

APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

TABLE DES MATIÈRES

1. SUIVI DE L'ANNÉE 2016	5
2. APPROVISIONNEMENTS POUR L'ANNÉE 2017	6
2.1. Besoins à approvisionner en 2017	6
2.2. Approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2017	6
2.2.1. <i>Approvisionnements en énergie</i>	6
2.2.2. <i>Approvisionnements en puissance</i>	9
2.2.3. <i>Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux</i>	10
3. AUTRES SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE	11
3.1. Résultats et faits saillants de l'année 2015	11
3.1.1. <i>Coût des approvisionnements postpatrimoniaux</i>	11
3.1.2. <i>Indicateurs</i>	12
3.2. Gestion des risques	14
ANNEXE A : VOLUMES ET COÛT DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX	15

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Besoins et approvisionnements postpatrimoniaux de 2016	5
Tableau 2 : Besoins en énergie	6
Tableau 3 : Besoins en puissance	6
Tableau 4 : Approvisionnements postpatrimoniaux en énergie	9
Tableau 5 : Approvisionnements postpatrimoniaux en puissance	10
Tableau 6 : Coût des approvisionnements postpatrimoniaux	11
Tableau 7 : Besoins et approvisionnements postpatrimoniaux de 2015	12
Tableau 8 : Indicateur de prix de marché pour l'année 2015	13
Tableau A-1 : Volumes et coût des approvisionnements postpatrimoniaux	17

1. SUIVI DE L'ANNÉE 2016

1 Les besoins du Distributeur à approvisionner pour l'année 2016 sont estimés à 181,1 TWh,
 2 soit 2,7 TWh de moins que ceux prévus au dossier tarifaire 2016-2017 et reconnus dans la
 3 décision D-2016-033¹ (voir les explications à la section 2 de la pièce HQD-4, document 2).
 4 Essentiellement, cette baisse des besoins se traduit par une baisse équivalente des achats
 5 d'électricité patrimoniale, ce qui a eu pour effet de hausser le volume prévu inutilisé du bloc
 6 patrimonial de 10,0 TWh à 12,6 TWh.

7 Les approvisionnements postpatrimoniaux sont réévalués à 14,8 TWh, soit 0,1 TWh de
 8 moins que la prévision reconnue dans le précédent dossier tarifaire. Cette baisse des
 9 approvisionnements postpatrimoniaux provient des approvisionnements de court terme, qui
 10 ont été moins élevés qu'anticipés en raison de l'hiver doux. Le Distributeur ne prévoit pas
 11 non plus de rappel pour le mois de décembre 2016.

12 Le coût total des approvisionnements postpatrimoniaux est maintenant évalué à 1 539,4 M\$
 13 pour l'année 2016, incluant le coût de la suspension des livraisons d'électricité de la centrale
 14 de TransCanada Energy (TCE) à Bécancour. Il s'agit d'une diminution de 6,6 M\$ par rapport
 15 au coût présenté dans le dossier tarifaire 2016-2017. Cette diminution s'explique par le retrait
 16 des coûts liés à l'utilisation de la centrale de TCE en période de pointe en vertu de
 17 l'entente conclue avec TCE à cet effet² et, ensuite, par la décision rendue par la Régie dans
 18 le dossier R-3953-2015.

19 Le tableau 1 présente, pour l'année 2016, la prévision des besoins et les moyens déployés
 20 pour les approvisionnements ainsi que les écarts par rapport à la prévision du précédent
 21 dossier tarifaire.

**TABLEAU 1 :
 BESOINS ET APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX DE 2016**

	2016 (D-2016-033)			2016 Année de base			Écarts		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
Besoins	183,8			181,1			-2,7		
<i>moins Électricité patrimoniale</i>	178,9			178,9			0,0		
<i>plus Électricité patrimoniale inutilisée</i>	10,0			12,6			2,6		
Approvisionnements postpatrimoniaux	14,9			14,8			-0,1		
Approvisionnements de long terme	14,7	1 487,2	101,3	14,7	1 497,8	101,6	0,1	10,6	0,3
Approvisionnements de court terme	0,2	58,8	s.o.	0,1	41,6	s.o.	-0,2	-17,2	s.o.
Achats d'énergie ^{(1) (2)}	0,2	18,6	80,8	0,1	5,4	90,4	-0,2	-13,2	9,6
Achats de puissance	s.o.	40,2	s.o.	s.o.	36,2	s.o.	s.o.	-4,0	s.o.
<i>dont option d'électricité interruptible</i>	s.o.	13,9	s.o.	s.o.	14,8	s.o.	s.o.	1,0	s.o.
Entente cadre	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux	14,9	1 546,0	104,0	14,8	1 539,4	104,0	-0,1	-6,6	0,1

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

(2) Incluant l'énergie du programme d'électricité interruptible pour l'année de base.

