

APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

Table des matières

1. SUIVI DE L'ANNÉE 2012	5
1.1. BESOINS ESTIMÉS	5
1.2. APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX	5
2. APPROVISIONNEMENTS POUR L'ANNÉE 2013	8
2.1. BESOINS À APPROVISIONNER EN 2013.....	8
2.2. APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX POUR L'ANNÉE 2013.....	9
2.2.1. <i>Stratégie proposée</i>	9
2.2.2. <i>Approvisionnements en énergie</i>	9
2.2.3. <i>Approvisionnements en puissance</i>	11
2.2.4. <i>Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux</i>	12
3. AUTRES SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE.....	14
3.1. RÉSULTATS ET FAITS SAILLANTS DE L'ANNÉE 2011.....	14
3.1.1. <i>Coût des approvisionnements postpatrimoniaux</i>	14
3.1.2. <i>Suivi des activités de revente</i>	15
3.1.3. <i>Indicateurs</i>	16
3.2. GESTION DES RISQUES	19
ANNEXE A - SUIVI DES TRANSACTIONS FINANCIÈRES AVEC LE PRODUCTEUR EN 2011	21
ANNEXE B - VOLUMES ET COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX ..	25
ANNEXE C - LETTRES REÇUES DU PRODUCTEUR	29

1. SUIVI DE L'ANNÉE 2012

1.1. Besoins estimés

1 Lors du dépôt de son précédent dossier tarifaire (R-3776-2011), le Distributeur estimait
2 à 184,8 TWh les besoins à satisfaire pour l'année témoin 2012. Ces besoins
3 maintenaient le Distributeur en situation de surplus importants. Pour y faire face, il a
4 notamment exercé son option de suspension temporaire de la production de la centrale
5 de TransCanada Energy (TCE) à Bécancour.

6 Les besoins du Distributeur à approvisionner pour l'année 2012 sont maintenant estimés
7 à 180,9 TWh, soit 3,9 TWh de moins que ceux prévus au précédent dossier tarifaire,
8 notamment en raison des conditions climatiques qui ont été plus chaudes que la
9 normale (-2,5 TWh) au cours des quatre premiers mois de l'année.

1.2. Approvisionnements postpatrimoniaux

10 Les approvisionnements postpatrimoniaux pour 2012 sont réévalués à 7,4 TWh, soit
11 près de 1,0 TWh de plus que ceux prévus au précédent dossier tarifaire.

12 Conformément à la décision D-2012-024 de la Régie, le Distributeur n'aura pas recours
13 aux transactions financières en 2012.

14 De plus, étant donné les surplus anticipés sur la période 2012-2027 et le solde du
15 compte d'énergie différée, une gestion conforme à ses engagements contractuels
16 amène le Distributeur à ne pas différer l'énergie du contrat en base pour la période
17 d'avril à décembre 2012.

18 Depuis l'entrée en vigueur des amendements aux Conventions d'énergie différée (les
19 Conventions) en 2010, la planification du Distributeur était établie en supposant que le
20 Producteur mettrait la totalité des 400 MW de rappels non garantis à la disposition du
21 Distributeur. Ce faisant, le Distributeur comptait sur le potentiel maximal des rappels

1 fournis en vertu des Conventions, soit jusqu'à 800 MW. Le Distributeur en faisait à
2 nouveau état, dans le cadre du précédent dossier tarifaire R-3776-2011¹.

3 Or, selon les Conventions, le Producteur garantit seulement au Distributeur des rappels
4 atteignant jusqu'à 400 MW en hiver. En effet, l'acceptation ou le refus de fournir les
5 400 MW non garantis en hiver est à la seule discrétion du Producteur. De ce fait, les
6 400 MW additionnels que le Producteur peut mettre à la disposition du Distributeur
7 constituent un risque pour ce dernier dans l'établissement de sa planification. D'ailleurs
8 les rappels totaux autorisés par le Producteur pour les hivers 2010-2011 et 2011-2012
9 ont été inférieurs à ceux demandés par le Distributeur, voire même contraints à
10 400 MW. De plus, le Producteur a avisé le Distributeur qu'il ne serait pas en mesure de
11 lui octroyer des quantités au-delà des 400 MW garantis pour les hivers 2012-2013 et
12 2013-2014. Cet avis faisait suite à des discussions entreprises suite à une demande du
13 Producteur en ce sens en décembre 2011².

14 Par conséquent, pour limiter le risque important lié aux 400 MW de rappels non
15 garantis, le Distributeur planifie dorénavant l'utilisation des rappels sur la seule base de
16 l'engagement contractuel du Producteur, soit 400 MW, et détermine les quantités
17 d'énergie différée en fonction des rappels obtenus, année après année. Sur cette base
18 et sans nouvelles actions du Distributeur, le solde du compte d'énergie différée
19 atteindrait 12 TWh à la fin des Conventions.

20 Par ailleurs, le Distributeur verra son portefeuille d'approvisionnement s'accroître de
21 façon importante au cours des prochaines années. En effet, le programme d'achat
22 d'électricité produite par cogénération à la biomasse forestière (PAÉ 2011-01), qui
23 prévoyait initialement l'acquisition de 150 MW d'électricité, est porté à 300 MW, suite au
24 décret gouvernemental numéro 530-2012 et à la décision D-2012-081 de la Régie. Cet
25 ajout de 150 MW accentuera davantage la pression sur le solde du compte d'énergie
26 différée.

