

**DEMANDE D'APPROBATION
DE LA SUSPENSION DES ACTIVITÉS DE PRODUCTION
D'ÉLECTRICITÉ DE LA CENTRALE DE BÉCANCOUR,
POUR L'ANNÉE 2013**

Table des matières

1	CONTEXTE	5
2	RÉSULTATS 2011	6
3	SUIVI DE L'ANNÉE 2012.....	7
4	STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT 2013	8
4.1	LES SURPLUS	8
4.2	LES COÛTS	8
4.2.1	<i>Coûts associés à TCE</i>	<i>9</i>
4.2.2	<i>Coûts associés au transport et à la distribution de gaz</i>	<i>9</i>
4.2.3	<i>Coût de remplacement de la puissance</i>	<i>9</i>
4.2.4	<i>Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre</i>	<i>10</i>
4.3	LA COMPARAISON DES SCÉNARIOS	10
4.4	ALTERNATIVE À LA SUSPENSION	11
5	CONCLUSION.....	11
	ANNEXE A ÉCART ENTRE LE PRIX DE REVENTE ET LE COÛT DU CONTRAT AVEC TCE	13
	ANNEXE B PROFILS MENSUELS – SCÉNARIOS REVENTE ET SUSPENSION	ANNEXE C...14
	ANNEXE C ÉVOLUTION DU PRIX DE REVENTE ET DU PRIX DE L'ÉNERGIE DE TCE	15
	ANNEXE D COÛTS DE SUSPENSION DES LIVRAISONS DE TCE (EN M\$)	15
	ANNEXE E BILAN EN PUISSANCE (EN MW)	16

1 CONTEXTE

1 Dans sa décision D-2009-125, la Régie de l'énergie approuve l'entente intervenue le 29
2 juin 2009 entre le Distributeur et TransCanada Energy Ltd (TCE) (l'Entente). Cette
3 Entente permet au Distributeur de suspendre la production d'électricité de la centrale de
4 TCE située à Bécancour et de prolonger la période de suspension, à chaque année,
5 sous réserve de l'approbation de la Régie.

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

11 En 2013, sur la base de la prévision des besoins de mai 2012, le Distributeur prévoit que
12 les surplus énergétiques atteindront 8,7 TWh. Pour faire face à cette situation, le
13 Distributeur utilise tous les moyens lui permettant d'équilibrer l'offre et la demande, dont
14 l'entente de suspension des activités de production de la centrale de TCE. En dernier
15 recours, le Distributeur peut procéder à la revente d'énergie sur les marchés de court
16 terme ou, lorsque les conditions de marchés le requièrent, utiliser moins d'électricité
17 patrimoniale.

18 À l'instar des dossiers précédents visant la suspension de la production de la centrale de
19 TCE, l'analyse de la situation énergétique en 2013 démontre que le scénario de
20 suspension demeure l'alternative la moins coûteuse et comportant le moins de risques
21 par rapport à un scénario hypothétique de revente des surplus.

¹ Décision D-2009-125, page 18.

2 RÉSULTATS 2011

1 Le tableau 1 présente, pour l'année 2011, les coûts directs de la suspension de la
 2 centrale de TCE et une estimation du coût du scénario de revente.

3
 4

**TABLEAU 1
 COÛTS DE LA SUSPENSION ET DE LA REVENTE – 2011**

	2011		
	R-3734-2010 (A)	Résultats au 31 décembre (B)	Écart (B) - (A)
Coûts directs de la suspension de TCE (M\$)	52,9	50,0	-2,8
Pertes économiques de TCE	29,8	25,0	-4,7
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	0,7	-2,6
Coût de la revente (M\$)	123,3	78,6	-44,7
Énergie de TCE	4,3 TWh	4,3 TWh	-
Écart entre le prix de revente et le coût du contrat de TCE	28,7 \$/MWh	18,3 \$/MWh	-10,4 \$/MWh
Bénéfice de la suspension (M\$)	70,5	28,6	-41,8

5

6 Conformément à la preuve déposée au dossier R-3734-2010, et tel que le prévoyait le
 7 suivi effectué dans le cadre du dossier R-3765-2011, la suspension de TCE s'est avérée
 8 en 2011 le scénario le plus avantageux pour le Distributeur et ses clients par rapport à
 9 un scénario hypothétique de revente. Au 31 décembre 2011, le Distributeur évalue que
 10 le scénario de suspension a procuré un avantage de 28,6 M\$ à sa clientèle. Les coûts
 11 directs de la suspension se sont élevés à 50,0 M\$, soit 2,8 M\$ de moins que ceux
 12 prévus lors du dossier R-3734-2010.