¹ Décision D-2016-033, paragraphe 291.

² Dossier R-3925-2015.

2. APPROVISIONNEMENTS POUR L'ANNÉE 2017

2.1. Besoins à approvisionner en 2017

- 1 Les besoins en énergie prévus pour l'année 2017 s'élèvent à 181,1 TWh, tels qu'ils sont
 2 indiqués à la pièce HQD-4, document 2. Le tableau 2 présente les besoins en énergie sur la
 3 période 2015-2017.

**TABLEAU 2 :
BESOINS EN ÉNERGIE**

En TWh	2015 Année historique	2016 Année de base	2017 Année témoin
BESOINS PRÉVUS	184,4	181,1	181,1
<i>moins</i> électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9
<i>plus</i> électricité patrimoniale inutilisée	11,9	12,6	13,1
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	17,5	14,8	15,4

Note : Le détail de la prévision des ventes est présenté au tableau 7 de la pièce HQD-4, document 2.

- 4 Les besoins en puissance prévus pour la pointe de l'hiver 2016-2017 sont de 37 630 MW,
 5 tels qu'ils sont illustrés au tableau 7 de la pièce HQD-4, document 2. Considérant la réserve
 6 requise de 3 457 MW, les besoins en puissance au-delà de la contribution du contrat
 7 patrimonial s'élèvent à 3 645 MW, comme il appert du tableau 3.

**TABLEAU 3 :
BESOINS EN PUISSANCE**

En MW	Hiver 2016-2017 Année témoin
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	37 630
<i>plus</i> réserve requise	3 457
<i>Taux de réserve</i>	9,2%
<i>moins</i> électricité patrimoniale (incluant la réserve)	37 442
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	3 645

2.2. Approvisionnement postpatrimoniaux pour l'année 2017

2.2.1. Approvisionnements en énergie

- 8 La contribution en énergie des contrats de long terme prévue pour l'année 2017 est de
 9 15,3 TWh. Cette contribution prend en considération les éléments suivants :

- 1 • aucune quantité d'énergie différée en vertu des Conventions d'énergie différée ni
2 revendue sur les marchés, conformément à la *Loi concernant principalement la*
3 *mise en œuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 4 juin 2014*
4 *et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2015-2016* adoptée le 20 avril 2015
5 (la « Loi sur le budget 2014 ») ;
- 6 • aucune quantité d'énergie rappelée (Conventions d'énergie différée), car le
7 Distributeur continue à privilégier une approche prudente et raisonnable dans la
8 gestion des conventions, en évaluant année après année sa capacité à rappeler
9 l'énergie, en fonction des rappels déjà octroyés et de sa marge de manœuvre,
10 notamment dans des scénarios de demande plus faible ;
- 11 • inclusion des paramètres du contrat de service d'intégration éolienne découlant
12 de l'appel d'offres A/O 2015-02 tels qu'ils ont été approuvés par la Régie dans sa
13 décision D-2016-095 ;
- 14 • suspension des livraisons en base de la centrale de TCE, telle qu'elle est
15 approuvée par la Régie dans sa décision D-2014-086 ;
- 16 • résiliation du contrat de la Société Ferro-Québec Inc. (Port-Cartier) pour la mise
17 en service d'une centrale de cogénération de 9,0 MW, dont la date garantie de
18 début des livraisons était fixée au 1^{er} novembre 2017.

