix
- 3 supérieur à celui de l'électricité patrimoniale.
- 4 Les besoins en puissance prévus pour la pointe d'hiver 2011-2012 sont de 36 835 MW,
- 5 équivalant, à 5 MW près, aux besoins normalisés de la pointe de l'hiver 2010-2011.
- 6 Considérant la réserve requise de 3 385 MW, les besoins en puissance au-delà de
- 7 l'électricité patrimoniale s'élèvent à 2 778 MW tel qu'il appert du tableau 3.

**TABLEAU 3
BESOINS EN PUISSANCE**

En MW	Hiver 2011- 2012 Année témoin
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	36 835
<i>plus</i> réserve requise	3 385
<i>Taux de réserve</i>	9,2%
<i>moins</i> électricité patrimoniale <i>(incluant la réserve)</i>	37 442
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	2 778

2.2. Approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2012

2.2.1. Stratégie proposée

1 La baisse additionnelle d'environ 27 TWh sur la période 2012-2027 constatée lors de la
2 mise à jour de la prévision de la demande, en mai 2011, occasionne un solde de 2 TWh
3 du compte d'énergie différée à l'échéance des conventions. Ce résultat repose sur
4 l'hypothèse que l'énergie du contrat cyclable n'est plus différée et que l'utilisation
5 modulable de TCE est reportée en 2018, à des fins de planification, plutôt qu'en 2015 tel
6 que présenté dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020.

7 Sur cette base, le Distributeur n'entend pas différer d'énergie en 2012, mais verra plutôt
8 à reconduire les transactions financières avec le Producteur.

9 Par ailleurs, le 22 juillet 2011, le Distributeur a déposé une demande à la Régie pour
10 l'approbation d'une *Entente globale de modulation* (EGM)² prenant effet le 1^{er} janvier
11 2012, pour une durée de trois ans. Cette entente comporte un service de modulation, un
12 service de puissance complémentaire et les services complémentaires additionnels qui
13 sont requis pour assurer la sécurité et la fiabilité du réseau.

14 L'EGM prévoit, en outre, les modalités de liquidation du solde du compte de modulation
15 qui comportent une formule de prix dégressifs selon les quantités d'énergie rachetées.
16 Le premier térawattheure inscrit au compte de modulation est ainsi racheté par le
17 Producteur au prix de l'électricité de la zone M du NYISO, moins 5 \$/MWh. Chaque
18 térawattheure additionnel sera racheté au prix applicable au premier térawattheure,
19 moins 1 \$/MWh par tranche d'un térawattheure. Le Distributeur a fait l'hypothèse que les
20 quantités faisant l'objet de transactions financières seront rachetées selon les mêmes
21 modalités que celles de l'EGM.

22 Le présent dossier tarifaire étant établi selon un scénario de demande et d'offre
23 déterministe, aucun impact en énergie n'est associé à la modulation. En effet, l'utilisation
24 de l'EGM est fortement tributaire des aléas de la demande et de l'offre, en particulier de
25 l'aléa climatique et de l'aléa sur la production éolienne, ce qui n'est pas pris en compte

² Dossier R-3775-2011.

1 dans un scénario déterministe. Toutefois, le Distributeur intègre à son dossier tarifaire
2 les gains attribuables à l'EGM tels que présentés à la section 2.2.4. De plus,
3 conformément au déploiement des moyens en puissance présenté dans le Plan
4 d'approvisionnement 2011-2020, le présent dossier tarifaire incorpore le service de
5 puissance complémentaire que procurerait l'EGM durant les mois d'hiver et qui
6 correspond à 15 % de la puissance éolienne installée.

2.2.2. Approvisionnements en énergie

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

- 9 • report de douze et dix-huit mois respectivement des livraisons d'énergie des
10 parcs éoliens *de l'Érable* et *des Moulins* dont les mises en service commerciales
11 étaient prévues pour le 1^{er} décembre 2011 ;
- 12 • devancement de six mois des livraisons d'énergie du parc éolien *St-Robert-*
13 *Bellarmin* dont la mise en service commerciale était prévue pour le 1^{er} décembre
14 2012.

15 Considérant cette mise à jour, l'ensemble des contrats de long terme, avant déploiement
16 des moyens de gestion, procurerait des approvisionnements en énergie de 13,0 TWh en
17 2012. Compte tenu des besoins postpatrimoniaux évalués à 6,5 TWh, le Distributeur fait
18 donc face à des surplus énergétiques de 6,6 TWh.

