APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

TABLE DES MATIÈRES

1. SUIVI DE L'ANNÉE 2014 5
2. APPROVISIONNEMENTS POUR L'ANNÉE 2015 6
2.1. Besoins à approvisionner en 2015 6
2.2. Approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2015 7
2.2.1. Approvisionnements en énergie 7
2.2.2. Approvisionnements en puissance 9
2.2.3. Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux 10
3. AUTRES SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE 11
3.1. Résultats et faits saillants de l'année 2013 11
3.1.1. Coût des approvisionnements postpatrimoniaux 11
3.1.2. Indicateurs 12
3.1.3. Suivi des activités de revente 14
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 2014 6
Tableau 2 : Besoins en énergie 6
Tableau 3 : Besoins en puissance 7
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 2013 12
Tableau 8 : Indicateur de prix de marché pour l'année 2013 13

1. SUIVI DE L'ANNÉE 2014

Les besoins du Distributeur à approvisionner pour l'année 2014 sont estimés à 189,2 TWh, soit 5,5 TWh de plus que ceux prévus au dossier tarifaire 2014-2015[1] (voir les explications à la section 2 de la pièce HQD-4, document 2).

Conséquemment, le volume d'électricité patrimoniale inutilisée est actuellement évalué à 4,9 TWh, en baisse de 2,4 TWh par rapport à celui présenté dans le dossier tarifaire antérieur, alors que les approvisionnements postpatrimoniaux sont réévalués à 15,2 TWh, soit 3,2 TWh de plus que la prévision reconnue par la Régie dans la décision D-2014-037[2]. Cette hausse des approvisionnements postpatrimoniaux provient principalement d'achats d'énergie de court terme (2,5 TWh), des livraisons additionnelles du contrat cyclable (0,4 TWh) et des rappels d'énergie (0,5 TWh).

Le Distributeur continue de privilégier une approche prudente et raisonnable dans la gestion des Conventions d'énergie différée, en évaluant année après année sa capacité à différer l'énergie, en fonction des rappels octroyés par le Producteur, le cas échéant, et de sa marge de manœuvre, notamment dans des scénarios de demandes plus faibles.

Ainsi, malgré une hausse des besoins prévus de 21 TWh sur la période 2014-2027, dont 5,5 TWh pour l'année 2014, l'équilibre énergétique à long terme n'a pas significativement changé depuis le dépôt du précédent dossier tarifaire. Le Distributeur maintient donc sa stratégie de ne pas différer d'énergie du contrat en base en 2014. Toutefois, la hausse des besoins pour 2014 amène le Distributeur à planifier des rappels de 400 MW en décembre 2014.

Le coût total des approvisionnements postpatrimoniaux est maintenant évalué à 1 686 M$ pour l'année 2014. Il s'agit d'une hausse de 487 M$ par rapport au coût présenté dans la demande tarifaire 2014-2015, laquelle s'explique tant par la hausse des besoins à approvisionner que par la hausse du prix de l'énergie sur les marchés de court terme. Ce montant inclut le coût de suspension des livraisons d'électricité de la centrale de TransCanada Energy (TCE) à Bécancour, considérant les amendements à l'entente de suspension approuvés par la Régie dans sa décision D-2014-086, de même que les ajustements proposés aux options d'électricité interruptible dans le dossier R-3891-2014.

Le tableau 1 présente les besoins et les approvisionnements postpatrimoniaux révisés pour l'année 2014 ainsi que les écarts par rapport aux prévisions du précédent dossier tarifaire.

[1] Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2014-2015, dossier R-3854-2013.
[2] Dossier R-3854-2013.