19 Sont également prises en considération dans la contribution en énergie des contrats de long
20 terme, les modifications des dates de mise en service des contrats postpatrimoniaux
21 suivants³ :

22 **Parcs éoliens**

- 23 • report du 1^{er} décembre 2016 au 1^{er} octobre 2017 de la mise en service prévue du
24 parc éolien d'Éoliennes Belle-Rivière (Val-Éo) ;
- 25 • report du 1^{er} décembre 2016 au 1^{er} janvier 2018 de la mise en service prévue du
26 parc éolien d'Énergies Durables Kahnawáke inc. (Saint-Cyprien) ;

27 **Centrales de cogénération à la biomasse**

- 28 • report du 31 août 2016 au 1^{er} juillet 2017 de la mise en service prévue de la
29 centrale de cogénération de Biomont Énergie Inc. (Biomont) ;
- 30 • report du 13 septembre 2017 au 15 mars 2018 de la mise en service prévue de la
31 centrale de cogénération de Bioénergie Sacré-Cœur S.E.C. (Sacré-Cœur) ;
- 32 • report du 30 septembre 2016 au 31 mars 2018 de la mise en service prévue de la
33 centrale de cogénération de 9139-3991 Québec Inc. (Valleyfield) ;

³ Modifications depuis le dépôt de l'*État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023*.

- 1 • report du 1^{er} mars 2017 au 1^{er} avril 2018 de la mise en service prévue de la
2 centrale de cogénération de Fortress Global Cellulose Ltd. (Lebel-sur-Quévillon) à
3 la suite de la cession du contrat à Énergie LSQ S.E.C. ;
- 4 • report du 29 décembre 2017 au 30 juin 2018 de la mise en service prévue de la
5 centrale de cogénération de Finaxo Canada Inc. (Bedford) ;

6 **Petites centrales hydrauliques (PCH)**

- 7 • fixation au 1^{er} avril 2018 de la mise en service prévue de la centrale hydraulique
8 d'Énergie hydroélectrique Mistassini S.E.C. (11^e Chute – Rivière Mistassini) ;
- 9 • fixation au 1^{er} décembre 2018 des mises en service prévues des deux centrales
10 hydrauliques d'Énergie hydroélectrique Pessamit S.E.C. (Chutes du Quatre Milles
11 et Chutes du Six Milles) ;
- 12 • fixation au 1^{er} décembre 2018 de la mise en service prévue de la centrale
13 hydraulique de la Municipalité de Shannon (Centrale Saint-Gabriel) ;
- 14 • fixation au 1^{er} décembre 2019 de la mise en service prévue de la centrale
15 hydraulique de Wemotaci & La Tuque (Manouane Sipi).
- 16 Le tableau 4 présente le détail des approvisionnements postpatrimoniaux en énergie.

**TABLEAU 4 :
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN ÉNERGIE**

En TWh	2015 Année historique	2016 Année de base	2017 Année témoin
LONG TERME	14,5	14,7	15,3
TCE	-	-	-
HQP	4,1	3,1	3,1
<i>Base</i>	3,7	3,1	3,1
dont énergie rappelée	0,6	0,0	-
<i>Cyclable</i>	0,4	0,0	0,0
<i>Énergie différée</i>	-	-	-
Intégration éolienne	0,0	0,2	-
Kruger	0,1	0,1	0,1
Tembec	0,1	0,1	0,1
Biomasse II (A/O 2009-01)	0,4	0,4	0,4
Biomasse III (PAE 2011-01)	1,0	1,1	1,1
Éolien I (A/O 2003-02)	2,6	2,6	2,5
Éolien II (A/O 2005-03)	5,4	6,1	6,2
Éolien III (A/O 2009-02)	0,5	0,7	0,8
Éolien IV (A/O 2013-01)	-	0,0	0,3
Mesgi'g Ugiu's'n (Décret 191-2014)	-	0,0	0,5
Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)	0,2	0,3	0,4
COURT TERME	3,0	0,1	0,0
Achats d'énergie	3,0	0,1	0,0
TOTAL	17,5	14,8	15,4

2.2.2. Approvisionnement en puissance

- 1 La contribution en puissance des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme
- 2 totalise 2 241 MW pour l'année 2017.
- 3 Au-delà de la contribution des approvisionnements de long terme, le Distributeur compte sur
- 4 des moyens de court terme totalisant 1 490 MW afin de combler l'ensemble des besoins
- 5 postpatrimoniaux en puissance.
- 6 Les achats sur les marchés de court terme totalisent 300 MW et correspondent
- 7 exclusivement aux 300 MW de puissance UCAP acquis par le biais de l'appel d'offres lancé
- 8 en mai 2014 (A/O 2014-01), aucun autre achat n'étant requis.
- 9 Pour compléter ce bilan, le Distributeur pourra, en outre, compter sur l'apport des
- 10 interventions en gestion de la demande en puissance à hauteur de 90 MW, dont le détail est
- 11 fourni à la pièce HQD-10, document 1. Le tableau 5 présente le détail de la contribution en
- 12 puissance des approvisionnements postpatrimoniaux pour l'hiver 2016-2017.