19 Afin de rétablir l'équilibre offre-demande, le Distributeur a de nouveau exercé son option
20 de suspension de la livraison des 4,3 TWh associés au contrat avec TCE en 2012³. Il
21 entend également conclure des transactions financières avec le Producteur portant sur
22 les quantités d'énergie associées au contrat en base et au contrat cyclable qui
23 autrement seraient soit différées, soit revendues sur les marchés de court terme.

24 Le Distributeur prendra ainsi livraison de l'énergie associée au contrat en base et au
25 contrat cyclable au besoin, notamment en période d'hiver. Il procèdera également à des
26 rappels d'énergie en hiver, en vertu des conventions d'énergie différée.

³ Voir le dossier R-3765-2011.

- 1 Enfin, des achats d'environ 0,4 TWh sur le marché de court terme, notamment en hiver,
 2 jumelés à des reventes de 0,2 TWh en été, permettent d'équilibrer le bilan. L'EGM
 3 permettra au Distributeur de réduire significativement ce recours aux marchés de court
 4 terme.
- 5 Le tableau 4 présente le détail des approvisionnements en énergie.

TABLEAU 4
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN ÉNERGIE

En TWh	2010	2011	2012
	Année historique	Année de base	Année témoin
LONG TERME	3,5	5,0	6,3
TCE	-	-	-
HQP	2,1	3,1	2,9
Base	1,1	2,2	1,9
dont énergie rappelée	-	1,1	1,0
Cyclable	0,8	1,0	1,0
Énergie différée	0,7	-	-
Intégration éolienne	0,2	0,0	-
Bowater	0,0	-	-
Kruger	0,1	0,1	0,1
Tembec	0,1	0,1	0,1
Biomasse II (A/O 2009-01)			0,0
Éolien I (A/O 2003-02)	1,2	1,6	2,3
Éolien II (A/O 2005-03)	-	0,0	0,8
Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)	0,0	0,1	0,1
COURT TERME	-0,4	0,3	0,2
Achats d'énergie	0,7	0,6	0,4
Reventes d'énergie	-1,1	-0,3	-0,2
TOTAL	3,1	5,3	6,5

2.2.3. Approvisionnements en puissance

- 6 Les approvisionnements postpatrimoniaux de long terme en puissance totalisent
 7 1 588 MW en 2012, incluant la garantie de puissance sur les retours d'énergie au cours

1 de la période d'hiver, ainsi que la puissance complémentaire obtenue en vertu de l'EGM
2 équivalant à 15 % de la puissance éolienne installée.

3 Au-delà des approvisionnements de long terme, le Distributeur doit se procurer
4 1 190 MW afin de combler les besoins postpatrimoniaux en puissance, évalués à
5 2 778 MW. Ces moyens additionnels se composent d'une contribution de 850 MW de
6 l'option d'électricité interruptible et d'achats de 90 MW sur le marché de court terme.
7 Dans l'éventualité d'un niveau d'adhésion à l'option d'électricité interruptible différent de
8 850 MW, les achats sur le marché de court terme seraient ajustés en conséquence.
9 L'abaissement de tension demeure un moyen disponible et peut contribuer jusqu'à
10 hauteur de 250 MW. Le tableau 5 présente le détail des approvisionnements
11 postpatrimoniaux en puissance pour l'hiver 2011-2012.

TABLEAU 5
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN PUISSANCE

En MW	Hiver 2011-2012 Année témoin
LONG TERME	1 588
TCE	-
HQP	1 280
<i>Base</i>	900
<i>dont puissance garantie des rappels</i>	550
<i>Cyclable</i>	250
<i>Entente globale de modulation¹</i>	130
Kruger	16
Tembec	8
Contribution des éoliennes (30%)	260
Petite hydraulique	23
COURT TERME	1 190
Électricité interruptible	850
Abaissement de tension	250
Marchés (MW arrondis)	90
TOTAL	2 778

(1) 15 % de la puissance éolienne installée.

2.2.4. Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux

1 Le coût total prévu des approvisionnements postpatrimoniaux en 2012 est de 654,9 M\$,
2 ou 101,3 \$/MWh. Il inclut les coûts fixes de la centrale de TCE ainsi que les coûts
3 associés à la suspension des livraisons de TCE pour l'année 2012. Il comprend
4 également un coût de 3,4 M\$ associé à la garantie de puissance des rappels d'énergie.
5 Enfin, un montant de 4,7 M\$, en réduction des coûts d'approvisionnement, est intégré à
6 titre de pénalité pour retard relatif au début des livraisons des parcs éoliens *de l'Érable*
7 *et des Moulins*.