Tableau 1 :
Besoins et approvisionnements postpatrimoniaux de 2014

	2014 (D-2014-037)			2014 Année de base			Écarts		
	TWh	M$	$/MWh	TWh	M$	$/MWh	TWh	M$	$/MWh
Besoins	**183,6**			**189,2**			**5,5**		
moins Électricité patrimoniale	178,9			178,9			0,0		
plus Électricité patrimoniale inutilisée	7,3			4,9			-2,4		
Approvisionnements postpatrimoniaux	**12,1**			**15,2**			**3,2**		
Approvisionnements de long terme	**11,9**	**1 178,4**	**99,4**	**12,5**	**1 194,3**	**95,5**	**0,7**	**15,9**	**-3,9**
Approvisionnements de court terme	**0,2**	**20,9**	**s.o.**	**2,7**	**491,8**	**s.o.**	**2,5**	**470,9**	**s.o.**
Achats d'énergie (1)	0,2	11,8	53,2	2,7	473,3	173,7	2,5	461,5	120,5
Reventes d'énergie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	*s.o.*	9,1	s.o.	*s.o.*	18,5	s.o.	*s.o.*	9,4	s.o.
dont option d'électricité interruptible	*s.o.*	*7,2*	*s.o.*	*s.o.*	*7,6*	*s.o.*	*s.o.*	*0,4*	*s.o.*
Entente cadre	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Service de transport	-	**-**	**-**	-	**-**	**-**	-	**-**	**-**
TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux	**12,1**	**1 199,2**	**99,3**	**15,2**	**1 686,1**	**110,7**	**3,2**	**486,9**	**11,4**

(1) Incluant l'énergie provenant du programme d'électricité interruptible

2. APPROVISIONNEMENTS POUR L'ANNÉE 2015

2.1. Besoins à approvisionner en 2015

Les besoins en énergie prévus pour l'année 2015 s'élèvent à 186,2 TWh, tels que présentés à la pièce HQD-4, document 2. Le tableau 2 présente les besoins en énergie sur la période 2013-2015.

Tableau 2 :
Besoins en énergie

En TWh	**2013** Année historique	**2014** Année de base	**2015** Année témoin
BESOINS PRÉVUS	**186,8**	**189,2**	**186,2**
moins électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9
plus électricité patrimoniale inutilisée	4,7	4,9	6,6
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	**12,6**	**15,2**	**14,0**

Note : Le détail de la prévision des ventes est présenté au tableau 6 de la pièce HQD-4, document 2.

Les besoins en puissance prévus pour la pointe de l'hiver 2014-2015 sont de 37 892 MW, tels que présentés à la pièce HQD-4, document 2. Considérant la réserve requise de 3 608 MW, les besoins en puissance au-delà de l'électricité patrimoniale s'élèvent à 4 058 MW, comme il appert du tableau 3.

Tableau 3 :
Besoins en puissance

En MW	Hiver 2014-2015 Année témoin
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	**37 892**
plus réserve requise	3 608
Taux de réserve	*9,5%*
moins électricité patrimoniale *(incluant la réserve)*	37 442
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	**4 058**

2.2. Approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2015

2.2.1. Approvisionnements en énergie

La contribution prévue des contrats de long terme pour l'année 2015 est de 13,6 TWh. Celle-ci prend en considération les éléments suivants :

- entente d'intégration éolienne actuelle reconduite jusqu'à ce que de nouvelles ententes soient approuvées au terme du processus initié par le dossier R-3848-2013[3] ;
- aucune quantité d'énergie rappelée ni différée (Conventions d'énergie différée) ;
- suspension des livraisons de la centrale de TCE, telle qu'approuvée par la Régie dans sa décision D-2014-086 ;
- livraisons du contrat cyclable d'environ 0,2 TWh ;
- ajustements apportés au portefeuille d'approvisionnement de long terme depuis le dépôt du Plan d'approvisionnement 2014-2023 :

  Parcs éoliens

  - report de la mise en service prévue de la phase 2 du parc de St-Ulric St-Léandre au 1er décembre 2015 ;

  Centrales de cogénération

  - report de la mise en service prévue de la centrale Témiscaming n° 2 de Tembec Énergie S.E.C. au 15 octobre 2014 ;
  - report de la mise en service prévue de la centrale d'Innoventé (Trois-Rivières) au 1er mai 2016 ;

[3] 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.