13 En juin 2010, l'écart entre le prix de revente et le coût de l'énergie du contrat de TCE
 14 était évalué à 28,7 \$/MWh. Au 31 décembre 2011, le Distributeur évalue plutôt cet écart
 15 à 18,3 \$/MWh², entraînant un coût de la revente de 44,7 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 2012

1 Le tableau 2 présente, pour l'année 2012, les coûts directs de la suspension de la
2 centrale de TCE et l'estimation du coût du scénario de revente.

3
4

TABLEAU 2
COÛTS DE LA SUSPENSION ET DE LA REVENTE – 2012

	2012		
	R-3765-2011 (sans suspension) (A)	Suivi au 30 avril (B)	Écart (B) - (A)
Coûts directs de la suspension de TCE (M\$)	57,1	46,9	-10,2
Pertes économiques de TCE	27,4	20,9	-6,5
Engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel	25,9	25,2	-0,7
Coûts de remplacement de la puissance	3,8	0,7	-3,0
Coût de la revente (M\$)	101,3	76,2	-25,2
Énergie de TCE	4,3 TWh	4,3 TWh	-
Écart entre le prix de revente et le coût du contrat de TCE	23,6 \$/MWh	17,7 \$/MWh	-5,9 \$/MWh
Bénéfice de la suspension (M\$)	44,2	29,3	-14,9

5

6 Tout comme pour l'année 2011, le suivi de la suspension des activités 2012 confirme le
7 net avantage de suspendre les livraisons de TCE en 2012 par rapport à un scénario
8 hypothétique de revente. Selon l'évaluation réalisée au 30 avril 2012, le gain de la
9 suspension s'élèverait à 29,3 M\$, soit 14,9 M\$ de moins que prévu. Les coûts directs de
10 la suspension pour 2012 devraient s'élever à 46,9 M\$, soit 10,2 M\$ de moins que prévu
11 lors de l'étude du dossier R-3765-2011.

12 En juin 2011, le Distributeur estimait l'écart entre le prix de revente et le coût de l'énergie
13 du contrat de TCE à 23,6 \$/MWh. Les évaluations actuelles indiquent que cet écart est
14 de 17,7 \$/MWh, entraînant un coût de la revente inférieur de 25,2 M\$ à la prévision
15 initiale³.

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 2013

4.1 Les surplus

1 Le Distributeur prévoit faire face à des surplus de 8,7 TWh en 2013, évalués avant
2 déploiement des moyens de gestion. Afin de minimiser les risques associés à la gestion
3 de ces surplus, le Distributeur préconise de suspendre les livraisons de la centrale de
4 TCE, ce qui constitue la meilleure option pour le Distributeur. Les profils mensuels des
5 surplus des scénarios de revente et de suspension des livraisons de TCE sont
6 présentés à l'annexe B.

7 Le tableau 3 compare le bilan en énergie du scénario avec suspension à celui du
8 scénario sans suspension, pour l'année 2013.

9 **TABLEAU 3**
10 **COMPARAISON DES BILANS EN ÉNERGIE (EN TWH)**
11 **ANNÉE 2013**

	Avant déploiement des moyens	Après déploiement des moyens	
		Scénario sans suspension	Scénario avec suspension
Besoins visés par le plan (révision de mai 2012)	186,2	186,2	186,2
- Volume d'électricité patrimoniale	178,9	178,8	178,8
= AAR au-delà du patrimonial	7,3	7,4	7,4
- Approvisionnements postpatrimoniaux	16,0	15,3	11,6
▪ TransCanada Energy	4,3	4,3	-
▪ Autres contrats de long terme	11,7	10,9	10,9
▪ Achats de court terme	s.o.	0,1	0,7
= AAR (surplus)	(8,7)	(7,9)	(4,2)