27 Ainsi, compte tenu de l'incapacité du Distributeur à différer l'énergie, il prendra livraison
28 de la totalité de l'énergie du contrat en base. De plus, en l'absence de transaction

¹ Voir les notes sténographiques du 12 décembre 2011, volume 2, pièce A-0041, pages 109 à 111.

² Voir les lettres présentées à l'annexe C.

1 financière, les quantités non requises pour ses besoins devraient être revendues sur les
2 marchés. Or, dans les conditions actuelles de prix de marché bas, ces quantités se
3 traduiront par une hausse de l'électricité patrimoniale inutilisée. Le volume d'électricité
4 patrimoniale inutilisée est évalué à 5,3 TWh en 2012.

5 Le tableau 1 présente les besoins et les approvisionnements postpatrimoniaux révisés
6 pour l'année 2012 ainsi que les écarts par rapport à la prévision reconnue pour 2012
7 dans la décision D-2012-024.

8 L'entente d'intégration éolienne est reconduite jusqu'à l'émission d'une décision finale
9 dans le dossier R-3799-2012. Ainsi, aux fins de l'établissement des coûts
10 d'approvisionnement de l'année 2012, le Distributeur suppose son application sur toute
11 l'année.

TABLEAU 1
BESOINS ET APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX DE 2012

	2012 (D-2012-024)			2012 Année de base			Écarts		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
Besoins	184,8			180,9			-3,9		
moins Électricité patrimoniale	178,9			178,9			0,0		
plus Électricité patrimoniale inutilisée	0,5			5,3			4,8		
Approvisionnements postpatrimoniaux	6,5			7,4			0,9		
Approvisionnements de long terme	6,3	621,4	98,6	7,2	653,7	91,2	0,9	32,3	-7,4
Approvisionnements de court terme	0,2	20,4	s.o.	0,2	14,5	s.o.	0,0	-5,9	s.o.
Achats d'énergie	0,4	19,0	52,5	0,2	7,0	37,0	-0,2	-12,0	-15,5
Reventes d'énergie	-0,2	-6,3	31,8	0,0	0,0	0,0	0,2	6,3	-31,8
Achats de puissance	s.o.	7,7	s.o.	s.o.	7,5	s.o.	s.o.	-0,2	s.o.
dont option d'électricité interruptible	s.o.	7,2	s.o.	s.o.	6,6	s.o.	s.o.	-0,6	s.o.
Entente cadre	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Service de transport									
TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux	6,5	641,8	99,3	7,4	668,2	90,8	0,9	26,4	-8,5

12 Le coût total estimé des approvisionnements postpatrimoniaux s'élève à 668,2 M\$ pour
13 2012. Il s'agit d'une hausse d'un peu plus de 26 M\$ qui s'explique notamment par les
14 conditions de marché défavorables.

2. APPROVISIONNEMENTS POUR L'ANNÉE 2013

2.1. Besoins à approvisionner en 2013

1 Les besoins en énergie prévus pour l'année 2013 s'élèvent à 186,2 TWh, une
2 augmentation de 5,3 TWh par rapport à ceux de l'année de base. Le tableau 2 présente
3 les besoins sur la période 2011-2013.

4 À conditions climatiques normales, les besoins d'approvisionnement postpatrimoniaux et
5 le volume d'électricité patrimoniale inutilisée prévus en 2013 sont respectivement de
6 11,6 TWh et de 4,2 TWh. Les conditions de marché expliquent la presque totalité du
7 volume d'électricité patrimoniale inutilisée, attribuable aux surplus qui ne peuvent être
8 revendus sur les marchés à un prix supérieur à celui de l'électricité patrimoniale.

**TABLEAU 2
BESOINS EN ÉNERGIE**

En TWh	2011 Année historique	2012 Année de base	2013 Année témoin
PRÉVISION DES VENTES	169,3	167,7	172,5
<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	169,6	168,1	172,7
<i>plus</i> pertes de distribution et de transport	13,1	12,9	13,5
BESOINS PRÉVUS	182,7	180,9	186,2
<i>moins</i> électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9
<i>plus</i> électricité patrimoniale inutilisée	1,5	5,3	4,2
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	5,4	7,4	11,6

9 Les besoins en puissance prévus pour la pointe d'hiver 2012-2013 sont de 37 262 MW,
10 soit des besoins supérieurs de près de 300 MW à ceux normalisés de la pointe de
11 l'hiver 2011-2012. Considérant la réserve requise de 3 591 MW, les besoins en
12 puissance au-delà de l'électricité patrimoniale s'élèvent à 3 411 MW tel qu'il appert du
13 tableau 3.

**TABLEAU 3
BESOINS EN PUISSANCE**

En MW	Hiver 2012-2013 Année témoin
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	37 262
<i>plus réserve requise</i>	3 591
<i>Taux de réserve</i>	9,6%
<i>moins électricité patrimoniale (incluant la réserve)</i>	37 442
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	3 411

2.2. Approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2013

2.2.1. Stratégie proposée

1 Tel qu'exposé à la section 1.2, le Distributeur planifie l'utilisation des Conventions en
2 plafonnant les rappels à 400 MW, soit le niveau garanti par le Producteur en vertu des
3 Conventions. Ainsi, conformément aux engagements contractuels du Distributeur, celui-
4 ci ne prévoit pas différer l'énergie du contrat en base sur la période 2013-2017 et
5 privilégie, tel qu'annoncé précédemment, une approche prudente, visant à évaluer
6 année après année sa capacité à différer l'énergie, en fonction des rappels
7 effectivement octroyés par le Producteur et de la marge de manœuvre dont dispose le
8 Distributeur.