**TABLEAU 5 :
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN PUISSANCE**

En MW	Hiver 2016-2017 Année témoin
LONG TERME	2 241
TCE	-
HQP	600
<i>Base</i>	350
dont puissance garantie des rappels	0
<i>Cyclable</i>	250
Kruger	16
Tembec	8
Biomasse II	47
Biomasse III	164
Éolien ⁽¹⁾	1 319
Petite hydraulique	87
Autres approvisionnements de long terme	0
COURT TERME	1 490
Interventions en GDP	940
<i>Option d'électricité interruptible</i>	850
<i>Nouvelles interventions en GDP</i>	90
Abaissement de tension	250
Achats de puissance	300
<i>A/O 2014-01</i>	300
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	3 731

(1) Contribution basée sur les paramètres du nouveau service d'intégration éolienne avec garantie de puissance de 40 % en hiver.

2.2.3. Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux

1 Le coût des approvisionnements postpatrimoniaux en 2017 s'élève à 1 615,1 M\$, ce qui
 2 correspond à un coût moyen de 105,2 \$/MWh. Il s'agit d'une croissance de 69 M\$ par
 3 rapport au montant approuvé par la Régie dans la décision D-2016-033 pour l'année 2016.
 4 Cette hausse est essentiellement attribuable aux contrats de long terme, particulièrement
 5 ceux découlant des blocs d'énergie renouvelable (biomasse, éolien et petites centrales
 6 hydrauliques), dont le coût augmente de 106 M\$ par rapport au montant reconnu pour
 7 l'année 2016.

8 Le coût des approvisionnements postpatrimoniaux comprend le coût fixe relatif à la centrale
 9 de TCE et le coût associé à la suspension de ses livraisons pour l'année 2017. Par ailleurs,
 10 le Distributeur établit le coût du service pour l'année 2017 en fonction des paramètres du
 11 nouveau service d'intégration éolienne tel qu'il a été approuvé par la Régie le 20 juin 2016⁴.
 12

⁴ Décision D-2016-095.

- 1 Un sommaire du coût des approvisionnements postpatrimoniaux pour la période 2015-2017
 2 est présenté au tableau 6, tandis que le détail du volume et des coûts par contrat est fourni à
 3 l'annexe A. Certaines informations de cette annexe sont caviardées afin de respecter
 4 l'obligation de confidentialité à laquelle le Distributeur est tenu en vertu de certains contrats.
 5 Cependant, une version complète du tableau est déposée à la Régie sous pli confidentiel.

**TABLEAU 6 :
 COÛT DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX**

	2015			2016			2017		
	Année historique			Année de base			Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	14,5	1 415,2	97,8	14,7	1 497,8	101,6	15,3	1 583,1	103,2
COURT TERME	3,0	287,5	s.o.	0,1	41,6	s.o.	0,0	32,0	s.o.
Achats d'énergie ⁽¹⁾	3,0	257,8	85,4	0,1	5,4	90,4	0,0	0,7	73,9
<i>dont entente cadre</i>	0,0	0,0	28,4	0,0	0,0	-			
Achats de puissance	s.o.	29,7	s.o.	s.o.	36,2	s.o.	s.o.	31,2	s.o.
<i>dont option d'électricité interruptible</i>	s.o.	13,3	s.o.	s.o.	14,8	s.o.	s.o.	11,5	s.o.
<i>dont nouvelles interventions en GDP</i>				s.o.	3,1	s.o.	s.o.	7,5	s.o.
TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux	17,5	1 702,7	97,4	14,8	1 539,4	104,0	15,4	1 615,1	105,2

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

3. AUTRES SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE

3.1. Résultats et faits saillants de l'année 2015

3.1.1. Coût des approvisionnements postpatrimoniaux

6 Les besoins de l'année 2015 ont été de 0,8 TWh plus faibles que la prévision présentée au
 7 dossier tarifaire 2015-2016⁵, malgré les températures froides observées durant les mois de
 8 janvier, février et mars 2015 qui ont nécessité d'importants achats d'énergie de court terme.