8 Un montant de 17,3 M\$ associé aux transactions financières avec le Producteur, pour la
9 revente de 2,1 TWh du contrat en base, est également inclus dans les coûts
10 d'approvisionnement de l'année 2012. Le Distributeur estime que ces transactions lui
11 procureront un gain d'environ 24 M\$ par rapport à un scénario de revente sur les
12 marchés de court terme. Aucun montant lié aux transactions financières relativement
13 aux livraisons du contrat cyclable n'est considéré en 2012.

14 En outre, les coûts d'approvisionnement de 2012 incorporent un montant à titre de
15 service de puissance complémentaire (1,6 M\$) et de services complémentaires
16 additionnels (3 M\$)⁴ prévus dans l'EGM. De plus, aux fins du présent dossier tarifaire, le
17 Distributeur propose d'intégrer une estimation du gain attribuable au service de
18 modulation de l'EGM, conformément à la méthodologie utilisée dans le dossier
19 R-3775-2011, qui vient réduire les coûts d'approvisionnement. En utilisant les mêmes
20 paramètres que dans le présent dossier tarifaire, soit les prix à terme du mois d'avril
21 2011, le gain est évalué à 4,2 M\$⁵.

22 Enfin, les achats de court terme et les revenus de revente sont évalués respectivement
23 à 19,0 M\$ et à 6,3 M\$, pour des prix unitaires de 52,5 \$/MWh et 31,8 \$/MWh.⁶

⁴ Les discussions étant toujours en cours au moment de la préparation du dossier tarifaire, ce montant de 3 M\$ est intégré à titre de provision.

⁵ Selon les hypothèses du dossier R-3775-2011, soit l'utilisation des prix à terme du 1^{er} janvier au 30 juin 2011, le gain est estimé à 3,8 M\$.

⁶ L'évaluation du coût des approvisionnements de court terme et des revenus de revente est basée sur la moyenne des prix à terme de la zone M du NYISO au cours du mois d'avril 2011.

1 Un sommaire des coûts des approvisionnements postpatrimoniaux pour la période 2010-
2 2012 est présenté au tableau 6 tandis que le détail des coûts et des volumes par contrat
3 est fourni à l'annexe B. Afin de respecter l'obligation de confidentialité à laquelle il est
4 tenu en vertu de certains contrats, le Distributeur dépose à la Régie une version
5 complète du tableau, sous pli confidentiel.

**TABLEAU 6
COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX**

	2010			2011			2012		
	Année historique			Année de base			Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	3,5	381,9	108,5	5,0	506,4	101,6	6,3	638,7	101,4
<i>dont transactions avec HQP</i>	-1,8	0,0		-1,9	18,2		-2,1	17,3	
COURT TERME	-0,4	3,9	s.o.	0,3	26,9	s.o.	0,2	20,4	s.o.
Achats d'énergie	0,7	47,3	65,0	0,6	30,5	49,7	0,4	19,0	52,5
Reventes d'énergie	-1,1	-50,7	44,9	-0,3	-9,2	29,4	-0,2	-6,3	31,8
Achats de puissance	s.o.	7,3		s.o.	5,5		s.o.	7,7	
GAIN ANTICIPÉ RELATIF À L'EGM							s.o.	-4,2	s.o.
SERVICE DE TRANSPORT		0,1			-			-	
TOTAL	3,1	385,8	123,8	5,3	533,2	100,9	6,5	654,9	101,3

3. AUTRES SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE

3.1. Résultats et faits saillants de l'année 2010

6 Les résultats et les faits saillants de l'année réelle 2010 sont présentés dans les sections
7 suivantes.

8 Par souci d'allègement de son dossier tarifaire, le Distributeur propose pour le futur de
9 verser les informations portant sur l'année réelle, telles qu'elles apparaissent à la section
10 3.1 de la présente pièce pour 2010, dans ses prochains rapports annuels en faisant les
11 références requises dans le dossier tarifaire⁷. Le Distributeur rappelle que cette
12 proposition vise à mettre davantage l'accent sur l'année de base et sur l'année témoin

⁷ Cette demande s'inscrit en continuité de la piste A identifiée lors de la réflexion menée sur l'allègement du processus réglementaire du dossier tarifaire en 2009. Voir à cet égard, la pièce HQD-1, document 3 du dossier R-3708-2009.

1 projetée, dans le dossier tarifaire, et à regrouper, dans le rapport annuel, toutes les
2 informations, explications et justifications portant sur les années historiques.