2.2.2. Approvisionnements en énergie

9 Dans le présent dossier tarifaire, le Distributeur a mis à jour son portefeuille
10 d'approvisionnement de long terme, présenté à l'État d'avancement 2011 du Plan
11 d'approvisionnement 2011-2020, en fonction des éléments suivants :

- 12 • Mise en service du parc éolien Le Plateau le 28 mars 2012 ;
- 13 • Report de la phase 2 du parc éolien de St-Ulric au 1^{er} décembre 2013 ;

1 • Report de la mise en service du parc éolien de St-Robert-Bellarmin au
2 1^{er} septembre 2012.

3 De plus, de nouveaux contrats ont été signés :

4 • Projet de centrale de Val-Jalbert, dans le cadre du programme d'achat
5 d'électricité issue de projets hydroélectriques de 50 MW et moins
6 (PAÉ 2009-01), dont la mise en service est prévue pour juillet 2013 ;

7 • Deux nouveaux contrats avec Fibrek S.E.N.C et Tembec, dans le cadre du
8 programme d'achat d'électricité de 150 MW provenant de centrales de
9 cogénération à base de biomasse forestière résiduelle de 50 MW et moins
10 (PAÉ 2011-01). Le premier projet est en service depuis le 5 mai 2012 et le
11 second est prévu pour mai 2014.

12 Compte tenu de l'ensemble des contrats de long terme et des besoins du Distributeur,
13 ce dernier fait face à des surplus énergétiques de 8,7 TWh avant déploiement des
14 moyens de gestion.

15 Afin d'équilibrer le bilan, le Distributeur a demandé la suspension des livraisons de la
16 centrale de TCE (4,3 TWh)³. De plus, il réduira les livraisons du contrat cyclable
17 d'environ 1,7 TWh.

18 Enfin, le Distributeur procèdera à des rappels d'énergie de 0,8 TWh en vertu des
19 Conventions, ainsi qu'à des achats d'environ 0,7 TWh sur le marché de court terme en
20 hiver. Les conditions de marché anticipées, défavorables à la revente, devraient se
21 traduire par de l'électricité patrimoniale inutilisée de 4,2 TWh.

22 Le tableau 4 présente le détail des approvisionnements en énergie.

³ Voir le dossier R-3803-2012.

TABLEAU 4
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN ÉNERGIE

En TWh	2011 Année historique	2012 Année de base	2013 Année témoin
LONG TERME	5,1	7,2	10,9
TCE	-	-	-
HQP	3,3	3,9	4,4
<i>Base</i>	2,4	3,8	3,9
<i>dont énergie rappelée</i>	1,1	0,7	0,8
<i>Cyclable</i>	0,9	0,1	0,6
<i>Énergie différée</i>			
Intégration éolienne	0,2	0,0	-
Kruger	0,1	0,1	0,1
Tembec	0,0	0,1	0,1
Biomasse II (A/O 2009-01)	-	0,0	0,4
Biomasse III (PAE 2011-01)	-	0,2	0,2
Éolien I (A/O 2003-02)	1,4	2,2	2,5
Éolien II (A/O 2005-03)	0,0	0,6	2,8
Éolien III (A/O 2009-02)	-	-	0,0
Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)	0,1	0,1	0,3
COURT TERME	0,3	0,2	0,7
Achats d'énergie	0,6	0,2	0,7
Reventes d'énergie	-0,3	-	0,0
TOTAL	5,4	7,4	11,6

2.2.3. Approvisionnements en puissance

- 1 Les approvisionnements postpatrimoniaux de long terme en puissance totalisent
2 1 845 MW en 2013, incluant la garantie de puissance sur les retours d'énergie au cours
3 de la période d'hiver, en vertu des Conventions.
- 4 Au-delà des approvisionnements de long terme, le Distributeur doit compter sur
5 1 570 MW de court terme afin de combler l'ensemble des besoins postpatrimoniaux en
6 puissance, évalués à 3 411 MW. Parmi les moyens à sa disposition, l'option d'électricité
7 interruptible et les achats sur le marché de court terme pourront répondre à ces besoins
8 en fournissant 850 MW et 470 MW, respectivement. Dans l'éventualité d'un niveau
9 d'adhésion à l'option d'électricité interruptible différent de 850 MW, les achats sur le
10 marché de court terme seraient ajustés en conséquence. L'abaissement de tension

1 demeure un moyen disponible qui pourra contribuer jusqu'à hauteur de 250 MW. Le
 2 tableau 5 présente le détail des approvisionnements postpatrimoniaux en puissance
 3 pour l'hiver 2012-2013.