4.2 Les coûts

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

4.2.1 Coûts associés à TCE

1 Ces coûts représentent les pertes économiques que TCE assume en procédant à l'arrêt
2 de la production d'électricité à la centrale. Les coûts sont estimés sur la base de
3 l'Entente qui stipule que TCE est compensée pour le manque à gagner entraîné par
4 l'arrêt de la centrale, le coût additionnel de production de vapeur pour l'alimentation du
5 client vapeur (laquelle est normalement produite à partir de la récupération des gaz
6 d'échappement des turbines à gaz) et le coût de mise en veilleuse de la centrale.
7 L'ensemble de ces coûts est estimé à 22,3 M\$.

4.2.2 Coûts associés au transport et à la distribution de gaz

8 Pour alimenter la centrale en gaz naturel, TCE a pris des engagements fermes de
9 transport et de distribution de gaz. Les coûts nets de ces engagements, estimés à
10 25,8 M\$, sont assumés par le Distributeur. Ils intègrent la valeur de revente des
11 capacités de transport.

12 Le coût de transport est basé sur les tarifs de TransCanada Pipelines en date du
13 1^{er} janvier 2012, indexé de 2 %. Le coût de la distribution est quant à lui établi en
14 fonction d'un volume correspondant à 75 % du volume souscrit et en appliquant une
15 indexation de 2 % aux tarifs de Gaz Métro en vigueur au 1^{er} janvier 2012.

4.2.3 Coût de remplacement de la puissance

16 Pour assurer le respect de son critère de fiabilité en puissance dans le scénario de
17 suspension, le Distributeur devrait procéder à l'acquisition de puissance UCAP sur les
18 marchés de court terme de 470 MW⁴ pour couvrir les besoins en puissance de janvier et
19 février 2013. De plus, les quantités d'électricité interruptible présumées dans le scénario
20 de suspension sont supérieures d'environ 30 MW à celles évaluées dans un scénario
21 prenant en considération la contribution en puissance de TCE. Le coût total de
22 remplacement de la puissance dans le scénario de suspension est évalué à 2,6 M\$.

⁴ Le bilan en puissance pour la pointe 2012/2013 (selon la révision de mai 2012) est présenté à l'annexe E.

4.2.4 Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre

1 Suite à l'adoption de la *Loi modifiant la Loi sur la qualité de l'environnement et d'autres*
 2 *dispositions législatives en matière de changements climatiques* (L. Q. 2009, c.33), le
 3 gouvernement du Québec a annoncé, le 23 novembre 2009, l'implantation d'un système
 4 de plafonnement et d'échange de droits d'émissions de gaz à effet de serre (GES).
 5 Donnant suite à cette annonce, le gouvernement a édicté le *Règlement sur la*
 6 *déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère*, de
 7 même que le *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits*
 8 *d'émission de gaz à effet de serre*. En vertu de ce dernier règlement, TCE aura
 9 l'obligation d'acquérir des droits d'émission à hauteur de 20% des émissions pour
 10 l'année 2013.

4.3 La comparaison des scénarios

11 Selon la plus récente estimation, le coût du scénario de revente⁵ serait de 26,5 M\$ alors
 12 que les coûts nets du scénario de suspension des livraisons de TCE seraient de 5,0 M\$,
 13 dont 50,6 M\$ attribuables aux coûts directs de suspension. Ainsi, le bénéfice résultant
 14 de la suspension s'élèverait à 21,5 M\$.