3.1.1. Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux

3 L'année 2010 s'est caractérisée par une demande plus faible en période d'hiver,
4 occasionnant une hausse de l'électricité patrimoniale inutilisée de 0,4 TWh, et une
5 demande accrue en été. Cette demande plus forte en été provient essentiellement du
6 secteur résidentiel et d'une demande additionnelle de Rio Tinto Alcan qui faisait face à
7 une faible hydraulité sur son réseau. Cette situation amenant un risque de
8 dépassement horaire élevé, le Distributeur a dû recourir davantage aux marchés de
9 court terme pendant la période d'août à octobre. La revente d'énergie a par conséquent
10 été réduite de 0,2 TWh.

11 Par ailleurs, le Distributeur a prolongé la suspension de la production de la centrale de
12 TCE en 2010 (4,3 TWh). De plus, le Distributeur a accru l'utilisation du contrat en base
13 de 0,6 TWh et du contrat cyclable de 0,3 TWh pour les mois de mai à novembre et n'a
14 différé que 0,7 TWh des 4,2 TWh annoncés dans le dossier tarifaire R-3708-2009. Le
15 Distributeur n'a pas différé davantage d'énergie afin d'être en mesure de ramener le
16 solde du compte d'énergie différée à zéro avant l'échéance des conventions.

17 Dans ce contexte, le Distributeur a plutôt conclu des transactions financières avec le
18 Producteur afin de minimiser ses coûts. Ces transactions, dont le coût prévu au dossier
19 tarifaire R-3740-2010 était de 22 M\$ pour le contrat en base, se sont soldées par un
20 coût réel de 2,7 M\$. Cet écart est attribuable à une augmentation des prix sur le marché
21 de référence et à une demande plus forte pendant les mois d'été. De plus, les modalités
22 des transactions prévues pour le contrat cyclable ont permis de dégager un gain de
23 2,7 M\$. Par conséquent, les transactions financières avec le Producteur se sont soldées
24 par un coût nul pour l'année 2010. Un suivi des transactions financières pour l'année
25 2010 est présenté à l'annexe A.

26 Somme toute, le coût des approvisionnements postpatrimoniaux de 2010 a été supérieur
27 de 100,7 M\$ à la prévision intégrée au dossier tarifaire 2010-2011. Cet écart est détaillé
28 au tableau 7.

**TABLEAU 7
BESOINS ET APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX DE 2010**

	2010			2010			Écarts		
	(R-3708-2009)			Année historique					
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
Besoins	179,0			180,3			1,3		
<i>moins Électricité patrimoniale</i>	178,9			178,9			0,0		
<i>plus Électricité patrimoniale inutilisée</i>	1,3			1,7			0,4		
Besoins postpatrimoniaux	1,5			3,1			1,6		
Approvisionnement de long terme	2,8	319,5	116,2	3,5	381,9	108,5	0,8	62,3	-7,7
<i>dont transactions avec HQP</i>				-1,8	0,0		-1,8	0,0	
Approvisionnements de court terme	-1,3	-34,5	27,0	-0,4	3,9	-9,6	0,9	38,3	-36,6
Achats d'énergie ⁽¹⁾	0,1	4,6	58,2	0,7	46,4	65,1	0,6	41,8	6,9
Reventes d'énergie ⁽¹⁾	-1,4	-42,3	31,2	-1,1	-50,7	44,9	0,2	-8,4	13,7
Achats de puissance & d'électricité interruptible	0,0	3,2	-	0,0	7,3	-	0,0	4,1	-
<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	0,9	60,7	0,0	0,9	0,0
Service de transport	-	-	-		0,1		-	0,1	-
TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux	1,5	285,1	193,3	3,1	385,8	123,8	1,6	100,7	-69,5

(1) Intègre la transaction d'échange d'énergie avec HQP de 298,4 GWh.

3.1.2. Suivi des activités de revente

1 En 2010, le Distributeur a procédé à la revente de 1,1 TWh d'énergie. De ce volume,
 2 près de 800 GWh ont été vendus par appel d'offres durant la période d'avril à octobre.
 3 Lors de cet appel d'offres, trois contreparties ont déposé des soumissions et deux
 4 d'entre elles ont été retenues.

5 Le Distributeur rappelle que cet appel d'offres a été conclu à un prix inférieur au prix du
 6 marché. En effet, le prix moyen obtenu présentait un écart de près de 5 \$/MWh par
 7 rapport au prix à terme de l'électricité à la zone M du NYISO pour la même période⁸.

8 Le tableau 8 présente, pour les activités de revente, le détail demandé par la Régie dans
 9 sa décision D-2008-024. L'information relative à l'appel d'offres de mars 2010 est fournie
 10 au tableau 9.

⁸ Voir la réponse à la question 5.2 de la demande de renseignement n°1 de la Régie, dossier R-3734-2010, pièce HQD-2, document 1.