- nouveau contrat signé avec Kruger Énergie Bromptonville S.E.C. (Val St-François), dans le cadre du programme d'achat d'électricité produite à base de biomasse forestière résiduelle de 50 MW et moins (PAÉ 2011-01), pour une puissance contractuelle de 3,75 MW et une date garantie de début des livraisons au 30 novembre 2014 ;
- nouveau contrat signé avec 9139-3991 Québec Inc. (Valleyfield), dans le cadre du PAÉ 2011-01, pour une puissance contractuelle de 9,75 MW et une date garantie de début des livraisons au 30 septembre 2015 ;
- nouveau contrat signé avec Fortress Specialty Cellulose Inc. (Thurso), dans le cadre du PAÉ 2011-01, pour une puissance contractuelle de 5,2 MW et une date garantie de début des livraisons au 1er avril 2015 ;
- résiliation du contrat Énergie Quévillon 2012 (Fortress Global Cellulose Ltd.), pour une puissance contractuelle de 34,0 MW et une date garantie de début des livraisons au 1er juin 2014 ;

Centrales hydroélectriques

- report de la mise en service prévue de la centrale de Val-Jalbert au 1er octobre 2014.

Le Distributeur prévoit réaliser des achats de 0,3 TWh sur les marchés de court terme en hiver. De plus, un volume d'électricité patrimoniale inutilisée de 6,6 TWh est anticipé pour l'année 2015. Le tableau 4 présente le détail des approvisionnements postpatrimoniaux en énergie.

Tableau 4 :
Approvisionnements postpatrimoniaux en énergie

En TWh	2013 Année historique	2014 Année de base	2015 Année témoin
LONG TERME	**10,1**	**12,5**	**13,6**
TCE	-	-	-
HQP	4,0	4,2	3,3
Base	*3,6*	*3,6*	*3,1*
dont énergie rappelée	*0,7*	*0,6*	-
Cyclable	*0,3*	*0,6*	*0,2*
Énergie différée	-	-	-
Intégration éolienne	0,4	0,0	-
Kruger	0,1	0,1	0,1
Tembec	0,1	0,0	0,1
Biomasse II (A/O 2009-01)	0,2	0,3	0,4
Biomasse III (PAE 2011-01)	0,5	0,8	1,1
Éolien I (A/O 2003-02)	2,5	2,6	2,5
Éolien II (A/O 2005-03)	2,2	4,2	5,3
Éolien III (A/O 2009-02)	-	0,1	0,5
Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)	0,2	0,2	0,3
COURT TERME	**2,4**	**2,7**	**0,3**
Achats d'énergie	2,4	2,7	0,3
TOTAL	**12,6**	**15,2**	**14,0**

2.2.2. Approvisionnements en puissance

La contribution en puissance des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme totalise 1 976 MW pour l'année 2015.

Au-delà de la contribution des approvisionnements de long terme, le Distributeur compte sur des moyens de court terme totalisant 2 080 MW afin de combler l'ensemble des besoins postpatrimoniaux en puissance. Parmi ces moyens, l'option d'électricité interruptible et les achats sur les marchés de court terme contribuent pour 850 MW et 980 MW, respectivement. Dans l'éventualité d'un niveau d'adhésion à l'option d'électricité interruptible différent de 850 MW, les achats sur les marchés de court terme pourront être ajustés. L'abaissement de tension demeure un moyen disponible qui pourra contribuer jusqu'à hauteur de 250 MW. Le tableau 5 présente le détail de la contribution en puissance des approvisionnements postpatrimoniaux pour l'hiver 2014-2015.