9 Afin d'assurer l'équilibre offre-demande, les achats d'énergie de court terme ont donc été
 10 supérieurs de 2,7 TWh, les livraisons du contrat cyclable de 0,3 TWh et les rappels d'énergie
 11 de 0,6 TWh.

12 Le coût des approvisionnements postpatrimoniaux a augmenté de 267,8 M\$ par rapport au
 13 coût reconnu dans la décision D-2015-018. Cette croissance provient essentiellement de
 14 l'effet climatique, l'hiver 2015 ayant été nettement plus froid que la normale.

⁵ Décision D-2015-018.

**TABLEAU 7 :
BESOINS ET APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX DE 2015**

	2015 D-2015-018			2015 Année historique			Écarts		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
Besoins	185,2			184,4			-0,8		
moins Électricité patrimoniale	178,9			178,9			0,0		
plus Électricité patrimoniale inutilisée	7,5			11,9			4,4		
Approvisionnement postpatrimoniaux	13,8			17,5			3,7		
Approvisionnements de long terme	13,6	1 385,9	102,2	14,5	1 415,2	97,8	0,9	29,3	-4,4
Approvisionnements de court terme	0,2	49,0	s.o.	3,0	287,5	s.o.	2,8	238,5	s.o.
Achats d'énergie ^{(1) (2)}	0,3	19,8	72,4	3,0	257,8	85,3	2,7	238,0	12,9
dont l'entente cadre				0,0			0,0		28,4
Achats de puissance	s.o.	29,2	s.o.	s.o.	29,7	s.o.	s.o.	0,5	s.o.
dont option d'électricité interruptible	s.o.	9,9	s.o.	s.o.	13,3	s.o.	s.o.	3,4	s.o.
TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux	13,8	1 434,9	103,5	17,5	1 702,7	97,4	3,7	267,8	-6,1

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

(2) Incluant l'énergie du programme d'électricité interruptible pour l'année de base.

3.1.2. Indicateurs

- 1 Le Distributeur présente ci-dessous les indicateurs demandés par la Régie afin de suivre et
- 2 analyser ses activités d'approvisionnement.

Coût unitaire moyen des approvisionnements postpatrimoniaux et prix de marché

3 Comme annoncé lors des audiences dans le dossier R-3933-2015⁶, le Distributeur a
 4 développé un nouvel indicateur des coûts et prix de marché qui reflète davantage la stratégie
 5 d'approvisionnement de court terme.

6 Considérant qu'au-delà de 1 100 MW, le Distributeur ne peut s'approvisionner sur le marché
 7 de New York et doit trouver d'autres sources d'approvisionnement, il semble plus approprié
 8 d'utiliser un indicateur composite basé à la fois sur les prix des marchés de New York (NY) et
 9 de la Nouvelle-Angleterre (NE), qui correspond mieux aux conditions réelles
 10 d'approvisionnement de court terme. Ainsi, pour établir ce nouvel indicateur composite,
 11 lorsque les quantités sont inférieures ou égales à 1 100 MW, le prix de marché utilisé
 12 demeure celui de NY. En revanche, lorsque les quantités excèdent la limite des
 13 interconnexions du marché de NY, le prix de marché est celui de NY pour la portion allant
 14 jusqu'à 1 100 MW et celui de la NE pour la portion dépassant cette quantité.

15 Le Distributeur présente au tableau 8 la comparaison du coût d'achat des
 16 approvisionnements postpatrimoniaux par rapport au nouvel indicateur composite de prix de
 17 marché NY-NE et fournit à titre d'information seulement l'ancien indicateur, basé uniquement
 18 sur les prix du marché de NY.

19 L'utilisation de l'indicateur de long terme suppose que le marché serait en mesure de fournir
 20 toutes les quantités recherchées. Or, d'une part, la capacité physique des interconnexions ne
 21 permet pas d'acquérir de telles quantités. D'autre part, le Distributeur tient à souligner que
 22 tous les contrats de long terme ont été acquis par un processus d'appel d'offres approuvé
 23 par la Régie et que les contrats qui en ont découlé ont également été approuvés par la
 24 Régie. Toute comparaison entre le coût des approvisionnements postpatrimoniaux de long

⁶ Notes sténographiques du 9 décembre 2015 (A-0045), pages 71-72.

