

APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

Table des matières

1. SUIVI DE L'ANNÉE 2013.....	5
1.1. BESOINS ESTIMÉS.....	5
1.2. APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX	5
2. APPROVISIONNEMENTS POUR L'ANNÉE 2014.....	9
2.1. BESOINS À APPROVISIONNER EN 2014.....	9
2.2. APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX POUR L'ANNÉE 2014	10
2.2.1. <i>Stratégie proposée</i>	10
2.2.2. <i>Approvisionnements en énergie</i>	10
2.2.3. <i>Approvisionnements en puissance</i>	13
2.2.4. <i>Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux</i>	14
3. AUTRES SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE.....	16
3.1. RÉSULTATS ET FAITS SAILLANTS DE L'ANNÉE 2012	16
3.1.1. <i>Coût des approvisionnements postpatrimoniaux</i>	16
3.1.2. <i>Suivi des activités de revente</i>	16
3.1.3. <i>Indicateurs</i>	17
3.2. GESTION DES RISQUES	20
ANNEXE A – VOLUMES ET COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX.21	

1. SUIVI DE L'ANNÉE 2013

1.1. Besoins estimés

1 Lors du dépôt de son précédent dossier tarifaire (R-3814-2012), le Distributeur estimait
2 à 186,2 TWh les besoins à satisfaire pour l'année témoin 2013. 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 2013 sont maintenant estimés
7 à 184,8 TWh, soit 1,4 TWh de moins que ceux prévus au précédent dossier tarifaire en
8 raison des conditions climatiques qui ont été plus chaudes que la normale (-0,6 TWh) au
9 cours des quatre premiers mois de l'année et d'une diminution de la demande de
10 0,8 TWh.

1.2. Approvisionnements postpatrimoniaux

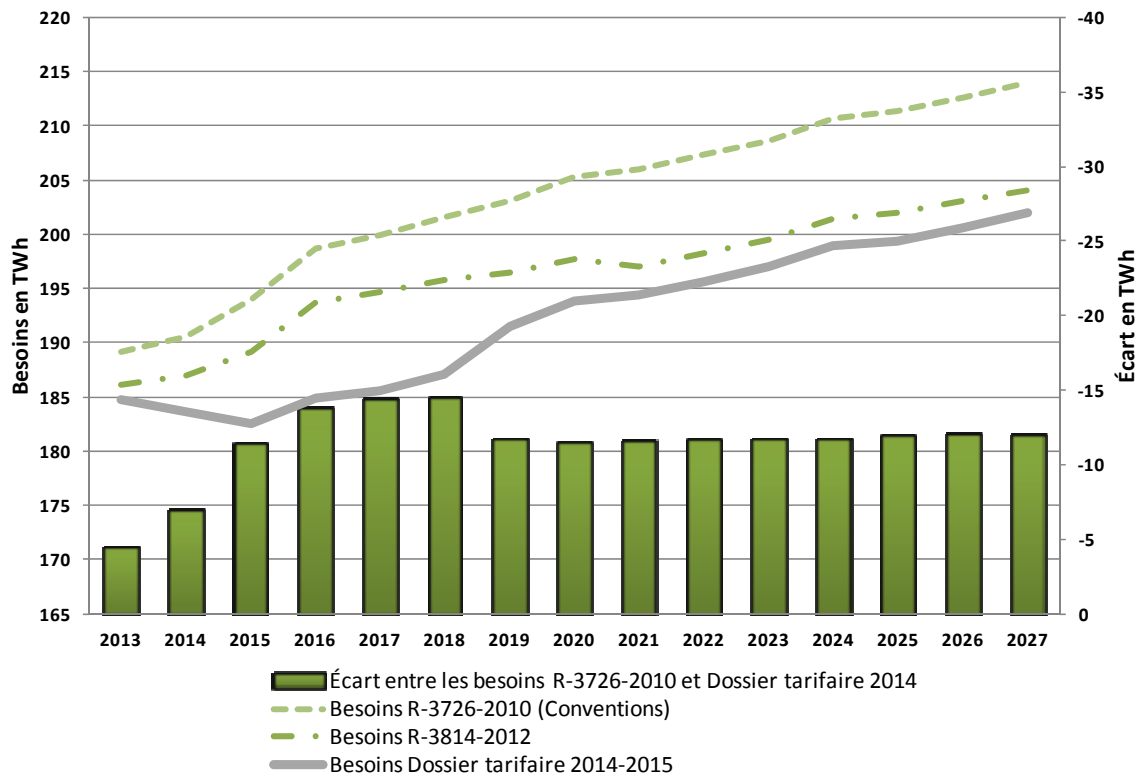
11 Les approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2013 sont réévalués à
12 10,6 TWh, soit un niveau comparable à la prévision reconnue dans la décision
13 D-2013-021¹.

14 Depuis le dépôt du dossier R-3814-2012, les besoins à approvisionner ont diminué de
15 65 TWh sur la période 2013-2027, ce qui porte la diminution des besoins à
16 approvisionner à 170 TWh depuis le dossier R-3726-2010² sur la même période. La
17 figure 1 illustre l'évolution des besoins depuis le dossier R-3726-2010.

¹ Dossier R-3814-2012.