TABLEAU 5
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN PUISSANCE

En MW	Hiver 2012-2013 Année témoin
LONG TERME	1 845
TCE	-
HQP	1 000
<i>Base</i>	750
<i>dont puissance garantie des rappels</i>	400
<i>Cyclable</i>	250
Kruger	16
Tembec	8
Biomasse II	51
Biomasse III	33
Éolien ⁽¹⁾	561
Petite hydraulique	27
Autres approvisionnements de long terme	150
COURT TERME	1 570
Électricité interruptible	850
Abaissement de tension	250
Marchés (MW arrondis à 10 MW près)	470
TOTAL	3 415

(1) Contribution basée sur l'hypothèse de reconduction de l'entente actuelle avec garantie de puissance de 35%

2.2.4. Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux

4 Le coût des approvisionnements postpatrimoniaux en 2013 s'élève à 1 036 M\$, soit une
 5 hausse de 368 M\$ par rapport à l'année de base 2012, et correspond à un coût moyen
 6 de 89,7 \$/MWh. De ces coûts additionnels, près de 340 M\$ sont attribuables aux
 7 contrats de long terme et notamment aux projets d'achat d'électricité produite à partir
 8 d'énergies renouvelables (biomasse, éolien et petites centrales hydroélectriques).

1 Le coût total des approvisionnements postpatrimoniaux inclut les coûts fixes de la
2 centrale de TCE ainsi que les coûts associés à la suspension des livraisons de TCE
3 pour l'année 2013. Il comprend également un coût de 2,8 M\$ associé à la garantie de
4 puissance des rappels d'énergie en vertu des Conventions.

5 Les achats de court terme sont évalués à 32,3 M\$ pour un coût unitaire de 46,5 \$/MWh
6 et pratiquement aucune vente n'est prévue sur les marchés de court terme⁴. À compter
7 de 2013, les coûts d'approvisionnement incluent le coût d'achat des droits d'émission
8 faisant suite au *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de*
9 *droits d'émission de gaz à effet de serre*⁵.

10 Par ailleurs, étant donné que l'appel de qualification pour le service d'intégration
11 éolienne est toujours en cours, le Distributeur établit le coût de ce service en fonction
12 des paramètres de l'entente actuelle.

13 Un sommaire des coûts des approvisionnements postpatrimoniaux pour la période
14 2011-2013 est présenté au tableau 6 tandis que le détail des coûts et des volumes par
15 contrat est fourni à l'annexe B. Afin de respecter l'obligation de confidentialité à laquelle
16 il est tenu en vertu de certains contrats, le Distributeur dépose à la Régie une version
17 complète du tableau, sous pli confidentiel.

TABLEAU 6
COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX

	2011 Année historique			2012 Année de base			2013 Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	5,1	513,2	100,4	7,2	653,7	91,2	10,9	992,8	91,4
<i>dont Transactions avec HQP</i>	-1,8	19,1							
COURT TERME	0,3	27,2	s.o.	0,2	14,5	s.o.	0,7	43,2	s.o.
Achats d'énergie ¹	0,6	31,4	50,2	0,2	7,0	37,0	0,7	32,3	46,5
Reventes d'énergie	-0,3	-10,1	30,0	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	5,8	s.o.	s.o.	7,5	s.o.	s.o.	10,9	s.o.
SERVICE DE TRANSPORT		0,5			-			-	
TOTAL	5,4	540,9	100,1	7,4	668,2	90,8	11,6	1 036,0	89,7

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

⁴ L'évaluation du coût des approvisionnements de court terme est basée sur la moyenne des prix à terme de la zone M du NYISO au cours du mois d'avril 2012.

⁵ Règlement : <http://www.mddep.gouv.qc.ca/changements/carbone/reglementPEDE.pdf>

3. AUTRES SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE

3.1. Résultats et faits saillants de l'année 2011

3.1.1. Coût des approvisionnements postpatrimoniaux

1 L'année 2011 s'est caractérisée par une demande plus faible au dernier trimestre, en
2 raison des conditions climatiques occasionnant une hausse de l'électricité patrimoniale
3 inutilisée de 1,3 TWh par rapport au niveau prévu dans le dossier tarifaire R-3740-2010.
4 La revente d'énergie de 0,3 TWh et la réduction des quantités utilisées du contrat
5 cyclable de 0,7 TWh ont permis de réduire l'électricité patrimoniale inutilisée au
6 maximum.

7 Le Distributeur n'a pas différé d'énergie considérant l'impossibilité d'écouler ces
8 quantités dans le futur pour ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro avant
9 l'échéance des Conventions. Afin de minimiser ses coûts, il a plutôt conclu des
10 transactions financières avec le Producteur. Ces transactions, dont le coût prévu au
11 dossier tarifaire R-3740-2010 était de 19,7 M\$, se sont soldées par un coût réel de
12 19,1 M\$ en raison notamment d'une augmentation des prix à certaines périodes de
13 l'année. Un suivi des transactions financières pour l'année 2011 est présenté à
14 l'annexe A. Par ailleurs, le Distributeur a prolongé la suspension de la production de
15 TCE en 2011 (4,3 TWh).

1
2

TABLEAU 7
BESOINS ET APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX DE 2011

	2011			2011			Écarts		
	(R-3740-2010)			Année historique					
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
Besoins	184,8			182,7			-2,1		
moins Électricité patrimoniale	178,9			178,9			0,0		
plus Électricité patrimoniale inutilisée	0,2			1,5			1,3		
Besoins postpatrimoniaux	6,2			5,4			-0,8		
Approvisionnement de long terme	5,8	549,1	95,1	5,1	513,2	100,4	-0,7	-35,9	5,3
dont transactions avec HQP	-1,8	19,7		-1,8	19,1	-10,6	0,0	-0,6	-10,6
Approvisionnements de court terme	0,4	27,3	s.o.	0,3	27,2	s.o.	-0,1	-0,1	s.o.
Achats d'énergie	0,4	19,4	48,3	0,6	30,6	50,3	0,2	11,2	2,0
Reventes d'énergie	0,0	0,0	28,0	-0,3	-10,1	30,0	-0,3	-10,0	2,0
Achats de puissance	s.o.	7,9	s.o.	s.o.	5,8	s.o.	s.o.	-2,1	s.o.
dont option d'électricité interruptible	s.o.	7,2	s.o.	s.o.	5,1	s.o.	s.o.	-2,1	s.o.
Entente cadre	-	-	-	0,0	0,8	46,9	0,0	0,8	46,9
Service de transport	-	-	-	0,5			-	0,5	-
TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux	6,2	576,4	93,4	5,4	540,9	100,1	-0,8	-35,5	6,8