1 terme réel et le coût d'achat si ces mêmes volumes avaient été acquis sur le marché de
 2 court terme de référence est donc à considérer avec circonspection. Cette comparaison,
 3 portant sur les approvisionnements de long terme, est donc fournie à titre indicatif seulement.

4 Pour sa part, le coût moyen des approvisionnements de court terme en 2015 a été inférieur
 5 d'environ 22 \$/MWh au prix de l'indicateur composite des marchés de référence. Cet écart
 6 est dû principalement aux achats de court terme que le Distributeur a réalisés avec des
 7 contreparties dont les prix ont été moins élevés que ceux du marché de New York ou de la
 8 Nouvelle-Angleterre pour les heures durant lesquelles la limite des interconnexions du
 9 marché de New York (1 100 MW) était dépassée. Durant l'hiver, les achats de court terme
 10 ont dépassé cette limite de 1 100 MW pendant environ 1 130 heures.

TABLEAU 8 :
INDICATEUR DE PRIX DE MARCHÉ POUR L'ANNÉE 2015

		Indicateur de marché NY (ancien indicateur)	Indicateur de marché NY-NE (nouvel indicateur)	Coûts réels
<i>Total pour les approvisionnements postpatrimoniaux</i>				
Coût total	M\$	859,4	1 116,9	1 702,7
Besoins postpatrimoniaux	<i>TWh</i>	17,5	17,5	17,5
Coût moyen	\$/MWh	49,1	63,9	97,4
<i>Achats de long terme</i>				
Coût total	M\$	590,1	763,0	1 415,2
Quantités acquises	<i>TWh</i>	14,5	14,5	14,5
Coût moyen	\$/MWh	40,8	52,7	97,8
<i>Achats de court terme</i>				
Coût des achats d'énergie	<i>M\$</i>	239,6	324,2	257,8
Coût de la puissance	<i>M\$</i>	29,7	29,7	29,7
Coût total	M\$	269,3	353,9	287,5
Quantités acquises	<i>TWh</i>	3,0	3,0	3,0
Coût moyen	\$/MWh	89,2	117,3	95,2

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

- 1 Une demande plus faible de mai à décembre 2015 s'est traduite par une augmentation de
2 4,4 TWh du volume d'électricité patrimoniale inutilisée, par rapport au volume présenté au
3 dossier tarifaire 2015-2016, pour un total de 11,9 TWh en 2015.
- 4 Par ailleurs, un volume d'électricité de 0,7 GWh a été acquis en dépassement de l'électricité
5 patrimoniale pour l'année 2015, en vertu de l'entente globale cadre. Il s'agit du plus faible
6 volume en dépassement depuis 2005. Les dépassements ont été effectués uniquement lors
7 des 40 heures de plus faible contribution.
- 8 Au total, le coût des dépassements pour l'année 2015 s'élève à 20,2 k\$, soit le coût le plus
9 faible depuis l'approbation de la première entente cadre.

Appels d'offres

- 10 Depuis la dernière demande tarifaire, le Distributeur n'a effectué aucun appel d'offres pour
11 des achats d'énergie de court terme.

3.2. Gestion des risques

- 12 Aucun suivi des indicateurs du programme de gestion des risques n'est requis dans le
13 présent dossier. En effet, au moment de la préparation du dossier tarifaire, le Distributeur n'a
14 effectué aucun appel d'offres ni transaction bilatérale pour une durée d'un mois ou plus⁷. De
15 même, les transactions d'une durée d'un mois ou moins représentent de faibles volumes qui
16 ne justifient pas un suivi dans le présent dossier⁸.

⁷ Dans sa décision D-2008-133 (page 47), la Régie demande un suivi des indicateurs du programme de gestion des risques dans le cadre des dossiers tarifaires du Distributeur.

⁸ Dans sa décision D-2010-022 (page 52), la Régie demande que les indicateurs concernant les transactions d'un mois ou moins soient déposés dans les dossiers tarifaires du Distributeur, dans la mesure où elles représentent des quantités significatives.