² Demande d'approbation des amendements aux conventions d'énergie différée.

FIGURE 1
ÉVOLUTION DES BESOINS À APPROVISIONNER DEPUIS LE DOSSIER R-3726-2010



1 Par ailleurs, le Distributeur a vu son portefeuille de moyens d'approvisionnement
 2 s'accroître par rapport au dossier R-3726-2010, suite à l'intégration des contrats
 3 découlant du programme d'achat d'électricité produite par la cogénération à la biomasse
 4 forestière (300 MW) et suite à l'annonce du gouvernement du Québec, le 10 mai 2013,
 5 de l'attribution de 800 MW de nouveaux projets éoliens. Cet accroissement du
 6 portefeuille de moyens vient ainsi augmenter les approvisionnements du Distributeur de
 7 près de 53 TWh d'ici 2027.

8 Ainsi, cette diminution de la demande et cet ajout d'approvisionnements réduisent de
 9 façon importante la possibilité de rappeler l'énergie du compte d'énergie différée sur
 10 cette période.

11 Le Distributeur a pris acte de la décision D-2013-021, mais à la lumière de la baisse
 12 additionnelle des besoins à long terme et de la situation énergétique actuelle, la
 13 stratégie d'effectuer la planification sur la base d'un scénario moyen de demande tout en

1 se protégeant contre un scénario de demande faible s'est avérée appropriée. De fait, les
2 volumes non différés sur la période 2010-2013 (plus de 8 TWh) se seraient accumulés
3 dans le compte d'énergie différée, pour porter le solde à près de 13 TWh à la fin de
4 2013. Dans une telle situation, et sans recourir à l'option de différer de l'énergie d'ici
5 2027, le solde ne pourrait être ramené à zéro avant l'échéance des Conventions
6 d'énergie différée (les « Conventions »).

7 Le Distributeur ne peut de manière raisonnable et prudente différer l'énergie du contrat
8 de base en 2013 considérant que les besoins de long terme à approvisionner ne lui
9 offrent pas la possibilité de rappeler cette énergie avant la fin des Conventions. Une telle
10 approche mettrait le Distributeur en défaut de respecter ses obligations contractuelles
11 vis-à-vis de son fournisseur et le priverait de la flexibilité nécessaire pour lui permettre
12 de faire face aux aléas de demande ou à l'ajout d'approvisionnements supplémentaires.
13 Dans sa décision D-2013-021, la Régie a reconnu la nécessité de considérer l'énergie
14 différée dans une perspective de long terme. Elle indique ainsi qu'elle :

15 [...] doit également prendre en compte une perspective de plus long terme,
16 puisque la réalité du solde du compte d'énergie différée ne peut être
17 esquivée, même 14 ans avant l'échéance des Conventions. Les quantités
18 d'énergie en jeu, leurs coûts ainsi que le possible impact tarifaire à terme sont
19 trop importants.³

20 Ainsi, le Distributeur continue d'adopter une stratégie basée sur une gestion conforme à
21 ses engagements contractuels qui permet de conserver les avantages de l'utilisation des
22 Conventions.

23 Tel que démontré dans le dossier R-3726-2010, les Conventions offrent un avantage
24 économique important lorsque les besoins de long terme permettent de rappeler
25 l'énergie auparavant différée. Or, dans le contexte actuel où les besoins de long terme
26 sont en baisse d'au moins 10 TWh par année, un seul scénario se présente au
27 Distributeur étant donné l'impossibilité de différer davantage d'énergie. Par conséquent,
28 l'analyse économique qui consisterait à comparer deux scénarios, un où le Distributeur
29 diffère et un autre où il ne diffère pas l'énergie du contrat de base, ne se présente pas.

³ Décision D-2013-021, paragraphe 33.

1 Le Distributeur continue donc de privilégier une approche prudente et raisonnable, qui
 2 consiste à évaluer année après année sa capacité à différer l'énergie, en fonction des
 3 rappels octroyés par le Producteur, le cas échéant, et de sa marge de manœuvre,
 4 notamment dans des scénarios de demandes plus faibles.

5 Le tableau 1 présente les besoins et les approvisionnements postpatrimoniaux révisés
 6 pour l'année 2013 ainsi que les écarts par rapport au précédent dossier tarifaire
 7 (R-3814-2012).

TABLEAU 1
BESOINS ET APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX DE 2013

	2013 (R-3814-2012) ⁽³⁾			2013 Année de base			Écarts		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
Besoins	186,2			184,8			-1,4		
<i>moins Électricité patrimoniale</i>	178,9			178,9			0,0		
<i>plus Électricité patrimoniale inutilisée</i>	4,2			4,7			0,4		
Approvisionnements postpatrimoniaux	11,6			10,6			-0,9		
Approvisionnements de long terme	10,9	994,1	91,6	9,9	904,0	91,6	-1,0	-90,1	0,0
Approvisionnements de court terme	0,7	41,9	s.o.	0,8	63,0	s.o.	0,1	21,1	s.o.
Achats d'énergie ⁽¹⁾⁽²⁾	0,7	32,3	46,5	0,8	54,5	72,5	0,1	22,2	26,0
Reventes d'énergie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance ⁽³⁾	s.o.	9,6	s.o.	s.o.	8,6	s.o.	s.o.	-1,1	s.o.
<i>dont option d'électricité interruptible</i>	s.o.	7,2	s.o.	s.o.	8,0	s.o.	s.o.	0,8	s.o.
Entente cadre	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Service de transport	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux	11,6	1036,0	89,7	10,6	967,0	91,0	-0,9	-69,0	1,3

(1) Incluant les frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre.