3

3.1.2. Suivi des activités de revente

4 En 2011, le Distributeur a procédé à la revente de 336 GWh d'énergie correspondant à
5 un revenu de 10 M\$, principalement sous forme de transactions bilatérales. Il n'a
6 procédé à aucun appel d'offres en 2011 pour effectuer des ventes.

7
8

TABLEAU 8
ACTIVITÉS DE REVENTE EN 2011 PAR TYPE DE TRANSACTION

En GWh	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	TOTAL
Appels d'offres	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Transactions bilatérales	-	-	-	-	-	-	-	-	-23,5	-63,4	-95,0	-109,8	-291,8
Transactions sur le DAM	-	-	-	-	-	-	-	-	-11,2	-2,4	-17,8	-13,0	-44,4
TOTAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-34,7	-65,8	-112,9	-122,9	-336,2
En M\$can	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	TOTAL
Appels d'offres	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Transactions bilatérales	-	-	-	-	-	-	-	-	-0,7	-1,9	-2,9	-3,1	-8,7
Transactions sur le DAM	-	-	-	-	-	-	-	-	-0,4	-0,1	-0,6	-0,4	-1,4
Réservations de transport	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1	0,0	0,1	0,1	0,5
TOTAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-1,0	-2,0	-3,3	-3,3	-9,6
En \$/MWh	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Moyenne pondérée
Appels d'offres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transactions bilatérales	-	-	-	-	-	-	-	-	31,7	30,4	30,6	27,8	29,8
Transactions sur le DAM	-	-	-	-	-	-	-	-	32,0	33,1	32,7	28,7	31,4
TOTAL (incluant transport)	-	-	-	-	-	-	-	-	28,4	30,2	29,7	26,9	28,6
TOTAL (excluant transport)	-	-	-	-	-	-	-	-	31,8	30,5	30,9	27,9	30,0

9

3.1.3. Indicateurs

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

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

3 Tel que demandé par la Régie, le Distributeur compare le coût moyen des
4 approvisionnements postpatrimoniaux à un indicateur de prix du marché. Les
5 indicateurs sont présentés à titre indicatif seulement car ils ne reflètent pas la réalité du
6 Distributeur, notamment en ce qui concerne les achats de long terme qui ont été
7 contractés dans un contexte donné et ne peuvent être comparés à des achats de court
8 terme. Ainsi, compte tenu de l'importance que prendront les achats de long terme au
9 cours des prochaines années, et dans un souci d'allègement réglementaire, le
10 Distributeur demande de nouveau à la Régie de ne plus produire l'indicateur associé
11 aux achats de long terme.

12 Le coût moyen des approvisionnements de court terme en 2011 a été inférieur d'environ
13 10 \$/MWh à ce qu'il aurait été si le Distributeur avait uniquement eu recours au marché
14 de référence. Cet écart est dû au niveau important d'achats de court terme que le
15 Distributeur a réalisé durant certaines heures sur les marchés autres que celui de
16 New York, alors que le prix était inférieur au marché de référence.

17 Étant donné que les ventes conclues en 2011 ont été effectuées majoritairement au
18 point HQT et pour de petites quantités, le Distributeur propose de refléter ce fait dans
19 l'établissement de l'indicateur du prix de revente, d'une façon plus précise que celle
20 proposée dans son précédent dossier tarifaire. Le Distributeur estime donc le prix de
21 marché pour la vente d'énergie à partir du prix du DAM de la zone HQ du NYISO,
22 duquel sont retranchés les frais d'entrée sur le NYISO, les frais de courtage, ainsi que
23 les pertes de 5,4 % et la portion non récupérée des coûts de transport (soit 10 % du
24 coût des réservations de point à point)⁶.

⁶ Voir le dossier R-3776-2011, pièce HQD-14, document 8, réponse à la question 21.3 du RNCREQ.

- 1 Selon cette méthode, le coût réel de 29,8 \$/MWh associé à la revente est légèrement
- 2 inférieur à l'indicateur de marché de 31,2 \$/MWh.
- 3 Le tableau 9 présente les indicateurs de prix de marché et leurs composantes détaillées
- 4 comme demandé par la Régie dans sa décision D-2012-024⁷.

⁷ Voir le paragraphe 181 à la page 56.