**TABLEAU 8
ACTIVITÉS DE REVENTE EN 2010 PAR TYPE DE TRANSACTION**

En GWh	Janvier à mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	TOTAL
Appels d'offres	-	-111,5	-115,5	-111,8	-115,5	-115,5	-111,8	-115,5	-	-	-797,3
Transactions bilatérales	-	-13,2	-4,0	-7,5	-4,2	-	-1,6	-2,2	-0,2	-	-33,0
Transaction d'échange	-	-	-	-	-	-	-	-0,6	-123,5	-174,2	-298,4
TOTAL	-	-124,7	-119,6	-119,3	-119,7	-115,5	-113,4	-118,4	-123,7	-174,2	-1 128,6
En M\$	Janvier à mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	TOTAL
Appels d'offres	-	-3,4	-3,4	-3,3	-3,5	-3,4	-3,3	-3,4	-	-	-23,7
Transactions bilatérales	0,0	-0,4	-0,1	-0,3	-0,2	-	-0,1	-0,1	0,0	-	-1,2
Transaction d'échange	-	-	-	-	-	-	-	-0,1	-10,7	-15,1	-25,9
Réservations de transport	-	0,0	0,0	-	-	-	-	0,0	-	-	0,1
TOTAL	0,0	-3,7	-3,5	-3,6	-3,7	-3,4	-3,3	-3,5	-10,7	-15,1	-50,6
En \$/MWh	Janvier à mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Moyenne pondérée
Appels d'offres	-	30,2	29,6	29,8	30,1	29,8	29,2	29,1	-	-	29,7
Transactions bilatérales	-	29,7	32,4	40,7	51,1	-	39,4	36,0	27,9	-	35,3
Transaction d'échange	-	-	-	-	-	-	-	86,7	86,7	86,7	86,7
TOTAL (incluant transport)	-	30,0	29,4	30,5	30,8	29,8	29,4	29,5	86,6	86,7	44,9
TOTAL (excluant transport)	-	30,2	29,7	30,5	30,8	29,8	29,4	29,5	86,6	86,7	44,9

1
2

**TABLEAU 9
DÉTAIL DE L'APPEL D'OFFRES DE 2010 POUR LA REVENTE D'ÉNERGIE**

Dates		Nombres de soumissionnaires	Offres reçues	Produits offerts	Quantités offertes par période de livraison		Quantités attribuées
Émission	Attribution				Période	Quantité (MW)	
26-mars	30-mars	3	13	Pointe, hors pointe et 24h	1 ^{er} avril au 31 octobre	150	150

3 De plus, une transaction d'échange d'énergie de près de 300 GWh a été conclue avec le
4 Producteur à un prix équivalent à celui de l'entente cadre, soit environ 87 \$/MWh⁹. Cette
5 transaction se justifiait par l'évolution des besoins constatée depuis le dépôt du dossier
6 tarifaire 2011-2012, qui a amené le Distributeur à utiliser plus d'électricité patrimoniale
7 durant l'été. Cette situation a toutefois causé une inadéquation importante relativement
8 aux valeurs horaires de l'électricité patrimoniale pour les mois de septembre et
9 d'octobre, obligeant ainsi le Distributeur à effectuer des achats de court terme
10 importants pour couvrir des besoins dont le profil horaire irrégulier ne correspondait à
11 aucun produit disponible sur le marché.

12 En effet, le Distributeur faisait face à un profil horaire d'automne caractérisé par des
13 besoins importants en période hors pointe et des surplus en période de pointe. Par
14 exemple, au cours d'une même journée du mois d'octobre, les besoins oscillaient entre

⁹ Voir le Rapport annuel 2010 du Distributeur, pièce HQD-3, document 1.3, page 5.

1 900 et 2 400 MW en période hors pointe, alors que les surplus se situaient
2 principalement en pointe. Le Distributeur faisait alors face à des contraintes de
3 disponibilité sur les interconnexions ainsi qu'à des contraintes commerciales (risque
4 financier et congestion) pour effectuer des transactions d'achat et de revente.

5 Selon cette transaction d'échange, le Producteur s'engageait à recevoir les surplus du
6 Distributeur et, en échange, lui garantissait le comblement de ses besoins pour des
7 quantités équivalentes.