(2) Incluant l'énergie du programme d'électricité interruptible.

(3) Excluant les autres approvisionnements de long terme en puissance.

8 Le coût total des approvisionnements postpatrimoniaux est maintenant estimé à 967 M\$
 9 pour l'année 2013. Il s'agit d'une baisse de 69 M\$ par rapport aux coûts présentés dans
 10 la demande tarifaire R-3814-2012 qui s'explique notamment par une diminution des
 11 approvisionnements de long terme.

12 L'entente d'intégration éolienne actuelle est reconduite jusqu'à ce que de nouvelles
 13 ententes soient approuvées au terme du processus initié par le dossier R-3848-2013⁴.
 14 Ainsi, aux fins de l'établissement des coûts d'approvisionnement de l'année 2013, le

⁴ Demande d'approbation des caractéristiques du service d'intégration éolienne et de la grille d'analyse en vue de l'acquisition d'un service d'intégration éolienne.

- 1 Distributeur suppose son application sur toute l'année, conformément à la décision
2 D-2012-065 de la Régie dans le cadre du dossier R-3799-2012.

2. APPROVISIONNEMENTS POUR L'ANNÉE 2014

2.1. Besoins à approvisionner en 2014

- 3 Les besoins en énergie prévus pour l'année 2014 s'élèvent à 183,6 TWh, une diminution
4 de 1,2 TWh par rapport à ceux de l'année de base 2013. Le tableau 2 présente les
5 besoins en énergie sur la période 2012-2014.

**TABLEAU 2
BESOINS EN ÉNERGIE**

En TWh	2012 Année historique	2013 Année de base	2014 Année témoin
PRÉVISION DES VENTES	167,5	171,1	170,0
<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	167,8	171,4	170,2
<i>plus</i> pertes de distribution et de transport	13,3	13,4	13,4
BESOINS PRÉVUS	181,1	184,8	183,6
<i>moins</i> électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9
<i>plus</i> électricité patrimoniale inutilisée	4,8	4,7	7,3
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	7,1	10,6	12,1

- 6 Pour leur part, les besoins en puissance prévus pour la pointe de l'hiver 2013-2014 sont
7 de 37 111 MW, soit des besoins inférieurs de près de 150 MW à ceux normalisés de la
8 pointe de l'hiver 2012-2013. Considérant la réserve requise de 3 521 MW, les besoins
9 en puissance au-delà de l'électricité patrimoniale s'élèvent à 3 189 MW, tel qu'il appert
10 du tableau 3.

**TABLEAU 3
BESOINS EN PUISSANCE**

En MW	Hiver 2013-2014 Année témoin
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	37 111
<i>plus</i> réserve requise	3 521
<i>Taux de réserve</i>	9,5%
<i>moins</i> électricité patrimoniale <i>(incluant la réserve)</i>	37 442
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	3 189

2.2. Approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2014

2.2.1. Stratégie proposée

1 Tel qu'exposé dans le dossier R-3814-2012, le Distributeur planifie l'utilisation des
 2 Conventions en plafonnant les rappels à 400 MW, soit le niveau garanti par le
 3 Producteur en vertu des Conventions. Ainsi, conformément à ses engagements
 4 contractuels et considérant le contexte offre-demande actuel, le Distributeur ne prévoit
 5 pas rappeler ni différer l'énergie du contrat en base en 2014. Tel que mentionné
 6 précédemment, il privilégie une approche prudente et raisonnable, consistant à évaluer
 7 annuellement sa capacité à différer l'énergie en fonction des rappels effectivement
 8 octroyés par le Producteur et de sa marge de manœuvre.

2.2.2. Approvisionnements en énergie

Les ajustements suivants ont été apportés au portefeuille d'approvisionnement de long terme du Distributeur depuis l'État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020.

Parcs éoliens

- 9 • Mise en service du parc Gros-Morne - phase 2 le 6 novembre 2012 ;
- 10 • Mise en service du parc Montérégie le 12 décembre 2012 ;
- 11 • Mise en service du parc Massif du Sud le 18 janvier 2013 ;

- 1 • Mise en service du parc Lac Alfred - phase 1 le 19 janvier 2013 ;
- 2 • Mise en service du parc New Richmond le 13 mars 2013 ;
- 3 • Report de la mise en service du parc Des Moulins au 1^{er} décembre 2013 ;
- 4 • Report de la phase 2 du parc de St-Ulric au 1^{er} décembre 2014 ;
- 5 • Report de la mise en service du parc St-Damase au 1^{er} décembre 2014 ;
- 6 • Report de la mise en service du parc le Plateau II au 1^{er} décembre 2014.