1
2

Tableau 9
Indicateur de prix de marché pour l'année 2011

<i>Total pour les approvisionnements postpatrimoniaux</i>		Indicateur de marché	Coûts réels
Coût total	M\$	316,9	540,9
Besoins postpatrimoniaux	TWh	5,4	5,4
Coût moyen	\$/MWh	58,7	100,1
Achats de long terme			
Coûts des approvisionnements	M\$	231,4	463,8
Coût de la suspension de TCE ⁽¹⁾	M\$	49,4	49,4
Coût total	M\$	280,8	513,2
Quantités acquises	TWh	5,1	5,1
Coût moyen	\$/MWh	54,9	100,4
Achats de court terme			
NYMEX NY zone M (24h) ⁽²⁾⁽³⁾	\$/MWh	54,0	
+ Frais de sortie de NY ⁽²⁾⁽³⁾	\$/MWh	5,37	
+ Frais de courtage ⁽²⁾⁽³⁾	\$/MWh	0,7	
= Prix d'achat	\$/MWh	60,1	
Coût des achats bilatéraux et sur les marchés	M\$	36,1	29,9
Coût de l'entente cadre	M\$	0,7	0,8
Coût de l'énergie de l'électricité interruptible	M\$	1,4	0,7
Coût de la puissance (UCAP & Electricité int.)	M\$	5,8	5,8
Coût total	M\$	44,0	37,3
Quantités acquises	TWh	0,6	0,6
Coût moyen	\$/MWh	70,2	59,5
Ventes			
NYMEX NY zone M (24h) ⁽²⁾⁽³⁾	\$/MWh	34,7	
- Pertes - Réseau HQT (5,4 %)	\$/MWh	1,8	
- Frais d'entrée dans NY ⁽²⁾⁽³⁾	\$/MWh	0,2	
- Frais de courtage ⁽²⁾⁽³⁾	\$/MWh	0,7	
= Prix de vente	\$/MWh	32,1	
Revenus de vente	M\$	-10,8	-10,1
Achat du service de transport (8,31 \$CAN/MWh)	M\$	3,0	0,5
Coût total	M\$	-7,8	-9,6
Quantités vendues	TWh	-0,3	-0,3
Revenu moyen	\$/MWh	23,2	28,6
Récupération de 90 % des coûts de transport ⁽⁴⁾	M\$	-2,7	-0,4
Coût total après récupération de 90 % du coût de transport	M\$	-10,5	-10,0
Revenu moyen après récupération des coûts de transport	\$/MWh	31,2	29,8

(1) Le coût de la suspension de TCE de 49,4 M\$ exclut les coûts de remplacement de la puissance de 0,7 M\$ (inclus sous la rubrique «Achats de court terme»). Le total correspond au montant déposé au dossier R-3803-2012.

(2) Moyenne annuelle pondérée par les heures de pointe et hors pointe.

(3) Taux de change (moyenne annuelle) : 0,994 \$CAN = 1 \$US

(4) Le service de transport correspond à 10 % du montant réellement payé. Puisque le Distributeur a vendu des petites quantités sur les marchés, il récupère 90 % des coûts de transport l'année suivante par le biais d'une baisse de facture de la charge locale.

3

- ***Appels d'offres***

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

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

4 L'année 2011 s'est caractérisée par une diminution des besoins de 2,1 TWh par rapport
5 à ceux présentés au dossier tarifaire R-3740-2010.

6 La demande plus basse que la normale au dernier trimestre, en raison des conditions
7 climatiques particulièrement chaudes (2 TWh d'aléas climatiques d'octobre à
8 décembre), s'est traduite par un volume d'électricité patrimoniale inutilisée plus
9 important de 1,3 TWh, pour un total de 1,5 TWh.

10 Par ailleurs, un volume de 18 GWh a été acquis en vertu de l'entente cadre, dont
11 seulement 4 GWh de dépassement régulier soit le niveau le plus faible depuis le
12 1^{er} janvier 2005. Aucun dépassement n'est survenu durant les 300 heures de plus
13 grande contribution. Le coût moyen d'utilisation de l'entente cadre de 46,9 \$/MWh,
14 présenté au tableau 7, s'explique notamment par des dépassements dans les 40 plus
15 petites valeurs horaires facturées au prix du DAM de la zone HQ du NYISO,
16 conformément aux modalités prévues dans l'entente cadre à cet effet.

3.2. Gestion des risques

17 Dans sa décision D-2008-133⁸, la Régie a demandé au Distributeur de déposer un suivi
18 des indicateurs du programme de gestion des risques dans le cadre de ses dossiers
19 tarifaires. En outre, dans sa décision D-2010-022⁹, la Régie précisait que les indicateurs
20 concernant les transactions d'un mois ou moins doivent également être déposés dans la
21 mesure où elles représentent des quantités significatives.

⁸ Voir la page 47.

⁹ 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, et que les transactions d'une
- 4 durée plus courte représentent de faibles volumes, aucun suivi des indicateurs n'est
- 5 requis.