8 Cette transaction d'échange d'énergie avec le Producteur a donc été conclue dans une
9 perspective de minimisation des coûts d'approvisionnement. Elle a permis au
10 Distributeur de limiter le recours à l'entente cadre, soit l'alternative pour combler ce type
11 de besoin, et d'éviter la revente à un prix nettement inférieur à 87 \$/MWh. En effet, les
12 prix DAM à la zone M du NYISO ont été en moyenne de 45 \$/MWh pour les mois de
13 novembre et décembre, et ce, avant les frais afférents à la revente. Cette transaction
14 d'échange d'énergie (achat et vente) s'est soldée par un coût nul pour le Distributeur.

3.1.3. Indicateurs

15 Le Distributeur présente les indicateurs lui permettant de suivre et d'analyser ses
16 activités d'approvisionnement.

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

17 Le Distributeur compare le coût moyen des approvisionnements postpatrimoniaux à un
18 indicateur de prix du marché. Les indicateurs sont présentés à titre indicatif seulement
19 car ils ne reflètent pas la réalité du Distributeur, notamment en ce qui concerne les
20 approvisionnements de long terme. En effet, ces derniers ont été contractés dans un
21 contexte donné et ne peuvent être remplacés par des achats de court terme. Pour cette
22 raison, dans le présent dossier, le Distributeur fait porter essentiellement son analyse
23 sur les transactions de court terme. En outre, il propose de ne plus présenter le suivi sur
24 les achats de long terme dans ses prochains dossiers tarifaires.

25 Le coût moyen des approvisionnements de court terme en 2010 a été supérieur

1 d'environ 1 \$/MWh à ce qu'il aurait été si le Distributeur avait uniquement eu recours au
2 marché de référence. Cet écart est dû au niveau important d'achats de court terme que
3 le Distributeur a réalisé durant certaines heures sur les marchés autres que celui de
4 New York, alors que ce volume d'achats dépassait parfois la capacité de cette
5 interconnexion. L'indicateur, qui est basé sur le marché de New York, ne reflète donc
6 pas la hausse de prix attribuable à une telle congestion sur les interconnexions des
7 autres marchés.

8 Le revenu moyen réel de 29,8 \$/MWh associé à la revente est à peine inférieur à
9 l'indicateur de marché de 30,9 \$/MWh. À ce sujet, le Distributeur souligne que le prix de
10 marché estimé pour la vente d'énergie avait été initialement défini comme le prix du
11 DAM de la zone M du NYISO, duquel étaient retranchés les frais de transport et les frais
12 de courtage¹⁰. Or, étant donné que les livraisons depuis 2010 se font essentiellement au
13 point HQT en raison des capacités limitées de réservation sur les interconnexions, le
14 Distributeur propose de raffiner cet indicateur en soustrayant aussi les frais de
15 réservation sur le réseau de transport et les pertes de 5,3 %¹¹. L'indicateur de marché
16 présenté au tableau 11 reflète cet ajustement.

¹⁰ Voir le dossier tarifaire R-3677-2008, pièce HQD-2, document 2, Annexe B.

¹¹ Taux de perte en vigueur au 1^{er} janvier 2010 selon le texte des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*.

TABLEAU 11
INDICATEUR DE PRIX DE MARCHÉ ⁽¹⁾

<i>Total pour les approvisionnements postpatrimoniaux</i>		Indicateur de marché	Coûts réels
Coût total	M\$	217,8	384,7
Besoins postpatrimoniaux	TWh	3,1	3,1
Coût moyen	\$CAN/MWh	69,9	123,4
<i>Achats de long terme</i>			
Coûts des approvisionnements	M\$	169,3	334,9
Coût de la fermeture de TCE ⁽²⁾	M\$	47,0	47,0
Coût total	M\$	216,3	381,9
Quantités acquises	TWh	3,5	3,5
Coût moyen	\$CAN/MWh	61,5	108,5
<i>Achats de court terme</i>			
Coût des achats bilatéraux et sur les marchés	M\$	19,2	19,4
Coût de l'entente cadre	M\$	0,6	0,9
Coût de l'énergie de l'électricité interruptible	M\$	0,0	0,0
Coût de la puissance (UCAP & Electricité int.)	M\$	7,3	7,3
Coût total	M\$	27,1	27,6
Quantités acquises	TWh	0,4	0,4
Coût moyen	\$CAN/MWh	63,2	64,3
<i>Ventes</i>			
Revenus de vente	M\$	-25,7	-24,8
Achat du service de transport	M\$	0,1	0,1
Coût total	M\$	-25,6	-24,8
Quantités vendues	TWh	-0,8	-0,8
Coût moyen	\$CAN/MWh	30,9	29,8

(1) Aux fins du suivi des indicateurs de marché, les coûts et les quantités excluent la transaction d'échange d'énergie avec HQP de 298,4 GWh (25,9 M\$). De plus, les coûts d'achats excluent un montant de 1,1 M\$ relatif à l'année 2009, comptabilisé en 2010, qui résulte d'un écart d'estimation de la provision de décembre 2009.