Centrales de cogénération

- 7 • Mise en service de la centrale Québec-Énergie 2012 de Fibrek S.E.N.C. de St-
8 Félicien le 16 novembre 2012 ;
- 9 • Mise en service de la centrale Dolbeau de PF Résolu Canada le 22 décembre
10 2012 ;
- 11 • Devancement de la mise en service de la phase 2 de la centrale Haute-Yamaska
12 – Roland Thibault de Terreau Biogaz le 20 juin 2013 ;
- 13 • Report de la mise en service de la centrale Thurso de Fortress Specialty
14 Cellulose à la fin du mois de juillet 2013 ;
- 15 • Report de la mise en service de la centrale St-Patrice-de-Beaurivage
16 d'Innoventé à la fin du mois de juillet 2013 ;
- 17 • Nouveau contrat signé avec PF Résolu Canada (Gatineau), dans le cadre du
18 programme d'achat d'électricité de 300 MW provenant de centrales de
19 cogénération à base de biomasse forestière résiduelle de 50 MW et moins
20 (PAÉ 2011-01) - projet en service depuis le 15 juin 2013.

Centrales hydroélectriques

- 21 • Mise en service de la centrale de Courbe du Sault de la rivière Sheldrake le
22 11 janvier 2013 ;
- 23 • Report de la date de mise en service de la centrale de Val-Jalbert au 1^{er} mai
24 2014 ;
- 25 • Annulation par le gouvernement du Québec de projets retenus dans le cadre du
26 programme d'achat d'électricité produite à partir de petites centrales
27 hydroélectriques (PAÉ-2009-01), soit les projets de la Chute Sainte-Anne, de la

1 Chute du Six Milles, de la Chute du Quatre Milles, de la Centrale Saint-Gabriel,
2 de la Onzième chute et du Barrage B Manouane Sipi.

3 Compte tenu de l'ensemble des contrats de long terme et des besoins du Distributeur,
4 ce dernier fait face à des surplus énergétiques de 13,4 TWh avant le déploiement des
5 moyens de gestion.

6 Afin d'équilibrer le bilan, le Distributeur a présenté une demande à la Régie visant à
7 suspendre les livraisons de la centrale de TCE comptant pour 4,3 TWh⁵. De plus, il
8 réduira les livraisons du contrat cyclable d'environ 2,0 TWh. Le Distributeur ne
9 procèdera à aucun rappel d'énergie en vertu des Conventions, mais réalisera des achats
10 d'environ 0,2 TWh sur les marchés de court terme en hiver. Enfin, un volume d'électricité
11 patrimoniale inutilisée de 7,3 TWh est anticipé en 2014.

12 Le tableau 4 présente le détail des approvisionnements postpatrimoniaux en énergie.

⁵ Dossier R-3850-2013.

TABLEAU 4
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN ÉNERGIE

En TWh	2012 Année historique	2013 Année de base	2014 Année témoin
LONG TERME	7,1	9,9	11,9
TCE	-	-	-
HQP	3,9	3,8	3,3
<i>Base</i>	3,8	3,6	3,1
<i>dont énergie rappelée</i>	0,7	0,6	0,0
<i>Cyclable</i>	0,1	0,2	0,2
<i>Énergie différée</i>	-	-	-
Intégration éolienne	0,3	-0,1	-
Kruger	0,1	0,1	0,1
Tembec	0,0	0,1	0,1
Biomasse II (A/O 2009-01)	0,1	0,3	0,4
Biomasse III (PAE 2011-01)	0,1	0,5	0,8
Éolien I (A/O 2003-02)	2,0	2,6	2,5
Éolien II (A/O 2005-03)	0,4	2,3	4,3
Éolien III (A/O 2009-02)	-	0,0	0,1
Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)	0,1	0,2	0,3
COURT TERME	0,0	0,8	0,2
Achats d'énergie	0,3	0,8	0,2
Reventes d'énergie	-0,3	-	-
TOTAL	7,1	10,6	12,1

2.2.3. Approvisionnement en puissance

1 La contribution en puissance des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme
2 totalise 1 721 MW en 2014.

3 Au-delà de la contribution des approvisionnements de long terme, le Distributeur compte
4 sur des moyens de court terme totalisant 1 470 MW afin de combler l'ensemble des
5 besoins postpatrimoniaux en puissance. Parmi ces moyens, l'option d'électricité
6 interruptible et les achats sur le marché contribuent pour 850 MW et 370 MW,
7 respectivement. Dans l'éventualité d'un niveau d'adhésion à l'option d'électricité
8 interruptible différent de 850 MW, les achats sur le marché de court terme pourront être
9 ajustés. L'abaissement de tension demeure un moyen disponible qui pourra contribuer
10 jusqu'à hauteur de 250 MW. Le tableau 5 présente le détail de la contribution en
11 puissance des approvisionnements postpatrimoniaux pour l'hiver 2013-2014.