ANNEXE A
SUIVI DES TRANSACTIONS FINANCIÈRES
AVEC LE PRODUCTEUR EN 2011

**TABLEAU A-1
TRANSACTIONS FINANCIÈRES AVEC LE PRODUCTEUR EN 2011**

	2011 (R-3740-2010)						2011 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\$
Janvier	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,5
Février	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mars	0,0	0,0	-0,1	0,6	-0,1	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Avril	0,0	0,0	-0,1	1,7	-0,1	1,7	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,4
Mai	0,0	0,0	-0,2	3,4	-0,2	3,4	0,0	0,0	-0,1	0,9	-0,1	0,9
Juin	0,0	0,0	-0,2	3,1	-0,2	3,1	0,0	-0,1	-0,2	2,6	-0,3	2,5
Juillet	0,0	0,0	-0,3	2,2	-0,3	2,2	0,0	-0,6	-0,3	1,2	-0,3	0,5
Août	0,0	0,0	-0,3	1,9	-0,3	1,9	0,0	-0,1	-0,2	2,2	-0,2	2,1
Septembre	0,0	0,0	-0,2	2,9	-0,2	2,9	0,0	0,0	-0,2	2,9	-0,2	2,9
Octobre	0,0	0,0	-0,2	2,4	-0,2	2,4	0,0	0,0	-0,2	2,1	-0,2	2,1
Novembre	0,0	0,0	-0,1	1,1	-0,1	1,1	0,0	0,0	-0,2	3,1	-0,2	3,1
Décembre	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,0	0,0	-0,2	4,0	-0,2	4,0
Total	0,0	0,0	-1,8	19,7	-1,8	19,7	-0,1	-0,8	-1,7	19,9	-1,8	19,1

1

ANNEXE B
VOLUMES ET COÛTS DES
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX

	2011			2012			2013		
	Année historique			Année de base			Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	5,1	513,2	100,4	7,2	653,7	91,2	10,9	992,8	91,4
TCE	-			-			-		
HQP	3,3	233,2	70,9	3,9	238,8	61,8	4,4	271,2	61,3
Base	2,4	165,8	69,5	3,8	207,4	54,6	3,9	215,9	56,0
<i>dont puissance garantie des rappels</i>		3,0			1,6			2,8	
Cyclable	0,9	67,4	74,4	0,1	31,4	500,4	0,6	55,3	97,5
<i>dont Transactions avec HQP</i>	-1,8	19,1							
Intégration éolienne	0,2	23,6		0,0	15,2		-	31,9	
Kruger	0,1			0,1			0,1		
Tembec	0,0	4,1	91,2	0,1	5,1	92,8	0,1	6,2	92,9
Biomasse II (A/O 2009-01)				0,0	3,8	113,1	0,4	47,1	114,8
<i>Saint-Nicéphore</i>				0,0	0,5	95,3	0,1	5,9	96,0
<i>Thurso</i>				0,0	1,5	122,6	0,2	19,3	123,9
<i>Ste-Cécile-de-Milton</i>				0,0	0,1	116,7	0,0	1,3	119,9
<i>St-Thomas</i>				0,0	0,6	104,9	0,1	7,8	105,6
<i>St-Patrice-de-Beaurivage</i>				0,0	0,4	126,0	0,0	4,7	128,7
<i>St-Félicien</i>				0,0	0,7	110,2	0,1	8,2	113,1
Biomasse III (PAE 2011-01)				0,2	17,6	106,0	0,2	26,4	108,3
<i>FibreK</i>				0,2	17,6	106,0	0,2	25,2	108,1
<i>Autres projets¹</i>							0,0	1,3	112,7
Éolien I (A/O 2003-02)	1,4			2,2			2,5		
<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			0,3			0,3		
<i>St-Ulric²</i>	0,3	18,9	59,4	0,4	23,5	59,6	0,4	24,4	61,4
<i>Mont-Louis²</i>	0,1	5,7	50,0	0,3	18,0	56,7	0,3	17,8	57,9
<i>Montagne Sèche</i>	0,0			0,2			0,2		
<i>Gros-Morne (phase 1)</i>	0,0			0,3			0,3		
<i>Gros-Morne (phase 2)</i>				0,0			0,3		
Éolien II (A/O 2005-03)		-0,6		0,6	50,6	88,2	2,8	272,0	97,3
<i>Le Plateau</i>		-0,2		0,3	33,3	97,0	0,4	45,2	106,3
<i>de l'Érable</i>		-0,2		0,0	1,6	62,5	0,3	40,7	132,6
<i>des Moulins</i>		-0,3			-2,9		0,3	25,1	89,6
<i>Montérégie</i>				0,0	2,8	101,4	0,3	31,1	101,5
<i>New Richmond</i>				0,0	2,1	118,5	0,2	24,2	119,5
<i>Témiscouata II (St-Valentin)</i>								-1,0	
<i>St-Robert-Bellarmin</i>				0,1	7,0	84,7	0,2	22,4	91,4
<i>Lac Alfred (phase 1)</i>				0,0	3,4	81,9	0,5	37,7	82,0
<i>Lac Alfred (phase 2)</i>							0,0	3,3	83,9
<i>Massif du Sud</i>				0,0	3,3	80,4	0,5	37,0	80,4
<i>Seigneurie de Beauré 2</i>							0,0	3,7	106,9
<i>Seigneurie de Beauré 3</i>							0,0	4,1	111,9
<i>Seigneurie de Beauré 4</i>								-1,4	
Éolien III (A/O 2009-02)							0,0	2,3	123,4
<i>St-Damase</i>							0,0	0,8	123,4
<i>Viger-Denonville</i>							0,0	0,8	123,4
<i>Le Plateau 2</i>							0,0	0,7	123,4
Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)	0,1	6,7	76,08	0,1	10,1	78,8	0,3	20,5	80,8
<i>Franquelin</i>	0,0	1,6	76,6	0,0	3,7	78,8	0,0	3,3	80,8
<i>Pont-Arnaud</i>	0,0	3,0	75,7	0,0	2,4	78,8	0,0	3,6	80,8
<i>Chute-Gameau</i>	0,0	2,1	76,3	0,0	3,7	78,8	0,0	2,2	80,8
<i>St-Gabriel</i>				0,0	0,3	78,8	0,0	1,9	80,8
<i>Sheldrake</i>							0,1	5,3	80,8
<i>Chute Rivière Mistassini</i>							0,0	0,6	80,8
<i>Val Jalbert</i>							0,0	3,2	80,8
<i>St-Joachim</i>							0,0	0,6	80,8
COURT TERME	0,3	27,2	s.o.	0,2	14,5	s.o.	0,7	43,2	s.o.
Achats d'énergie ³	0,6	31,4	50,2	0,2	7,0	37,0	0,7	32,3	46,5
Reventes d'énergie	-0,3	-10,1	30,0	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	5,8	s.o.	s.o.	7,5	s.o.	s.o.	10,9	s.o.
SERVICE DE TRANSPORT		0,5							
TOTAL	5,4	540,9	100,1	7,4	668,2	90,8	11,6	1 036,0	89,7