Tableau 5 :
Approvisionnements postpatrimoniaux en puissance

En MW	Hiver 2014-2015 Année témoin
LONG TERME	**1 976**
TCE	-
HQP	600
Base	*350*
dont puissance garantie des rappels	*0*
Cyclable	*250*
Kruger	16
Tembec	8
Biomasse II	52
Biomasse III	158
Éolien (1)	928
Petite hydraulique	64
Autres approvisionnements de long terme	150
COURT TERME	**2 080**
Électricité interruptible	850
Abaissement de tension	250
Marchés (MW arrondis à 10 MW près)	980
TOTAL	**4 056**

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

2.2.3. Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux

Le coût des approvisionnements postpatrimoniaux en 2015 s'élève à 1 445 M$, ce qui correspond à un coût moyen de 103,5 $/MWh. Il s'agit d'une hausse de 246 M$ par rapport au montant approuvé par la Régie dans la décision D-2014-037 pour l'année 2014. Cette hausse est essentiellement attribuable aux contrats de long terme, particulièrement ceux découlant des blocs d'énergie renouvelable (biomasse, éolien et petites centrales hydroélectriques), dont le coût augmente de 189 M$ par rapport au montant approuvé pour l'année 2014.

Le coût des approvisionnements postpatrimoniaux comprend le coût fixe relatif à la centrale de TCE, ainsi que le coût associé à la suspension de ses livraisons pour l'année 2015. Il inclut également le coût des achats de court terme[4], lequel est évalué à 25 M$, incluant le coût d'achat des droits d'émission. Par ailleurs, considérant que le processus visant à conclure de nouvelles ententes d'intégration éolienne est à l'étude à la Régie, le Distributeur établit le coût du service pour l'année 2015 en fonction des paramètres de l'entente actuelle.

Un sommaire du coût des approvisionnements postpatrimoniaux pour la période 2013-2015 est présenté au tableau 6, tandis que le détail du volume et du coût par contrat est fourni à l'annexe A. Certaines informations de cette annexe sont caviardées afin de respecter

[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 2014.

l'obligation de confidentialité à laquelle le Distributeur est tenu en vertu de certains contrats. Cependant, une version complète du tableau est déposée à la Régie sous pli confidentiel.

Tableau 6 :
Coût des approvisionnements postpatrimoniaux

	2013 Année historique			2014 Année de base			2015 Année témoin		
	TWh	M$	$/MWh	TWh	M$	$/MWh	TWh	M$	$/MWh
LONG TERME	**10,1**	**907,9**	**89,5**	**12,5**	**1 194,3**	**95,5**	**13,6**	**1 391,1**	**102,2**
COURT TERME	**2,4**	**175,4**	**s.o.**	**2,7**	**491,8**	**s.o.**	**0,3**	**54,3**	**s.o.**
Achats d'énergie(1)	2,4	167,1	69,0	2,7	473,3	173,7	0,3	25,1	72,4
Reventes d'énergie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	8,3	s.o.	s.o.	18,5	s.o.	s.o.	29,1	s.o.
SERVICE DE TRANSPORT								-	
TOTAL	**12,6**	**1 083,3**	**86,2**	**15,2**	**1 686,1**	**110,7**	**14,0**	**1 445,4**	**103,5**

(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 2013

3.1.1. Coût des approvisionnements postpatrimoniaux

Les besoins de l'année 2013 ont été de 0,6 TWh plus élevés que la prévision du dossier R-3814-2012. Afin d'assurer l'équilibre offre-demande, les achats d'énergie de court terme ont été supérieurs de 1,7 TWh tandis que les livraisons du contrat cyclable (0,2 TWh) et les rappels d'énergie (0,2 TWh) ont été réduits. Les achats d'énergie de court terme supplémentaires s'expliquent principalement par les températures froides observées en novembre et décembre.

Le coût des approvisionnements postpatrimoniaux a augmenté de 47 M$ par rapport au coût présenté au dossier R-3814-2012. Cette croissance provient des achats d'énergie supplémentaires effectués à un prix moyen plus élevé, en raison de la croissance des prix d'électricité dans le nord-est américain en décembre 2013.