**ANNEXE A :
VOLUMES ET COÛT DES
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX**

**TABLEAU A-1 :
VOLUMES ET COÛT DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX**

	2015			2016			2017		
	Année historique			Année de base			Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	14,5	1 415,2	97,8	14,7	1 497,8	101,6	15,3	1 583,1	103,2
TCE	0,0			0,0			0,0		
HQP	4,1	267,0	64,5	3,1	211,8	68,6	3,1	215,3	70,1
Base	3,7	216,2	58,2	3,1	180,3	58,6	3,1	183,5	59,8
<i>dont puissance garantie des rappels</i>		2,6			0,0			0,0	
Cyclable	0,4	50,8		0,0	31,5		0,0	31,9	
Intégration éolienne	0,0	53,5		0,2	87,6		0,0	64,3	
Kruger	0,1			0,1			0,1		
Tembec	0,1	5,3	93,8	0,1	6,3	95,7	0,1	6,5	98,3
Biomasse II (A/O 2009-01)	0,4	40,1	114,4	0,4	43,4	115,7	0,4	44,9	119,3
Saint-Nicéphore	0,1	5,9	97,4	0,1	6,2	98,6	0,1	6,2	101,3
Thurso	0,1	17,3	122,3	0,2	18,8	121,9	0,2	19,6	125,7
Ste-Cécile-de-Milton	0,0	1,7	126,4	0,0	1,8	130,0	0,0	1,8	133,6
St-Thomas	0,1	8,5	107,9	0,1	8,4	109,2	0,1	8,2	111,4
St-Félicien	0,1	6,7	118,6	0,1	8,3	122,0	0,1	9,1	126,0
Biomasse III (PAE 2011-01)	1,0	107,6	105,3	1,1	116,0	106,4	1,1	121,9	110,9
Renouvellement SF 2012 (Fibrek)	0,2	25,7	109,2	0,2	26,9	110,5	0,2	26,6	114,1
Témiscaming #2	0,2	23,4	102,1	0,3	31,0	104,7	0,3	34,8	111,9
Dolbeau	0,2	19,3	102,7	0,2	19,4	103,9	0,2	19,3	114,0
Gatineau	0,1	10,9	105,9	0,1	10,7	106,9	0,1	10,9	114,1
Windsor	0,2	23,1	107,1	0,2	22,2	110,1	0,2	21,0	114,1
Bromptonville	0,0	3,0	105,5	0,0	3,2	107,1	0,0	3,3	114,1
Valleyfield		-0,1			-0,4			0,0	
Thurso	0,0	2,5	106,9	0,0	3,5	108,9	0,0	4,7	114,1
Biomont Énergie					-0,2		0,0	1,9	109,3
Lebel-sur-Quévillon								-2,3	
Bedford								0,0	
Boisaco (Sacré-Cœur)								-0,5	
Windsor-TG2							0,0	2,2	114,1
Port-Cartier					-0,2				
Éolien I (A/O 2003-02)	2,6			2,6			2,5		
Baie-des-Sables ⁽¹⁾	0,3			0,3			0,3		
L'Anse-à-Valleau ⁽¹⁾	0,3			0,3			0,3		
Carleton ⁽¹⁾	0,4			0,4			0,3		
St-Uric ⁽¹⁾	0,4	22,0	61,3	0,4	24,5	61,9	0,4	26,1	63,9
Mont-Louis ⁽¹⁾	0,3	19,8	58,5	0,3	19,5	59,4	0,3	18,5	60,2
Montagne Sèche	0,2			0,2			0,2		
Gros-Morne (phase 1 et 2)	0,7			0,7			0,6		
Éolien II (A/O 2005-03)	5,4	522,9	96,7	6,1	603,2	99,1	6,2	615,8	99,9
Le Plateau	0,4	40,0	106,1	0,4	44,4	106,2	0,4	45,2	106,3
de l'Érable	0,3	45,7	133,3	0,3	42,7	133,6	0,3	41,2	134,5
des Moulins	0,5	43,0	91,2	0,5	45,2	93,1	0,5	45,8	95,3
Montérégie	0,3	27,1	103,6	0,3	31,5	104,6	0,3	32,9	106,2
New Richmond	0,2	23,0	121,1	0,2	26,1	122,4	0,2	26,0	124,9
Témiscouata II (St-Valentin)	0,0	2,9	73,2	0,2	18,7	118,5	0,2	19,6	123,5
St-Robert-Bellarmin	0,3	23,8	91,7	0,2	22,7	92,0	0,2	22,6	92,3