TABLEAU 5
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN PUISSANCE

En MW	Hiver 2013-2014 Année témoin
LONG TERME	1 721
TCE	-
HQP	600
<i>Base</i>	350
<i>dont puissance garantie des rappels</i>	0
<i>Cyclable</i>	250
Kruger	16
Tembec	8
Biomasse II	52
Biomasse III	75
Éolien ⁽¹⁾	773
Petite hydraulique	48
Autres approvisionnements de long terme	150
COURT TERME	1 470
Électricité interruptible	850
Abaissement de tension	250
Marchés (MW arrondis à 10 MW près)	370
TOTAL	3 191

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

2.2.4. Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux

1 Le coût des approvisionnements postpatrimoniaux en 2014 s'élève à 1 199 M\$, en
 2 hausse de 232 M\$ par rapport à celui de l'année de base 2013, ce qui correspond à un
 3 coût moyen de 99,3 \$/MWh. Cette hausse de coût est essentiellement attribuable aux
 4 contrats de long terme et, notamment, aux projets d'achat d'électricité produite à partir
 5 d'énergies renouvelables (biomasse, éolien et petites centrales hydroélectriques), dont
 6 le coût augmente de 271 M\$.

7 Le coût total des approvisionnements postpatrimoniaux inclut le coût fixe relatif à la
 8 centrale TCE ainsi que le coût associé à la suspension de ses livraisons pour l'année
 9 2014.

1 Les achats de court terme sont évalués à 11,8 M\$ pour un coût unitaire de 53,2 \$/MWh⁶.
 2 Tel qu'il était indiqué dans la demande R-3814-2012, les coûts d'approvisionnement
 3 incluent le coût d'achat des droits d'émission faisant suite au *Règlement concernant le*
 4 *système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*⁷.
 5 Par ailleurs, étant donné que le processus visant à conclure de nouvelles ententes
 6 d'intégration éolienne est à l'étude à la Régie, le Distributeur établit le coût de ce service
 7 pour l'année 2014 en fonction des paramètres de l'entente actuelle.
 8 Un sommaire du coût des approvisionnements postpatrimoniaux pour la période
 9 2012-2014 est présenté au tableau 6, tandis que le détail du volume et du coût par
 10 contrat est fourni à l'annexe A. Certaines informations de cette annexe sont caviardées
 11 afin de respecter l'obligation de confidentialité à laquelle le Distributeur est tenu en vertu
 12 de certains contrats. Cependant, une version complète du tableau est déposée à la
 13 Régie sous pli confidentiel.

TABLEAU 6
COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX

	2012			2013			2014		
	Année historique			Année de base			Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	7,1	640,0	90,4	9,9	904,0	91,6	11,9	1178,4	99,4
COURT TERME	0,0	9,9	s.o.	0,8	63,0	s.o.	0,2	20,9	s.o.
Achats d'énergie ⁽¹⁾	0,3	10,7	40,0	0,8	54,5	72,5	0,2	11,8	53,2
Reventes d'énergie	-0,3	-8,0	27,8	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	7,1	s.o.	s.o.	8,6	s.o.	s.o.	9,1	s.o.
SERVICE DE TRANSPORT		1,0			-			-	
TOTAL	7,1	650,8	92,2	10,6	967,0	91,0	12,1	1 199,2	99,3

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

⁶ 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 2013.

⁷ Pour le règlement, voir <http://www.mddep.gouv.qc.ca/changements/carbone/Systeme-plafonnement-droits-GES.htm>.

3. AUTRES SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE

3.1. Résultats et faits saillants de l'année 2012

3.1.1. Coût des approvisionnements postpatrimoniaux

- 1 La demande d'électricité de 2012 a été plus faible de 3,7 TWh que la prévision reconnue
2 dans la décision D-2012-024, essentiellement en raison des conditions climatiques.
- 3 Afin d'équilibrer l'offre et la demande, le Distributeur a prolongé la suspension des
4 livraisons de TCE en 2012 (4,3 TWh), réduit les livraisons du contrat cyclable de 2 TWh
5 et revendu 0,3 TWh. La majeure partie des surplus s'est traduite par de l'électricité
6 patrimoniale inutilisée (4,8 TWh).

TABLEAU 7
BESOINS ET APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX DE 2012

	2012 (D-2012-024)			2012 Année historique			Écarts		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
Besoins	184,8			181,1			-3,7		
<i>moins Électricité patrimoniale</i>	178,9			178,9			0,0		
<i>plus Électricité patrimoniale inutilisée</i>	0,5			4,8			4,3		
Besoins postpatrimoniaux	6,5			7,1			0,6		
Approvisionnements de long terme	6,3	621,4	98,6	7,1	640,0	90,4	0,8	18,6	-8,2
Approvisionnements de court terme	0,2	20,4	s.o.	0,0	9,9	s.o.	-0,2	-10,5	s.o.
Achats d'énergie ⁽¹⁾⁽²⁾	0,4	19,0	52,5	0,3	10,3	40,6	-0,1	-8,7	-11,9
Reventes d'énergie	-0,2	-6,3	31,8	-0,3	-8,0	27,8	-0,1	-1,7	-4,0
Achats de puissance	s.o.	7,7	s.o.	s.o.	7,1	s.o.	s.o.	-0,6	s.o.
<i>dont option d'électricité interruptible</i>	s.o.	7,2	s.o.	s.o.	6,3	s.o.	s.o.	-0,9	s.o.
Entente cadre	-	-	-	0,0	0,4	28,0	0,0	0,4	28,0
Service de transport	-	-	-	-	1,0	-	-	1,0	-
TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux	6,5	641,8	99,3	7,1	650,8	92,2	0,6	9,0	-7,1

(1) Incluant les frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre.
(2) Incluant l'énergie du programme d'électricité interruptible.