(1) Incluant les frais de raccordement.

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

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

ANNEXE C
LETTRES REÇUES DU PRODUCTEUR



Une division d'Hydro-Québec

Montréal, le 23 décembre 2011

Hani Zayat
Directeur Approvisionnement en électricité
Hydro-Québec Distribution
22^e étage
75, boulevard René-Lévesque ouest
Montréal (Québec) H2Z 1A4

Maxime Lanctôt
Directeur Développement des affaires
et Stratégies – Marchés de gros
17^{ème} étage
75, boulevard René-Lévesque ouest
Montréal (Québec) H2Z 1A4

Tél. : (514) 289-2219
Télec. : (514) 289-6723
Courrier élec. : lanctot.maxime@hydro.qc.ca

Objet : Conventions d'énergie différée

Monsieur,

Pour faire suite à la décision de la Régie de l'énergie D-2011-193 du 19 décembre 2011 (la « **Décision** ») qui rejette la demande d'Hydro-Québec Distribution (le « **Distributeur** ») relative à l'approbation de l'entente globale de modulation intervenue entre le Distributeur et Hydro-Québec Production (le « **Producteur** »), le Producteur désire vous exprimer ses préoccupations quant au maintien en vigueur des contrats suivants communément désignés les « Conventions d'énergie différée » :

- La convention modifiant le contrat d'approvisionnement en électricité (livraisons en base : 350 MW) intervenue entre le Distributeur et le Producteur le 25 mars 2008, telle qu'amendée le 29 avril 2008 et le 5 mars 2010;
- La convention modifiant le contrat d'approvisionnement en électricité (livraisons cyclables : 250 MW) intervenue entre le Distributeur et le Producteur le 25 mars 2008, telle qu'amendée le 29 avril 2008 et le 5 mars 2010.

Je suggère que ce sujet fasse l'objet d'un échange entre nos équipes respectives.



Maxime Lanctôt



Une division d'Hydro-Québec

Montréal, le 20 juillet 2012

Hani Zayat
Directeur Approvisionnement en électricité
Hydro-Québec Distribution
22^e Étage
75, boulevard René-Lévesque ouest
Montréal (Québec) H2Z 1A4

Maxime Lanctôt
Directeur Développement des affaires
et Stratégies – Marché de gros
17^e Étage
75, boulevard René-Lévesque ouest
Montréal (Québec) H2Z 1A4

Tél. : (514) 289-2219
Télec. : (514) 289-6723
lanctot.maxime@hydro.qc.ca

Objet : Planification de l'utilisation des conventions d'énergie différée (« Conventions ») par le Distributeur

Monsieur,

HQP a pris connaissance de la dernière planification du Distributeur présentée dans l'État d'avancement 2011 déposé à la Régie de l'énergie le 1^{er} novembre 2011. HQP tient à exprimer ses préoccupations à l'égard de l'utilisation des Conventions sur la période 2012-2027, tel que présenté à la page 47 dudit document.

HQP constate que la planification de long terme du Distributeur est établie en supposant des rappels de 800 MW pendant plusieurs mois d'hiver durant la période, soit en supposant l'octroi de la totalité des 400 MW de rappels non garantis. Selon cette hypothèse, le Distributeur différerait la quasi totalité de l'énergie du contrat en base sur la période 2013-2026 pour les mois d'avril à novembre, et ce, malgré un volume de 5,2 TWh déjà accumulé dans sa banque d'énergie différée.

Pour sa part, HQP établit sa planification de long terme sur la base de l'engagement contractuel de 400 MW et considère les rappels additionnels, non fermes, au même titre que ses transactions sur les marchés de court terme. Selon les Conventions, HQP peut, à sa seule discrétion, refuser les rappels excédant 400 MW demandés par le Distributeur. D'ailleurs, HQP n'entend pas octroyer au Distributeur de quantités au-delà des 400 MW garantis pour les hivers 2012-2013 et 2013-2014.

Pour toutes ces raisons, HQP est préoccupé par l'utilisation que le Distributeur fait des Conventions dans sa planification de long terme et de l'impact que cela pourrait avoir sur le solde d'énergie différée, sachant que les Conventions prévoient que le solde doit être à zéro à l'échéance de celles-ci.

HQP réitère que le Distributeur devra prendre tous les moyens nécessaires pour respecter ses engagements contractuels en vertu des Conventions, dont le retour à zéro du solde d'énergie à la fin du contrat.

Croyant le tout utile, veuillez accepter mes salutations distinguées



Maxime Lanctôt

Cc : Richard Cacchione, Président Hydro-Québec Production