Tableau 7 :
Besoins et approvisionnements postpatrimoniaux de 2013

	2013 (R-3814-2012)			2013 Année historique			Écarts		
	TWh	M$	$/MWh	TWh	M$	$/MWh	TWh	M$	$/MWh
Besoins	**186,2**			**186,8**			**0,6**		
moins Électricité patrimoniale	178,9			178,9			0,0		
plus Électricité patrimoniale inutilisée	4,2			4,7			0,4		
Approvisionnements postpatrimoniaux	**11,6**			**12,6**			**1,0**		
Approvisionnements de long terme	**10,9**	**992,8**	**91,4**	**10,1**	**907,9**	**89,5**	**-0,7**	**-84,9**	**-1,9**
Approvisionnements de court terme	**0,7**	**43,2**	**s.o**	**2,4**	**175,4**	**s.o**	**1,7**	**132,2**	**s.o**
Achats d'énergie (1)	0,7	32,3	46,5	2,4	166,3	68,8	1,7	134,0	22,3
Reventes d'énergie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	10,9	s.o.	s.o.	8,3	s.o.	s.o.	-2,6	s.o.
dont option d'électricité interruptible	*s.o.*	*8,5*	s.o.	*s.o.*	*7,7*	s.o.	*s.o.*	*-0,8*	s.o.
Entente cadre	-	-	-	*0,0*	0,8	154,1	*0,0*	0,8	154,1
Service de transport	-	-	**-**	-	-	**-**	-	**-**	**-**
TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux	**11,6**	**1 036,0**	**89,7**	**12,6**	**1 083,3**	**86,2**	**1,0**	**47,3**	**-3,5**

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

3.1.2. Indicateurs

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

Coût unitaire moyen des approvisionnements postpatrimoniaux et prix de marché

Le Distributeur présente au tableau 8 la comparaison du coût d'achat des approvisionnements postpatrimoniaux par rapport à l'indicateur de prix de marché.

La comparaison entre l'indicateur et le coût des approvisionnements de long terme est fournie à titre indicatif seulement, car elle ne reflète d'aucune façon la réalité du Distributeur à l'égard des achats de long terme qui ont été contractés dans un contexte donné et approuvés par la Régie. De plus, les approvisionnements de long terme sont souvent supérieurs à la capacité physique de l'interconnexion du marché de référence. Par conséquent, le coût d'achat des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme ne peut raisonnablement être comparé à ce qu'il aurait été si les mêmes volumes avaient été acquis sur le marché de court terme de référence. Compte tenu de ce qui précède et en prenant en considération que les achats de long terme sont appelés à croître au cours des prochaines années, le Distributeur maintient que l'indicateur des prix de marché long terme pour l'année historique ne fournit aucune information pertinente.

Le coût moyen des approvisionnements de court terme en 2013 a été supérieur d'environ 4,3 $/MWh au prix associé au marché de référence. Cet écart est dû aux achats de court terme que le Distributeur a réalisé durant certaines heures sur les marchés autres que celui de New York, alors que le prix était supérieur à celui du marché de référence. En effet, au cours de 2013, le Distributeur a dû conclure des achats sur d'autres marchés, à des prix supérieurs à celui du marché de référence, à certains moments où l'interconnexion du marché de référence était pleinement utilisée ou limitée.

Tableau 8 :
Indicateur de prix de marché pour l'année 2013

Total pour les approvisionnements postpatrimoniaux		Indicateur de marché	Coûts réels
Coût total	***M$***	**669,8**	**1 083,3**
Besoins postpatrimoniaux	*TWh*	12,6	12,6
Coût moyen	*$/MWh*	53,3	86,2
Achats de long terme			
Coûts des approvisionnements	*M$*	459,1	862,2
Coût de la fermeture de TCE (1)	*M$*	45,7	45,7
Coût total	***M$***	**504,8**	**907,9**
Quantités acquises	*TWh*	10,1	10,1
Coût moyen	***$/MWh***	**49,8**	**89,5**
Achats de court terme			
NY HQ_GEN_IMPORT (2)(3)	$CAN/MWh	54,9	
+ Frais de sortie de NY (2)(3)	$CAN/MWh	4,6	
+ Frais de courtage (3)	$CAN/MWh	0,8	
+ Frais de GES (4)	$CAN/MWh	2,4	
= Prix d'achat	$CAN/MWh	62,8	
Coût des achats bilatéraux et sur les marchés	*M$*	146,7	159,4
Coût de l'entente cadre	*M$*	0,3	0,8
Coût de l'énergie de l'électricité interruptible	*M$*	9,7	7,0
Coût de la puissance (UCAP & Electricité int.)	*M$*	8,3	8,3
Coût total	***M$***	**165,0**	**175,4**
Quantités acquises	*TWh*	2,4	2,4
Coût moyen	***$/MWh***	**68,1**	**72,4**

(1) Le coût de la fermeture de la centrale de TCE de 45,7 M$ exclut les coûts de puissance de remplacement (inclus sous la rubrique «Achats de court terme»).

(2) Moyenne annuelle pondérée sur les transactions réelles.

(3) Taux de change (moyenne annuelle) : 1,030 $CA = 1 $US.

(4) Les frais des émissions de gaz à effet de serre sont ceux reliés à l'indicateur du marché de New York.

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

Une demande plus faible durant la période d'été s'est traduite par une augmentation de 0,4 TWh du volume d'électricité patrimoniale inutilisée, par rapport au volume présenté au dossier R-3814-2012, pour un total de 4,7 TWh en 2013.

Par ailleurs, un volume d'électricité de 5,0 GWh a été acquis en dépassement de l'électricité patrimoniale pour l'année 2013, en vertu de l'entente globale cadre. Il s'agit du plus faible

volume en dépassement depuis 2005. Les dépassements sont répartis entre les 300 heures de plus grande contribution (1,9 GWh), les 40 heures de plus faible contribution (1,4 GWh) et les autres heures (1,8 GWh).

Les dépassements survenus lors des 300 heures de plus grande contribution s'expliquent par des écarts importants entre les besoins anticipés à quelques heures d'avis et les besoins observés le samedi 14 décembre et le mardi 17 décembre 2013. Malgré tous les efforts consentis par le Distributeur pour éviter ces dépassements lors de ces deux journées, les écarts n'ont pu être compensés entièrement par des approvisionnements supplémentaires.

Le coût total des dépassements pour l'année 2013 s'est limité à 0,8 M$.

Appels d'offres

Le Distributeur n'a effectué aucun appel d'offres pour des achats d'énergie de court terme.

3.1.3. Suivi des activités de revente

Le Distributeur n'a effectué aucune revente en 2013.

3.2. Gestion des risques

Aucun suivi des indicateurs du programme de gestion des risques n'est requis dans le présent dossier. En effet, au moment de la préparation du dossier tarifaire, le Distributeur n'a effectué aucun appel d'offres ni transaction bilatérale pour une durée d'un mois ou plus, tant pour des achats d'énergie que pour la revente[5]. De même, les transactions d'une durée d'un mois ou moins représentent de faibles volumes ne justifiant pas un suivi dans le présent dossier[6].

[5] 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.

[6] 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

	2013 Année historique			2014 Année de base			2015 Année témoin		
	TWh	M$	$/MWh	TWh	M$	$/MWh	TWh	M$	$/MWh
LONG TERME	**10,1**	**907,9**	**89,5**	**12,5**	**1 194,3**	**95,5**	**13,6**	**1 391,1**	**102,2**
TCE	0,0			0,0			0,0		
HQP	4,0	246,9	62,4	4,2	261,8	63,1	3,3	217,9	66,0
Base	3,6	202,8	55,8	3,6	205,0	57,3	*3,1*	*176,3*	*57,5*
dont puissance garantie des rappels					3,4			*0,0*	
Cyclable	0,3	44,1	136,0	0,6	56,8	98,7	*0,2*	*41,5*	*177,4*
Intégration éolienne	0,4	64,3		0,0	42,4		-	51,8	
Kruger	0,1			0,1			0,1		
Tembec	0,1	5,3	93,5	0,0	4,7	94,4	0,1	6,4	96,7
Biomasse II (A/O 2009-01)	0,2	22,2	99,5	0,3	36,0	112,0	0,4	48,3	117,4
Saint-Nicéphore	*0,1*	*6,1*	*93,1*	*0,1*	*5,4*	*93,3*	*0,1*	*6,0*	*97,5*
Thurso	*0,0*	*2,2*	*83,5*	*0,1*	*11,7*	*119,5*	*0,2*	*19,5*	*125,0*
Ste-Cécile-de-Milton	*0,0*	*1,3*	*119,6*	*0,0*	*1,8*	*123,2*	*0,0*	*1,5*	*126,5*
St-Thomas	*0,1*	*8,4*	*104,7*	*0,1*	*7,4*	*106,0*	*0,1*	*7,9*	*107,2*
St-Patrice-de-Beaurivage	*0,0*	*0,1*	*18,4*	*0,0*	*3,3*	*129,4*	*0,0*	*4,8*	*132,2*
St-Félicien	*0,0*	*4,2*	*112,3*	*0,1*	*6,4*	*115,3*	*0,1*	*8,6*	*119,1*
Biomasse III (PAE 2011-01)	0,5	51,8	105,3	0,8	84,8	103,9	1,1	123,2	109,6
Renouvellement SF 2012 (Fibrek)	*0,2*	*22,8*	*106,1*	*0,2*	*24,2*	*106,9*	*0,2*	*25,6*	*109,8*
Témiscaming #2				*0,1*	*6,8*	*92,9*	*0,3*	*34,0*	*109,3*
Dolbeau	*0,2*	*20,3*	*105,4*	*0,2*	*19,5*	*101,0*	*0,2*	*18,6*	*109,7*
Gatineau	*0,1*	*5,3*	*101,8*	*0,1*	*10,8*	*103,7*	*0,1*	*10,5*	*109,8*
Windsor	*0,0*	*3,4*	*104,9*	*0,2*	*23,2*	*107,1*	*0,2*	*20,2*	*109,8*
Bromptonville				*0,0*	*0,2*	*108,6*	*0,0*	*3,2*	*109,8*
Trois-Rivières							*0,0*	*-0,4*	-
Valleyfield							*0,0*	*2,3*	*114,4*
Matane							*0,0*	*0,6*	*114,4*
Thurso							*0,0*	*3,4*	*109,8*
Autres projets							*0,0*	*5,3*	*114,4*
Éolien I (A/O 2003-02)	2,5			2,6			2,5		
Baie-des-Sables (1)	*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)	*0,4*	*21,2*	*58,7*	*0,4*	*23,1*	*60,5*	*0,4*	*24,2*	*61,0*
Mont-Louis (2)	*0,3*	*19,1*	*59,0*	*0,3*	*18,5*	*58,1*	*0,3*	*18,0*	*58,5*
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)	2,2	188,2	85,6	4,2	411,1	98,7	5,3	516,5	98,4
Le Plateau	*0,4*	*38,0*	*106,3*	*0,4*	*43,3*	*106,3*	*0,4*	*45,2*	*106,3*
de l'Érable	*0,1*	*6,1*		*0,3*	*43,3*	*132,4*	*0,3*	*40,7*	*132,8*
des Moulins	*0,1*	*2,9*		*0,4*	*37,7*	*89,7*	*0,5*	*43,9*	*91,3*
Montérégie	*0,2*	*24,9*	*101,3*	*0,3*	*31,6*	*102,1*	*0,3*	*31,9*	*103,0*
New Richmond	*0,1*	*15,6*	*104,4*	*0,2*	*24,5*	*118,8*	*0,2*	*25,0*	*120,2*
Témiscouata II (St-Valentin)		*-0,9*						*1,6*	
St-Robert-Bellarmin	*0,3*	*23,9*	*92,5*	*0,3*	*23,5*	*91,4*	*0,2*	*22,5*	*91,6*
Lac Alfred (phase 1)	*0,6*	*44,9*	*78,3*	*0,9*	*72,8*	*83,1*	*0,9*	*76,7*	*83,3*
Massif du Sud	*0,3*	*26,4*	*78,8*	*0,4*	*35,5*	*81,3*	*0,5*	*37,5*	*81,5*
Seigneurie de Beaupré 2	*0,1*	*4,9*	*50,0*	*0,4*	*42,1*	*105,4*	*0,4*	*42,6*	*105,9*
Seigneurie de Beaupré 3	*0,0*	*2,9*	*57,8*	*0,4*	*48,2*	*110,4*	*0,4*	*47,8*	*110,9*
Seigneurie de Beaupré 4		*-1,2*		*0,0*	*1,9*	*100,6*	*0,2*	*21,0*	*100,7*
Vents du Kempt				*0,0*	*2,9*	*102,3*	*0,3*	*31,8*	*102,5*
Rivière du Moulin (phase 1)				*0,0*	*3,8*	*90,6*	*0,5*	*41,7*	*90,6*
Rivière du Moulin (phase 2)							*0,1*	*4,9*	*94,2*
Mont Rothery (Clermont)							*0,0*	*1,9*	*97,1*
Éolien III (A/O 2009-02)	0,0	1,4	97,3	0,1	15,5	132,8	0,5	69,0	127,7
St-Damase		*0,0*		*0,0*	*0,2*	*33,0*	*0,1*	*7,0*	*97,5*
Viger-Denonville	*0,0*	*1,4*	*102,6*	*0,1*	*11,3*	*148,6*	*0,1*	*11,2*	*148,8*
Le Plateau 2		*0,0*		*0,0*	*0,4*	*58,7*	*0,1*	*8,0*	*123,4*
Témiscouata		*0,0*		*0,0*	*0,8*	*121,3*	*0,1*	*8,7*	*121,3*
Saint-Philémon				*0,0*	*0,7*	*102,2*	*0,1*	*7,5*	*102,2*
La Mitis				*0,0*	*1,0*	*145,4*	*0,1*	*11,0*	*145,4*
Le Granit				*0,0*	*1,0*	*147,5*	*0,1*	*11,1*	*147,5*
St-Cyprien							*0,0*	*0,9*	*138,4*
Côte-de-Beaupré							*0,0*	*0,9*	*141,4*
Val-Éo							*0,0*	*0,8*	*124,9*
Frampton							*0,0*	*0,9*	*149,8*
Pierre-de-Saurel							*0,0*	*0,9*	*138,4*
Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)	0,2	16,3	80,9	0,2	17,5	82,7	0,3	23,2	84,1
Chutes à Thompson (Franquelin)	*0,0*	*2,2*	*80,8*	*0,0*	*3,1*	*82,8*	*0,0*	*3,4*	*84,9*
Pont-Arnaud	*0,0*	*3,7*	*80,9*	*0,0*	*3,3*	*82,8*	*0,0*	*3,7*	*84,9*
Chute-Garneau	*0,0*	*2,3*	*80,9*	*0,0*	*2,2*	*82,8*	*0,0*	*2,3*	*84,9*
Courbe du Sault (Sheldrake)	*0,1*	*8,1*	*80,9*	*0,1*	*7,4*	*82,8*	*0,1*	*7,3*	*84,9*
Val Jalbert				*0,0*	*1,6*	*81,6*	*0,1*	*6,4*	*82,1*
Autres approvisionnements de long terme	s.o.	1,3	s.o.	s.o.	1,5	s.o.	s.o.	2,3	s.o.
COURT TERME	**2,4**	**175,4**	**s.o.**	**2,7**	**491,8**	**s.o.**	**0,3**	**54,3**	**s.o.**
Achats d'énergie(2)	2,4	167,1	69,0	2,7	473,3	173,7	0,3	25,1	72,4
Reventes d'énergie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	8,3	s.o.	s.o.	18,5	s.o.	s.o.	29,1	s.o.
SERVICE DE TRANSPORT								-	
TOTAL	**12,6**	**1 083,3**	**86,2**	**15,2**	**1 686,1**	**110,7**	**14,0**	**1 445,4**	**103,5**

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

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