3.1.2. Suivi des activités de revente

- 7 En 2012, le Distributeur a revendu 287 GWh sous forme de transactions bilatérales pour
8 des revenus de 8,0 M\$.

**TABLEAU 8
ACTIVITÉS DE REVENTE EN 2012 PAR TYPES DE TRANSACTION**

En GWh	Janv.	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	TOTAL
Appels d'offres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transactions bilatérales	-	-	-	-	-	-	-	(75,1)	(139,5)	(54,5)	(17,9)	-	(287,0)
Transactions sur le DAM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Réservations de transport	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	-	-	-	-	-	-	-	(75,1)	(139,5)	(54,5)	(17,9)	-	(287,0)

En M\$can	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	TOTAL
Appels d'offres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transactions bilatérales	-	-	-	-	-	-	-	(2,1)	(3,9)	(1,5)	(0,5)	-	(8,0)
Transactions sur le DAM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Réservations de transport	-	-	-	-	-	-	-	0,1	0,7	0,2	-	-	1,0
TOTAL	-	-	-	-	-	-	-	(2,0)	(3,2)	(1,3)	(0,5)	-	(7,0)

En \$/MWh	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Moyenne pondérée
Appels d'offres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transactions bilatérales	-	-	-	-	-	-	-	28,2	27,7	26,8	29,9	-	27,8
Transactions sur le DAM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL (incluant transport)	-	-	-	-	-	-	-	27,2	22,6	23,5	29,9	-	24,4
TOTAL (excluant transport)	-	-	-	-	-	-	-	28,2	27,7	26,8	29,9	-	27,8

3.1.3. Indicateurs

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

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

5 Le Distributeur prend acte de la position de la Régie énoncée dans la décision
 6 D-2013-021 et compare le coût moyen des approvisionnements postpatrimoniaux à un
 7 indicateur de prix de marché tant pour le court terme que pour le long terme.

8 Au tableau 9, le Distributeur présente la comparaison du coût d'achat des
 9 approvisionnements postpatrimoniaux de court terme par rapport à l'indicateur de prix de
 10 marché. Le coût moyen des approvisionnements de court terme en 2012 a été inférieur
 11 d'environ 2 \$/MWh au prix associé au marché de référence. Cet écart est dû aux achats
 12 de court terme que le Distributeur a réalisé durant certaines heures sur les marchés
 13 autres que celui de New York, alors que le prix était inférieur à celui du marché de
 14 référence.

15 Étant donné que les reventes conclues en 2012 ont été effectuées majoritairement au
 16 point HQT et pour de faibles quantités, le Distributeur établit l'indicateur du prix de
 17 revente en reflétant cette réalité. Ainsi, il estime le prix de marché pour la revente
 18 d'énergie à partir du prix du DAM de la zone HQ du NYISO, duquel sont retranchés les
 19 frais d'entrée sur le NYISO, les frais de courtage et les pertes de 5,4 %. La portion non

1 récupérée des coûts de transport (soit 12 % du coût des réservations de point à point)
2 est également prise en compte.

3 Selon cette méthode, le coût réel de 27,40 \$/MWh associé à la revente est légèrement
4 inférieur à l'indicateur de prix de marché de 27,50 \$/MWh.

5 **TABLEAU 9**
6 **INDICATEUR DE PRIX DE MARCHÉ COURT TERME POUR L'ANNÉE 2012**

<i>Approvisionnements postpatrimoniaux de court terme</i>		Indicateur de marché	Coûts réels
Achats de court terme			
NYMEX NY zone M ⁽¹⁾⁽²⁾	\$/MWh	37,1	
+ Frais de sortie de NY ⁽¹⁾⁽²⁾	\$/MWh	4,7	
+ Frais de courtage ⁽²⁾	\$/MWh	0,7	
= Prix d'achat	\$/MWh	42,6	
Coût des achats bilatéraux et sur les marchés	M\$	10,7	10,0
Coût de l'entente cadre	M\$	0,3	0,4
Coût de l'énergie de l'électricité interruptible	M\$	0,2	0,3
Coût de la puissance (UCAP & Electricité int.)	M\$	7,1	7,1
Coût total	M\$	18,3	17,8
Quantités acquises	TWh	0,3	0,3
Coût moyen	\$/MWh	68,2	66,4
Reventes			
NYMEX NY zone M ⁽¹⁾⁽²⁾	\$/MWh	31,2	
- Pertes - Réseau HQT (5,4 %)	\$/MWh	1,6	
- Frais d'entrée dans NY ⁽¹⁾⁽²⁾	\$/MWh	0,2	
- Frais de courtage ⁽²⁾	\$/MWh	0,7	
= Prix de revente	\$/MWh	28,6	
Revenus de revente	M\$	-8,2	-8,0
Achat du service de transport (8,20 \$CAN/MWh)	M\$	2,5	1,0
Coût total	M\$	-5,7	-7,0
Récupération des coûts de transport ⁽³⁾	M\$	-2,2	-0,9
Coût total après récupération du coût de transport	M\$	-7,9	-7,9
Quantités revendues	TWh	-0,3	-0,3
Revenu moyen après récupération des coûts de transport	\$/MWh	27,5	27,4

(1) Moyenne annuelle pondérée sur les transactions réelles.

(2) Taux de change (moyenne annuelle) : 1,000 \$CAN = 1 \$US

(3) Le service de transport correspond à 12 % du montant réellement payé. Puisque le Distributeur a vendu de faibles quantités sur les marchés, il récupère 88 % des coûts de transport l'année suivante par le biais d'une baisse de facture de la charge locale.

7 Le Distributeur présente au tableau 10 la comparaison du coût d'achat des
8 approvisionnements postpatrimoniaux de long terme par rapport à l'indicateur de prix de
9 marché. Cet indicateur est fourni à titre indicatif seulement, car il ne reflète d'aucune
10 façon la réalité du Distributeur à l'égard des achats de long terme qui ont été contractés

1 dans un contexte donné (notamment des blocs d'énergie déterminés par règlement). Par
 2 conséquent, le coût d'achat des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme du
 3 Distributeur ne peut raisonnablement pas être comparé à ce qu'il aurait été si les mêmes
 4 volumes avaient été acquis sur le marché de court terme de référence. Compte tenu de
 5 ce qui précède et en prenant en considération que les achats de long terme sont
 6 appelés à croître au cours des prochaines années, le Distributeur maintient que
 7 l'indicateur des prix de marché long terme pour l'année historique ne fournit aucune
 8 information pertinente.

TABLEAU 10
INDICATEUR DE PRIX DE MARCHÉ LONG TERME POUR L'ANNÉE 2012

<i>Approvisionnements postpatrimoniaux de long terme</i>		Indicateur de marché	Coûts réels
Coûts des approvisionnements	M\$	238,4	593,4
Coût de suspension des livraisons de TCE ⁽¹⁾	M\$	46,6	46,6
Coût total	M\$	285,0	640,0
Quantités acquises	TWh	7,1	7,1
Coût moyen	\$/MWh	40,3	90,4

(1) Le coût de la suspension de TCE de 46,6 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 produit à la Régie dans le cadre du dossier R-3850-2013.

9 • **Appels d'offres**

10 Le Distributeur n'a effectué aucun appel d'offres pour de la vente ni pour des achats
 11 d'énergie de court terme.

12 • **Degré d'utilisation de l'électricité patrimoniale et recours à l'Entente-cadre**

13 La demande inférieure à la normale, essentiellement en raison des conditions
 14 climatiques particulièrement chaudes, s'est traduite par une augmentation du volume
 15 d'électricité patrimoniale inutilisée de 4,3 TWh, pour un total de 4,8 TWh en 2012.

16 Par ailleurs, un volume de 14,5 GWh a été acquis en vertu de l'Entente-cadre durant les
 17 40 heures de plus petite contribution. Aucun dépassement n'est survenu durant les 300
 18 heures de plus grande contribution et, pour la toute première fois depuis 2005, aucun
 19 dépassement durant les heures régulières. Tel que présenté au tableau 7, le coût

1 moyen d'utilisation de l'Entente-cadre est de 28,0 \$/MWh. Ce faible coût s'explique par
2 le fait que les dépassements ont eu lieu dans les 40 plus petites valeurs horaires
3 facturées au prix le plus élevé entre le prix du DAM de la zone HQ du NYISO et le prix
4 de l'électricité patrimoniale, conformément aux modalités prévues dans l'Entente-cadre.

3.2. Gestion des risques

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

10 Cependant, aucun suivi des indicateurs n'est requis dans le présent dossier étant donné
11 qu'au moment de la préparation du dossier tarifaire, le Distributeur n'a effectué aucun
12 appel d'offres ou transactions bilatérales pour une durée d'un mois ou plus, tant pour
13 des achats d'énergie que pour la revente, et que les transactions d'une durée plus
14 courte représentent de faibles volumes.

⁸ D-2008-133, page 47.

⁹ D-2010-022, page 52.

ANNEXE A
VOLUMES ET COÛTS DES
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX

	2012			2013			2014		
	Année historique			Année de base			Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	7,1	640,0	90,4	9,9	904,0	91,6	11,9	1178,4	99,4
TCE	0,0			0,0			-		
HQP	3,9	238,7	61,8	3,8	241,4	62,9	3,3	212,5	64,9
Base	3,8	207,4	54,6	3,6	202,8	55,8	3,1	172,9	56,4
dont puissance garantie des rappels		1,6			2,0			0,0	
Cyclable	0,1	31,3	510,9	0,2	38,6	187,9	0,2	39,6	188,4
Intégration éolienne	0,3	44,7		-0,1	21,1		-	42,2	
Kruger	0,1			0,1			0,1		
Tembec	0,0	2,7	91,3	0,1	5,4	92,6	0,1	6,3	95,0
Biomasse II (A/O 2009-01)	0,1	7,2	89,0	0,3	31,3	108,2	0,4	47,5	115,6
Saint-Nicéphore	0,0	1,8	68,0	0,1	5,5	94,5	0,1	5,9	96,4
Thurso		-0,1		0,1	7,9	114,6	0,2	19,2	123,6
Haute-Yamaska – Roland Thibault	0,0	0,4	110,5	0,0	1,3	119,7	0,0	1,4	123,2
St-Thomas	0,0	4,2	101,7	0,1	7,6	104,8	0,1	7,8	106,1
St-Patrice-de-Beaurivage		0,0		0,0	2,0	120,4	0,0	4,7	129,9
Québec-Énergie 2012	0,0	0,9	96,4	0,1	6,9	112,7	0,1	8,4	116,0
Biomasse III (PAE 2011-01)	0,1	11,9	99,9	0,5	51,5	106,1	0,8	89,8	108,6
Renouvellement SF 2012 (Fibrek)	0,1	11,5	104,3	0,2	24,7	106,2	0,2	25,3	108,7
Témiscaming #2							0,2	21,3	108,7
Dolbeau	0,0	0,3	41,6	0,2	20,4	105,4	0,2	18,4	108,5
Énergie Quévillon 2012							0,1	14,4	108,7
Gatineau				0,1	6,4	107,6	0,1	10,4	108,7
Éolien I (A/O 2003-02)	2,0			2,6			2,5		
Baie-des-Sables ⁽²⁾	0,3			0,3			0,3		
L'Anse-à-Valleau ⁽²⁾	0,3			0,3			0,3		
Carleton ⁽²⁾	0,3			0,4			0,3		
St-Ulric ⁽²⁾	0,3	18,8	57,6	0,4	24,0	59,2	0,4	24,4	61,6
Mont-Louis ⁽²⁾	0,3	15,4	56,1	0,3	18,7	57,7	0,3	17,9	58,1
Montagne Sèche	0,2			0,2			0,2		
Gros-Morne (phase 1 et 2)	0,3			0,7			0,6		
Éolien II (A/O 2005-03)	0,4	26,6	67,4	2,3	214,5	92,8	4,3	418,8	98,1
Le Plateau	0,3	24,4	94,1	0,4	45,2	106,3	0,4	45,2	106,3
de l'Érable		-1,8		0,1	6,8	132,2	0,3	40,5	132,2
des Moulins		-2,9		0,1	10,8	89,6	0,5	43,0	90,0
Montréal	0,0	1,7	60,3	0,3	31,2	101,3	0,3	31,7	102,1
New Richmond	0,0	0,3	20,9	0,2	19,5	107,7	0,2	24,7	118,9
Témiscouata II (St-Valentin)		-0,1			-0,9			0,0	
St-Robert-Bellarmin	0,1	5,4	64,3	0,3	23,7	91,2	0,2	22,4	91,4
Lac Alfred (phase 1)	0,0	-0,1	-9,8	0,4	34,9	81,2	0,5	38,1	82,9
Lac Alfred (phase 2)				0,0	3,4	78,3	0,5	37,4	81,2
Massif du Sud	0,0	-0,1	-29,0	0,4	33,4	79,6	0,5	37,4	81,3
Seigneurie de Beaupré 2				0,0	3,7	105,9	0,4	42,6	106,0
Seigneurie de Beaupré 3				0,0	4,0	110,9	0,4	47,8	110,9
Seigneurie de Beaupré 4		-0,1			-1,3		0,0	1,8	100,6
Vents du Kempt							0,0	2,6	100,9
Rivière du Moulin (phase 1)							0,0	3,5	89,0
Éolien III (A/O 2009-02)				0,0	0,9	136,5	0,1	15,0	133,1
St-Damase					0,0		0,0	0,2	27,4
Viger-Denonville				0,0	1,0	148,9	0,1	11,2	148,9
Le Plateau 2					0,0		0,0	0,3	53,6
Témiscouata							0,0	0,7	122,4
Saint-Philémon							0,0	0,6	103,2
La Mitis							0,0	0,9	146,8
Le Granit							0,0	1,0	149,0
Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)	0,1	8,4	78,8	0,2	17,3	80,9	0,3	20,6	82,5
Chutes à Thompson (Franquelin)	0,0	2,7	78,8	0,0	3,2	80,8	0,0	3,3	82,8
Pont-Arnaud	0,0	3,4	78,8	0,0	3,4	80,9	0,0	3,6	82,8
Chute-Garneau	0,0	2,3	78,8	0,0	2,3	80,9	0,0	2,2	82,8
Courbe du Sault (Sheldrake)	0,0	0,0		0,1	8,4	80,9	0,1	7,2	82,8
Val Jalbert							0,1	4,3	81,6
Autres approvisionnements de long terme	s.o.	0,3	s.o.	s.o.	1,3	s.o.	s.o.	1,3	s.o.
COURT TERME	0,0	9,9	s.o.	0,8	63,0	s.o.	0,2	20,9	s.o.
Achats d'énergie ⁽¹⁾	0,3	10,7	40,0	0,8	54,5	72,5	0,2	11,8	53,2
Reventes d'énergie	-0,3	-8,0	27,8	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	7,1	s.o.	s.o.	8,6	s.o.	s.o.	9,1	s.o.
SERVICE DE TRANSPORT		1,0							
TOTAL	7,1	650,8	92,2	10,6	967,0	91,0	12,1	1 199,2	99,3

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

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