Lac Alfred	0,9	71,4	83,5	0,9	72,6	83,3	0,9	77,2	84,0
Massif du Sud	0,5	37,3	81,6	0,4	34,7	81,3	0,5	37,8	82,2
Seigneurie de Beaupré 2	0,4	44,2	106,0	0,4	43,2	106,6	0,4	43,1	107,2
Seigneurie de Beaupré 3	0,5	51,1	111,0	0,4	48,7	111,6	0,4	48,4	112,2
Seigneurie de Beaupré 4	0,2	22,2	102,4	0,2	21,8	103,4	0,2	21,8	104,9
Vents du Moulin	0,3	29,9	103,6	0,3	33,2	105,5	0,3	33,3	107,6
Rivière du Moulin	0,7	59,4	80,1	1,0	95,9	92,3	1,1	99,3	92,6
Mont Rothery (Clermont)	0,0	2,0	68,1	0,2	22,0	92,1	0,2	21,5	94,8
Éolien III (A/O 2009-02)	0,5	69,0	127,2	0,7	86,8	128,4	0,8	98,7	131,5
St-Damase	0,1	7,4	99,3	0,1	7,4	99,0	0,1	7,3	100,7
Viger-Denonville	0,1	12,0	149,1	0,1	11,4	149,5	0,1	11,3	150,1
Le Plateau 2	0,1	7,8	123,5	0,1	8,3	123,9	0,1	8,1	124,4
Témiscouata	0,1	10,6	122,1	0,1	9,5	122,4	0,1	8,8	122,9
Saint-Philémon	0,1	6,9	105,9	0,1	7,5	104,3	0,1	7,8	106,1
La Mitis	0,1	11,0	146,0	0,1	11,1	146,4	0,1	11,1	146,9
Le Granit	0,1	11,7	148,3	0,1	11,5	148,7	0,1	11,3	149,3
St-Cyprien		0,0			-0,3		-	-	-
Côte-de-Beaupré	0,0	1,1	103,4	0,1	10,0	141,0	0,1	10,2	141,6
Val-Éo		0,0			-0,4		0,0	2,6	124,6
Frampton	0,0	0,6	81,8	0,1	10,3	133,4	0,1	9,9	134,1
Pierre-de-Saurel		0,0		0,0	0,6	80,7	0,1	10,4	138,3
Éolien IV (A/O 2013-01)				0,0	1,9	80,7	0,3	26,9	79,2
Roncevaux				0,0	1,9	80,7	0,2	18,7	81,4
Nicolas-Riou							0,1	5,0	75,1
Mont-Sainte-Marguerite							0,0	3,2	74,1
Mesgig Ugiu's'n (Décret 191-2014)				0,0	5,0	106,3	0,5	48,5	106,0
Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)	0,2	20,0	83,4	0,3	26,7	85,9	0,4	31,5	87,5
Chutes à Thompson (Franquelin)	0,0	0,6	84,9	0,0	3,5	87,0	0,0	3,6	89,2
Pont-Arnaud	0,0	4,0	84,9	0,0	3,8	87,0	0,0	3,9	89,2
Chute-Garneau	0,0	2,4	84,9	0,0	2,5	87,0	0,0	2,4	89,2
Courbe du Sault (Sheldrake)	0,1	8,1	84,9	0,1	8,5	87,0	0,1	7,7	89,2
Val Jalbert	0,1	4,9	79,0	0,1	7,6	83,5	0,1	6,7	85,6
Hydro-Canyon St-Joachim				0,0	0,8	85,4	0,1	7,1	85,6
Autres approvisionnements de long terme	s.o.	1,0	s.o.	s.o.	1,0	s.o.	s.o.	0,0	s.o.

COURT TERME	3,0	287,5	s.o.	0,1	41,6	s.o.	0,0	32,0	s.o.
Achats d'énergie ⁽²⁾	3,0	257,8	85,4	0,1	5,4	90,4	0,0	0,7	73,9
<i>dont entente cadre</i>	0,0	0,0	28,4	0,0	0,0	-			
Achats de puissance	s.o.	29,7	s.o.	s.o.	36,2	s.o.	s.o.	31,2	s.o.
<i>dont option d'électricité interruptible</i>	s.o.	13,3	s.o.	s.o.	14,8	s.o.	s.o.	11,5	s.o.
<i>dont nouvelles interventions en GDP</i>				s.o.	3,1	s.o.	s.o.	7,5	s.o.
TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux	17,5	1 702,7	97,4	14,8	1 539,4	104,0	15,4	1 615,1	105,2

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

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