(2) Le coût de la suspension de TCE de 47 M\$ exclut les coûts de puissance de 3,6 M\$ (inclus sous la rubrique « Achats de court terme»). Le total correspond au montant déposé au dossier R-3765-2011.

- ***Appels d'offres***

1 Tel que mentionné dans le suivi des activités de revente à la section 3.1.2., le
2 Distributeur a effectué un appel d'offres de 150 MW pour une vente d'énergie de près de
3 800 GWh. Le Distributeur n'a eu recours à aucun appel d'offres de court terme pour des
4 achats d'énergie.

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

5 L'année 2010 s'est caractérisée par une hausse des besoins de 1,3 TWh par rapport à
6 ceux présentés au dossier tarifaire R-3708-2009.

7 La demande plus basse que la normale en période d'hiver, en raison des conditions
8 climatiques particulièrement chaudes lors des quatre premiers mois de l'année (4,2 TWh
9 d'aléas climatiques), s'est traduite par un volume d'électricité patrimoniale inutilisée plus
10 important de 0,4 TWh, pour un total de 1,7 TWh.

11 Par ailleurs, un volume de 14 GWh a été acquis en vertu de l'entente cadre durant les
12 mois d'été, soit le niveau le plus faible depuis le 1^{er} janvier 2005. Ainsi aucun
13 dépassement n'est survenu durant les 300 heures de plus grande contribution. Le coût
14 moyen d'utilisation de l'entente cadre de 60,7 \$/MWh, présenté au tableau 7, s'explique
15 notamment par des dépassements dans les 40 plus petites valeurs horaires facturées
16 au prix du DAM de la zone M du NYISO, soit le maximum applicable des modalités
17 prévues dans l'entente à cet effet.

3.2. Gestion des risques

18 Dans sa décision D-2008-133¹², la Régie a demandé au Distributeur de déposer un suivi
19 des indicateurs du programme de gestion des risques dans le cadre de ses dossiers
20 tarifaires. En outre, les indicateurs concernant les transactions d'un mois ou moins ne
21 sont déposés que si les quantités transigées sont significatives, conformément à la
22 décision D-2010-022¹³.

¹² Voir la page 47.

¹³ Voir la page 52.

- 1 Étant donné qu'au moment de la préparation du dossier tarifaire, le Distributeur n'a
- 2 effectué aucun appel d'offres ou transactions bilatérales pour une durée d'un mois ou
- 3 plus, tant pour des achats d'énergie que pour la revente, aucun suivi des indicateurs
- 4 n'est requis.

ANNEXE A
SUIVI DES TRANSACTIONS FINANCIÈRES
AVEC LE PRODUCTEUR EN 2010

1
2

TABLEAU A-1
TRANSACTIONS FINANCIÈRES AVEC LE PRODUCTEUR EN 2010

	2010 (R-3740-2010)						2010 Année historique					
	Contrat cyclable		Contrat de base		Total		Contrat cyclable		Contrat de base		Total	
	TWh	M\$	TWh	M\$	TWh	M\$	TWh	M\$	TWh	M\$	TWh	M\$
Mai	0,0	0,0	0,2	3,1	0,2	3,1	0,0	-0,1	0,3	2,0	0,3	1,9
Juin	0,0	0,0	0,2	2,7	0,2	2,7	0,0	-0,2	0,2	1,0	0,3	0,9
Juillet	0,0	0,0	0,2	2,3	0,2	2,3	0,0	-1,0	0,2	-1,6	0,2	-2,6
Août	0,0	0,0	0,2	2,5	0,2	2,5	0,0	-0,4	0,1	-0,8	0,1	-1,2
Septembre	0,0	0,0	0,2	2,8	0,2	2,8	0,0	-0,2	0,1	0,4	0,2	0,2
Octobre	0,0	0,0	0,2	2,6	0,2	2,6	0,0	0,0	0,2	1,4	0,2	1,4
Novembre	0,0	0,0	0,2	2,9	0,2	2,9	0,0	-0,1	0,2	0,8	0,2	0,8
Décembre	0,0	0,0	0,3	2,9	0,3	2,9	0,1	-0,7	0,2	-0,6	0,3	-1,3
Total	0,0	0,0	1,9	21,9	1,9	21,9	0,3	-2,7	1,5	2,7	1,8	0,0

3

ANNEXE B
VOLUMES ET COÛTS DES
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX

	2010 Année historique			2011 Année de base			2012 Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	3,5	381,9	108,5	5,0	506,4	101,6	6,3	638,7	101,4
TCE ¹	-			-			-		
HQP	2,1	153,1	73,5	3,1	226,4	72,8	2,9	220,9	77,1
Base	1,1	72,4	67,0	2,2	155,8	70,9	1,9	144,4	75,6
<i>dont puissance garantie des rappels</i>					3,0			3,4	
Cyclable	0,8	58,2	70,0	1,0	70,6	73,6	1,0	71,8	75,1
<i>dont Transactions avec HQP</i>	-1,8	0,0		-1,9	18,2		-2,1	17,3	
<i>Intégration éolienne</i>	0,2	22,5		0,0	5,2				
<i>Entente globale de modulation</i>								4,6	
Bowater	0,0	1,9	56,7						
Kruger	0,1			0,1			0,1		
Tembec	0,1	5,3	92,2	0,1	6,0	91,9	0,1	6,2	92,4
Biomasse II (A/O 2009-01)							0,0	3,9	113,3
<i>Saint-Nicéphore</i>							0,0	0,5	95,3
<i>Thurso</i>							0,0	1,6	122,6
<i>Ste-Cécile-de-Milton</i>							0,0	0,1	116,7
<i>St-Thomas</i>							0,0	0,7	104,9
<i>St-Patrice-de-Beaurivage</i>							0,0	0,4	126,0
<i>St-Félicien</i>							0,0	0,7	110,2
Éolien I (A/O 2003-02)	1,2			1,6			2,3		
<i>Baie-des-Sables²</i>	0,3			0,3			0,3		
<i>L'Anse-à-Valleau²</i>	0,3			0,3			0,3		
<i>Carleton²</i>	0,3			0,4			0,3		
<i>St-Ulric²</i>	0,3	17,5	58,1	0,4	23,8	59,1	0,5	28,8	60,8
<i>Les Méchins</i>									
<i>Mont-Louis²</i>				0,1	5,2	56,6	0,3	18,3	57,5
<i>Montagne Sèche</i>				0,0			0,2		
<i>Gros-Morne (phase 1)</i>				0,0			0,3		
<i>Gros-Morne (phase 2)</i>							0,0		
Éolien II (A/O 2005-03)				0,0	3,4	93,6	0,8	71,8	95,7
<i>Le Plateau</i>				0,0	3,8	105,7	0,4	46,3	105,7
<i>de l'Érable</i>				-	-0,3		0,0	1,7	64,3
<i>des Moulins</i>				-	-0,2		-	-2,9	
<i>Montérégie</i>							0,0	2,8	104,3
<i>New Richmond</i>							0,0	2,1	118,6
<i>St-Valentin</i>							0,0	1,6	121,4
<i>St-Robert-Bellarmin</i>							0,1	13,2	89,3
<i>Lac Alfred (phase 1)</i>							0,0	3,5	87,0
<i>Massif du Sud (phase 1)</i>							0,0	3,4	85,4
Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)	0,0	0,2	50,35	0,1	6,6	76,0	0,1	9,3	79,8
<i>Franquelin</i>	0,0	0,2	50,4	0,0	3,1	76,9	0,0	3,2	78,8
<i>Pont-Arnaud</i>				0,0	1,8	74,5	0,0	3,5	78,8
<i>Chute-Garneau</i>				0,0	1,7	76,1	0,0	2,1	78,8
<i>Moulin des Pères³</i>							0,0	0,1	99,8
<i>St-Gabriel³</i>							0,0	0,5	99,8
COURT TERME	-0,4	3,9	s.o.	0,3	26,9	s.o.	0,2	20,4	s.o.
Achats d'énergie ⁴	0,7	47,3	65,0	0,6	30,5	49,7	0,4	19,0	52,5
Reventes d'énergie	-1,1	-50,7	44,9	-0,3	-9,2	29,4	-0,2	-6,3	31,8
Achats de puissance	s.o.	7,3		s.o.	5,5		s.o.	7,7	
GAIN ANTICIPÉ RELATIF À L'EGM							s.o.	-4,2	s.o.
SERVICE DE TRANSPORT		0,1							
TOTAL	3,1	385,8	123,8	5,3	533,2	100,9	6,5	654,9	101,3

(1) L'écart entre le coût associé au contrat de TCE pour 2010 et celui présenté dans le Rapport annuel 2010 s'explique par des gains et pertes sur les instruments financiers.

(2) Incluant 75% de la subvention du programme ÉcoÉnergie de 10 \$/MWh pour les éoliennes en service au 31 mars 2011.

(3) Incluant les frais de raccordement.

(4) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre.