DEMANDE D'APPROBATION DE LA SUSPENSION DES ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ DE LA CENTRALE DE BÉCANCOUR, POUR L'ANNÉE 2012

Table des matières

1 CONTEXTE 4

2 RÉSULTATS 2010 5

3 SUIVI DE L'ANNÉE 2011 6

4 STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT 2012 7

4.1 LES SURPLUS 7

4.2 LES COÛTS 8

4.2.1 Coûts associés à TCE 8

4.2.2 Coûts associés au transport et à la distribution de gaz 8

4.2.3 Coût de remplacement de la puissance 9

4.2.4 Vigie – Loi sur la qualité de l'environnement 9

4.3 LA COMPARAISON DES SCÉNARIOS 9

5 CONCLUSION 10

ANNEXE A ÉCART ENTRE LE PRIX DE REVENTE ET LE COÛT DU CONTRAT AVEC TCE 12

ANNEXE B PROFILS MENSUELS – SCÉNARIOS REVENTE ET SUSPENSION 13

ANNEXE C ÉVOLUTION DU PRIX DE REVENTE ET DU PRIX DE L'ÉNERGIE DE TCE 14

ANNEXE D COÛTS DE SUSPENSION DES LIVRAISONS DE TCE (EN M$) 14

ANNEXE E BILAN EN PUISSANCE (EN MW) 15

1 CONTEXTE

Dans sa décision D-2009-125, la Régie de l'énergie approuve l'entente intervenue entre le Distributeur et TransCanada Energy Ltd (TCE). Cette nouvelle entente permet au Distributeur de suspendre la production d'électricité de la centrale de TCE située à Bécancour et de prolonger la période de suspension, à chaque année, sous réserve de l'approbation de la Régie.

Dans la même décision, « […] la Régie demande au Distributeur de déposer toute nouvelle demande de prolongation de la suspension au plus tard le 15 juin précédant l'année de prolongation visée. Une telle demande devra contenir un niveau d'informations semblable à celui de la preuve et des réponses aux demandes de renseignement présentées dans le dossier[1]. »

En 2012, sur la base de la prévision des besoins de mai 2011, le Distributeur prévoit que les surplus énergétiques atteindront 7,1 TWh. Pour faire face à cette situation, le Distributeur utilise tous les moyens lui permettant d'équilibrer l'offre et la demande, dont l'entente de suspension des activités de production de la centrale de TCE. En dernier recours, le Distributeur peut procéder à la revente d'énergie sur les marchés de court terme et, ultimement, lorsque les conditions de marchés le requièrent, utiliser moins d'électricité patrimoniale.

À l'instar des dossiers précédents visant la suspension de la production de la centrale de TCE, l'analyse de la situation énergétique en 2012 démontre que le scénario de suspension demeure l'alternative la moins coûteuse et comportant le moins de risques par rapport à un scénario de revente des surplus.

[1] Décision D-2009-125, page 18.

2 RÉSULTATS 2010

Le tableau 1 présente, pour l'année 2010, les coûts directs de la suspension de la centrale de TCE et une estimation du coût du scénario de revente.

TABLEAU 1
COÛTS DE LA SUSPENSION ET DE LA REVENTE – 2010

	2010		
	R-3704-2009 (A)	Résultats au 31 décembre (B)	Écart (B) - (A)
Coûts directs de la suspension (en M$)	**52,8**	**50,6**	**-2,2**
Pertes économiques de TCE	37,5	27,2	-10,2
Engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel	14,4	19,8	5,3
Coûts de remplacement de la puissance	0,9	3,6	2,7
Coût de la revente (en M$)	**104,9**	**76,7**	**-28,2**
Énergie de TCE (en TWh)	4,3	4,3	0,0
Écart entre le prix de revente et le coût du contrat de TCE (en $ / MWh)	24,39 $	17,83 $	-6,56 $
Gain (perte) de la suspension (en M$)	**52,1**	**26,1**	**-26,0**

Conformément à la preuve déposée au dossier R-3704-2009, et tel que le prévoyait le suivi effectué dans le cadre du dossier R-3734-2010, la suspension de TCE s'est avérée en 2010 le scénario le plus avantageux pour le Distributeur et ses clients par rapport à un scénario de revente. Au 31 décembre 2010, le Distributeur évalue que le scénario de suspension a procuré un avantage de 26,1 M$ à sa clientèle. Les coûts directs de la suspension se sont élevés à 50,6 M$, soit 2,2 M$ de moins que ceux prévus lors du dossier R-3704-2009.

En juin 2009, l'écart entre le prix de revente et le coût de l'énergie du contrat de TCE était évalué à 24,39 $/MWh. Au 31 décembre 2010, le Distributeur évalue plutôt cet écart à 17,83 $/MWh[2], entraînant un coût de la revente de 28,2 M$ inférieur à la prévision.

[2] Le détail de l'établissement des écarts entre le prix de la revente et le coût de TCE est présenté à l'annexe A.

3 SUIVI DE L'ANNÉE 2011

Le tableau 2 présente, pour l'année 2011, les coûts directs de la suspension de la centrale de TCE et l'estimation du coût du scénario de revente.

TABLEAU 2
COÛTS DE LA SUSPENSION ET DE LA REVENTE – 2011

	2011		
	R-3734-2010 (A)	Suivi au 30 avril (B)	Écart (B) - (A)
Coûts directs de la suspension (en M$)	**52,9**	**53,5**	**0,6**
Pertes économiques de TCE	29,8	26,2	-3,5
Engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel	19,9	24,3	4,5
Coûts de remplacement de la puissance	3,2	2,9	-0,3
Coût de la revente (en M$)	**123,3**	**81,7**	**-41,6**
Énergie de TCE (en TWh)	4,3	4,3	0,0
Écart entre le prix de revente et le coût du contrat de TCE (en $ / MWh)	28,68 $	19,01 $	-9,67 $
Gain (perte) de la suspension (en M$)	**70,5**	**28,3**	**-42,2**

Tout comme pour l'année 2010, le suivi de la suspension des activités 2011 confirme le net avantage de suspendre les livraisons de TCE en 2011 par rapport à un scénario de revente. Selon une évaluation réalisée au 30 avril 2011, le gain de la suspension s'élèverait à 28,3 M$, soit 42,2 M$ de moins que prévu. Les coûts directs de suspension pour 2011 devraient s'élever à 53,5 M$, soit 0,6 M$ de plus que prévu lors de l'étude du dossier R-3734-2010.

En juin 2010, le Distributeur estimait que l'écart entre le prix de revente et le coût de l'énergie du contrat de TCE serait de 28,68 $/MWh. Les évaluations actuelles indiquent que cet écart serait de 19,01 $/MWh, entrainant un coût de la revente inférieur de 41,6 M$ à la prévision initiale[3].

[3] Le détail de l'établissement des écarts entre le prix de la revente et le coût de TCE est présenté à l'annexe A.

4 STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT 2012

4.1 Les surplus

Le Distributeur prévoit faire face à des surplus de 7,1 TWh en 2012, évalués avant déploiement des moyens de gestion. Afin de minimiser les risques associés à la gestion de ces surplus, le Distributeur préconise de suspendre des livraisons de la centrale de TCE, qui demeure la meilleure option pour le Distributeur. Les profils mensuels des surplus des scénarios de revente et de suspension des livraisons de TCE sont présentés à l'annexe B.

Le tableau 3 compare le bilan en énergie du scénario avec suspension à celui du scénario sans suspension, pour l'année 2012.

TABLEAU 3
COMPARAISON DES BILANS EN ÉNERGIE (EN TWH)
ANNÉE 2012

	Avant déploiement des moyens	Après déploiement des moyens	
		Scénario sans suspension	Scénario avec suspension
Besoins visés par le plan (révision de mai 2010)	**184,8**	**184,8**	**184,8**
- Volume d'électricité patrimoniale	178,9	176,0	178,2
incluant patrimonial inutilisé	-	*(2,8)*	*(0,7)*
= AAR au-delà du patrimonial	**5,9**	**8,8**	**6,6**
- Appro. non patrimoniaux de LT	**13,0**	**10,8**	**6,9**
▪ TransCanada Energy	4,3	4,3	-
▪ HQP - Base et cyclable	5,3	3,0	3,0
Énergie différée	-	*2,0*	*2,0*
Énergie rappelée	-	*1,0*	*1,0*
▪ Autres contrats de long terme	3,4	3,4	3,4
▪ Achats de court terme	n.a.	0,0	0,5
= AAR (surplus)	**(7,1)**	**(2,0)**	**(0,3)**
Surplus incluant le volume patrimonial inutilisé	**(7,1)**	**(4,9)**	**(1,0)**

Pour assurer le respect de son critère de fiabilité en puissance dans le scénario de suspension, le Distributeur devrait procéder à l'acquisition de puissance UCAP sur les

marchés de court terme de près de 100 MW[4] pour couvrir les besoins en puissance de janvier et février 2012. Les quantités d'électricité interruptible présumées dans le scénario de suspension sont supérieures d'environ 500 MW à celles évaluées dans un scénario prenant en considération la contribution en puissance de TCE. À des fins de planification, le Distributeur retient une contribution maximale d'électricité interruptible établie à 850 MW.

4.2 Les coûts

Le Distributeur rappelle que les coûts reliés à la suspension des livraisons d'énergie de TCE sont constitués des coûts associés à TCE, aux composantes fixes de transport et de distribution de gaz naturel ainsi qu'au coût de remplacement de la puissance.

4.2.1 Coûts associés à TCE

Ces coûts représentent les pertes économiques que TCE assume en procédant à l'arrêt de la production d'électricité à la centrale de TCE. Les coûts sont estimés sur la base de l'entente entre le Distributeur et TCE du 29 juin 2009. En vertu de cette entente, TCE est compensée pour le manque à gagner entraîné par l'arrêt de la centrale, le coût additionnel de production de vapeur pour l'alimentation du client vapeur (laquelle est normalement produite à partir de la récupération des gaz d'échappement des turbines à gaz) et le coût de mise en veilleuse de la centrale. L'ensemble de ces coûts est estimé à 27,4 M$.

4.2.2 Coûts associés au transport et à la distribution de gaz

Pour alimenter la centrale en gaz naturel, TCE a pris des engagements fermes de transport et de distribution de gaz. Les coûts nets de ces engagements, estimés à 25,9 M$, sont assumés par le Distributeur. Ils intègrent la valeur de revente des capacités de transport.

[4] Le bilan en puissance pour la pointe 2011/2012 (selon la révision de mai 2011) est présenté à l'annexe E.

Les coûts de transport sont basés sur les tarifs de TransCanada Pipelines Ltd (TCPL) en date du 1er mars 2011, indexé de 2 %. Le coût de la distribution est établi en fonction d'un volume correspondant à 75 % du volume souscrit et en appliquant une indexation de 2 % aux tarifs de Gaz Métro en vigueur au 1er décembre 2010.

4.2.3 Coût de remplacement de la puissance

Le scénario de suspension nécessiterait vraisemblablement l'acquisition additionnelle d'électricité interruptible et de puissance sur les marchés de court terme, pour un coût estimé de 3,8 M$.

4.2.4 Vigie – Loi sur la qualité de l'environnement

Suite à l'adoption de la *Loi modifiant la Loi sur la qualité de l'environnement et d'autres dispositions législatives en matière de changements climatiques* (2009, c.33), le gouvernement du Québec a annoncé, le 23 novembre 2009, l'implantation d'un système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions de GES pour 2012. Les modalités de ce système ne sont toutefois pas encore connues. Le Distributeur poursuivra sa vigie à cet égard et en rendra compte à la Régie au moment opportun.

4.3 La comparaison des scénarios

Selon la plus récente estimation, le coût du scénario de revente[5] serait de 77,3 M$ alors que les coûts nets du scénario de suspension des livraisons de TCE seraient de 53,4 M$, dont 57,1 M$ attribuables aux coûts directs de suspension. Ainsi, le bénéfice résultant de la suspension s'élèverait à 23,9 M$.

Le Distributeur observe à nouveau cette année d'importantes réservations du service de transport ferme point à point faites par des tiers pour 2012. Les frais de réservation du service point à point étant déjà engagés et intégrés aux revenus du Transporteur, le Distributeur ne peut bonifier le scénario de revente en misant sur la récupération additionnelle de ces coûts au bénéfice de la charge locale.

[5] Le détail de l'établissement des écarts entre le prix de la revente et le coût de TCE est présenté aux annexes A et C.

Enfin, le Distributeur réitère que l'injection de 4,3 TWh sur le marché de l'énergie entraînerait une baisse importante du prix de revente. L'ajustement de -5 $/MWh est donc maintenu. D'ailleurs, le Distributeur considère cet ajustement plutôt conservateur puisqu'il ne tient pas compte de l'impact marginal sur les prix que pourrait avoir la revente des surplus additionnels.

TABLEAU 4
COÛTS DE LA SUSPENSION ET DE LA REVENTE – 2012

	2012 (en M$ courants)		
	R-3765-2011 (sans suspension) (A)	R-3765-2011 (avec suspension) (B)	Écart (B) - (A)
Coûts directs de la suspension de TCE	**0,0**	**57,1**	**57,1**
Pertes économiques de TCE	0,0	27,4	27,4
Engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel (note 1)	0,0	25,9	25,9
Coûts de remplacement de la puissance	0,0	3,8	3,8
Coût d'approvisionnement	**77,3**	**-3,7**	**-81,0**
Revenue nette (Revenus de la revente sur les marchés)	-133,0	-3,7	129,3
Achats de court terme	*2,5*	*22,7*	*20,2*
Reventes de court terme (note 2)	*-63,1*	*-9,2*	*53,9*
Patrimonial inutilisé	*-72,4*	*-17,2*	*55,2*
Coût de l'énergie de TCE	210,3	-	-210,3
Coût (bénéfice)	77,3	53,4	**-23,9**

(note 1) Tient compte des tarifs de TCPL et de SCGM en vigueur le 1er mars 2011, indexés de 2%.
(note 2) Les reventes sont présentées nettes des frais de transport non récupérés.

5 CONCLUSION

À la lumière de ce qui précède, le Distributeur demande à la Régie d'accueillir la présente demande. La suspension des activités de production d'électricité de la centrale de Bécancour s'avère la solution la moins coûteuse et la plus avantageuse pour la clientèle du Distributeur.

ANNEXES

ANNEXE A

ÉCART ENTRE LE PRIX DE REVENTE ET LE COÛT DU CONTRAT AVEC TCE

			SUIVI DE L'ANNÉE 2010		SUIVI DE L'ANNÉE 2011				ÉVALUATION 2012
			R-3704-2009 (1)	Réel (2)	R-3734-2010 (3)	Actuel	Réel (30 avril)	Prévu (4)	Actuel (5)
	TCE - COÛT DE L'ÉNERGIE								
	TCE - Coût de l'énergie	$CA/MWh	**71,39**	**42,84**	**55,60**	**43,66**	40,90	45,01	**48,89**
	REVENTE								
	«Forward» NY zone A	$US / MWh	54,25		40,19				38,24
+	Basis NY A à M	$US / MWh	4,87		3,53				3,42
=	«Forward» NY zone M	$US / MWh	59,12		43,72			43,10	41,67
	«DAM» NY zone M	$US / MWh	-	40,64			41,05		
	NY zone M	$US / MWh	**59,12**	**40,64**	**43,72**	**42,43**	41,05	43,10	**41,67**
-	**Taux de pertes sur réseau TÉ**	%	5,3%	5,3%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%
=	**Prix avec pertes**	$US / MWh	56,14	38,59	41,48	40,25	38,94	40,90	39,53
-	**Transit sur NY et courtage**	$US / MWh	0,91	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,92
+	**Ajustement**	$US / MWh	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00
=	**Prix avant pt@pt de HQT**	$US / MWh	**50,23**	**32,66**	**35,55**	**34,32**	33,01	34,97	**33,61**
		$CAN / MWh	**55,26**	**33,64**	**35,55**	**32,96**	32,33	33,27	**33,61**
-	**Service pt@pt de HQT**	$CAN / MWh	8,26	8,63	8,63	8,31	8,31	8,31	8,29
=	**Prix de vente**	$CAN / MWh	**47,00**	**25,01**	**26,92**	**24,65**	24,02	24,96	**25,32**
	Écart Revente vs Coûts TCE	$CAN / MWh	**-24,39**	**-17,83**	**-28,68**	**-19,01**	-16,88	-20,05	**-23,57**
	Taux de change	$CAN / $US	1,1000	1,0300	1,0000	0,9606	0,9792	0,9514	1,0000

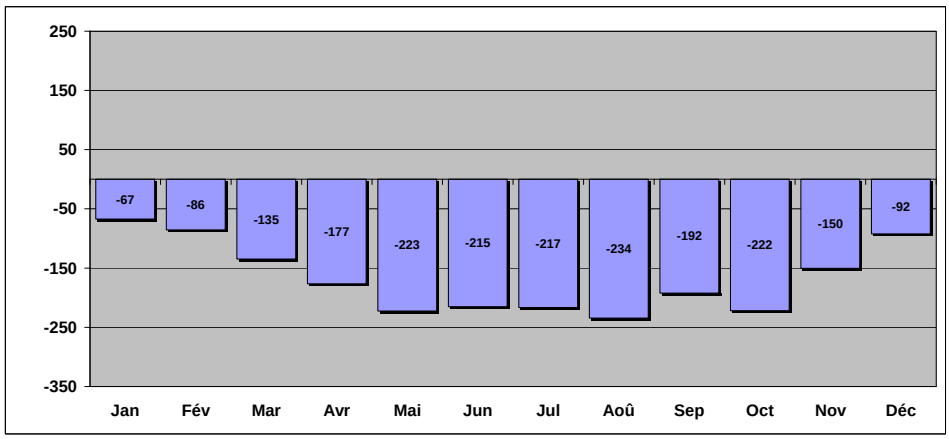
Notes :

(1) Moyenne des prix à terme du 13 juin 2008 au 12 juin 2009 (Calendar 2010).
(2) Prix du 31 décembre 2010.
(3) Moyenne des prix à terme du 29 mai 2009 au 28 mai 2010 (Calendar 2011).
(4) Prix à terme du 29 avril 2011, des mois de mai à décembre.
(5) Moyenne des prix à terme du 2 juin 2010 au 1er juin 2011 (Calendar 2012).

ANNEXE B

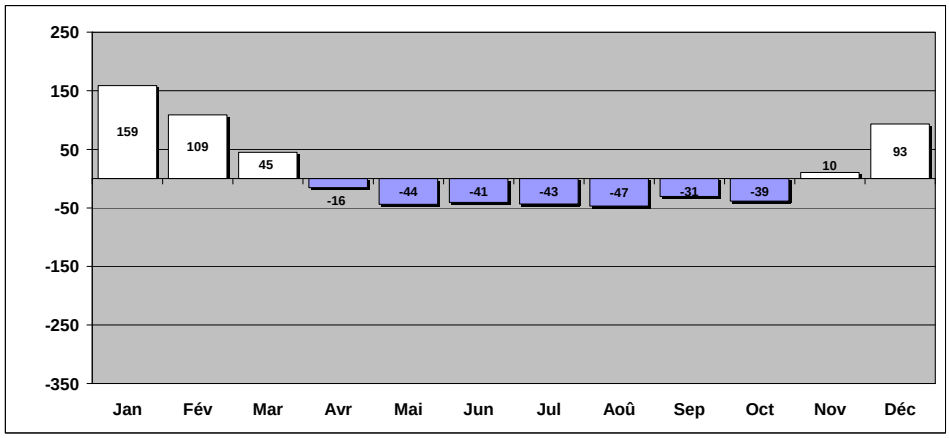
PROFILS MENSUELS – SCÉNARIOS REVENTE ET SUSPENSION

Bilan énergétique - Scénario revente - Année 2012



	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jun	Jul	Aoû	Sep	Oct	Nov	Déc	Annuel
AAR totaux	**-67**	**-86**	**-135**	**-177**	**-223**	**-215**	**-217**	**-234**	**-192**	**-222**	**-150**	**-92**	**-2 010**
Achats	18	6	1	0	0	3	1	0	7	0	0	4	39
Reventes	-85	-91	-135	-177	-223	-218	-218	-234	-199	-222	-150	-96	-2 049

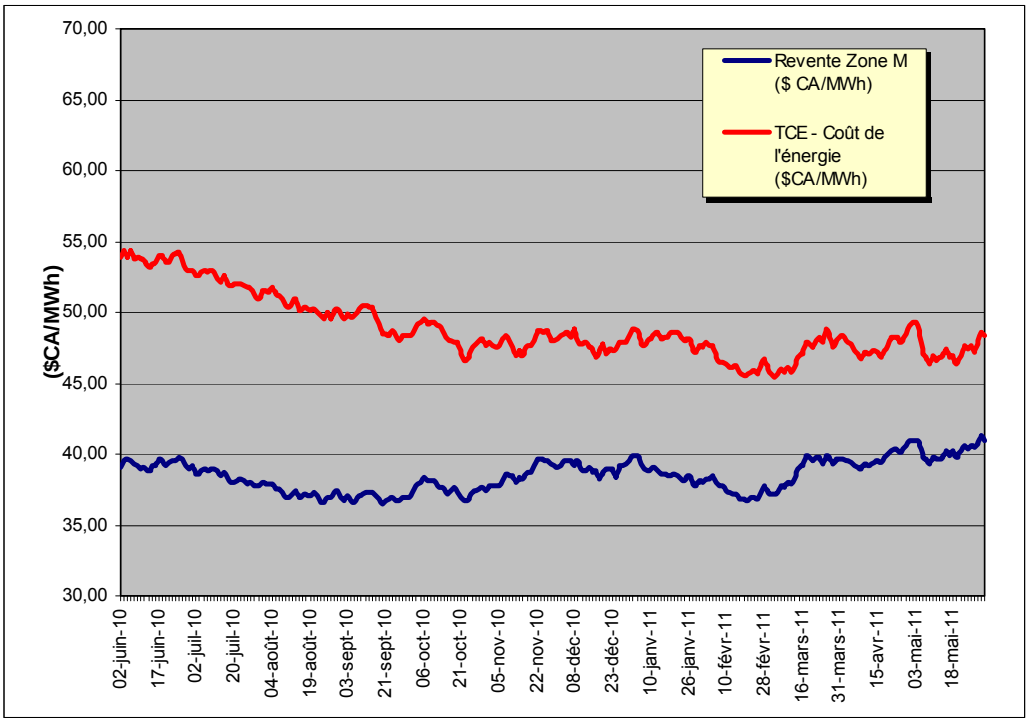
Bilan énergétique - Scénario suspension - Année 2012



	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jun	Jul	Aoû	Sep	Oct	Nov	Déc	Annuel
AAR totaux	**159**	**109**	**45**	**-16**	**-44**	**-41**	**-43**	**-47**	**-31**	**-39**	**10**	**93**	**157**
Achats	159	110	48	5	0	5	2	0	12	0	19	94	454
Reventes	0	-1	-3	-20	-44	-46	-46	-47	-43	-39	-9	-1	-298

ANNEXE C ÉVOLUTION DU PRIX DE REVENTE ET DU PRIX DE L'ÉNERGIE DE TCE

Calendar 2012 – Prix à terme du 2 juin 2010 au 1er juin 2011



ANNEXE D

COÛTS DE SUSPENSION DES LIVRAISONS DE TCE (EN M$)

	2008	2009	2010	2011	2012
	Résultat au 31 déc. 2008	Résultat au 31 déc. 2009	Résultat au 31 déc. 2010	Suivi au 30 avril 2011	R-3765-2011
Total des coûts directs de la suspension de TCE	**54,3**	**59,0**	**50,6**	**53,5**	**57,1**
Pertes économiques de TCE	37,5	41,5	27,2	26,2	27,4
Engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel	14,4	14,6	19,8	24,3	25,9
Coût de remplacement de la puissance	2,4	2,9	3,6	2,9	3,8

ANNEXE E

BILAN EN PUISSANCE (EN MW)

	2011 - 2012
= Besoins à la pointe visés par le plan	**36 835**
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 385
Taux de réserve requise	9,2%
- Électricité patrimoniale (incluant réserve)	37 442
= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale	**2 778**
- Approvisionnements non patrimoniaux	**2 688**
▪ TransCanada Energy	0
▪ Hydro Québec Production - Base et cyclable	1 150
▪ Biomasse (incluant Tembec)	24
▪ Éolien (3 500 MW (1))	390
▪ Petite hydraulique (150 MW)	23
▪ Électricité interruptible	850
▪ Abaissement de tension	250
= Puissance additionnelle requise (Besoins arrondis à 10 MW près)	**90**
▪ Contribution des marchés de court terme	90
= Moyens additionnels requis (Besoins arrondis à 10 MW près)	**0**

Note (1) : Jusqu'au 31 décembre 2011, la contribution en puissance d'HQP est de 35% (Entente actuelle). À compter de janvier 2012, la contribution des éoliennes est de 30% et celle d'HQP de 15%.