TABLEAU 4
COÛTS DE LA SUSPENSION ET DE LA REVENTE – 2013

	2013 (en M\$ courants)		
	Sans suspension (A)	Avec suspension (B)	Écart (B) - (A)
Coûts directs de la suspension de TCE	0,0	50,6	50,6
Pertes économiques de TCE	0,0	22,3	22,3
Engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel	0,0	25,8	25,8
Coûts de remplacement de la puissance	0,0	2,6	2,6
Coût d'approvisionnement	26,5	-45,6	-72,1
Revente nette (Revenus de la revente sur les marchés)	-152,5	-45,6	106,9
<i>Achats de court terme</i>	6,1	36,5	30,4
<i>Reventes de court terme</i>	-158,6	-82,2	76,4
Coût de l'énergie de TCE	179,0	-	-179,0
Coût (bénéfice)	26,5	5,0	-21,5

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

1 Aux fins des analyses économiques, le Distributeur conserve l'hypothèse d'ajustement
2 du prix de revente de M-5, conservatrice compte tenu de l'ampleur des surplus et de
3 l'impact marginal sur les prix que pourrait avoir la revente des surplus additionnels. De
4 plus, aucun prix plancher n'est appliqué au prix de revente compte tenu du niveau
5 observé des prix de marché et que l'inutilisation de l'électricité patrimoniale ne peut
6 constituer une alternative à la suspension des livraisons de TCE.

7 Par ailleurs, compte tenu des niveaux de réservation du service de transport ferme point
8 à point faites par des tiers pour 2013, le Distributeur ne peut bonifier le scénario de
9 revente en misant sur la récupération additionnelle de ces coûts au bénéfice de la
10 charge locale.

11 Enfin, le coût des achats de court terme incorpore un montant d'environ 5 \$/MWh à titre
12 de coût relié à l'achat de droits d'émission pour l'électricité importée de l'État de New
13 York, le marché de référence pour le Distributeur, conformément à la réglementation en
14 vigueur (nommément, les règlements cités à la section 4.2.4).

4.4 Alternative à la suspension

15 Dans la décision D-2011-162, la Régie demande au Distributeur d'entreprendre des
16 discussions avec les entités susceptibles de trouver un intérêt à partager la production
17 de la centrale de Bécancour et d'en faire rapport au plus tard dans le Plan
18 d'approvisionnement 2014-2023. Le Distributeur présentera les démarches qu'il a
19 entreprises dans le cadre du prochain Plan d'approvisionnement.

5 CONCLUSION

20 À la lumière de ce qui précède, la suspension des activités de production d'électricité de
21 la centrale de Bécancour s'avère la solution la moins coûteuse et la plus avantageuse
22 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 2011		SUIVI DE L'ANNÉE 2012				ÉVALUATION 2013	
	R-3734-2010 ⁽¹⁾	Réel ⁽²⁾	R-3765-2011 ⁽³⁾	Prévu	Réel (30 avril)	Prévu ⁽⁴⁾	Prévu ⁽⁵⁾	
TCE - COÛT DE L'ÉNERGIE								
TCE - Coût de l'énergie	\$CA/MWh	55,60	40,13	48,89	28,91	29,13	28,80	41,62
REVENTE								
«Forward» NY zone A	\$US / MWh	40,19		38,24				
+ Basis NY A à M	\$US / MWh	3,53		3,42				
= «Forward» NY zone M	\$US / MWh	43,72		41,67			27,33	37,31
«DAM» NY zone M	\$US / MWh		38,38			26,25		
NY zone M	\$US / MWh	43,72	38,38	41,67	26,97	26,25	27,33	37,31
- Taux de pertes sur réseau TÉ	%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,5%
= Prix avec pertes	\$US / MWh	41,48	36,41	39,53	25,59	24,91	25,93	35,36
- Transit sur NY et courtage	\$US / MWh	0,93	0,93	0,92	1,00	1,00	1,00	1,00
+ 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	35,55	30,48	33,61	19,59	18,91	19,93	29,37
	\$CAN / MWh	35,55	30,15	33,61	19,47	18,90	19,76	29,37
- Service pt@pt de HQT	\$CAN / MWh	8,63	8,31	8,29	8,28	8,28	8,28	8,20
= Prix de vente	\$CAN / MWh	26,92	21,84	25,32	11,19	10,62	11,48	21,17
Écart Revente vs Coût TCE	\$CAN / MWh	-28,68	-18,29	-23,57	-17,71	-18,52	-17,32	-20,45
Taux de change	\$CAN / \$US	1,0000	0,9891	1,0000	0,9940	0,9993	0,9914	1,0000

Notes :

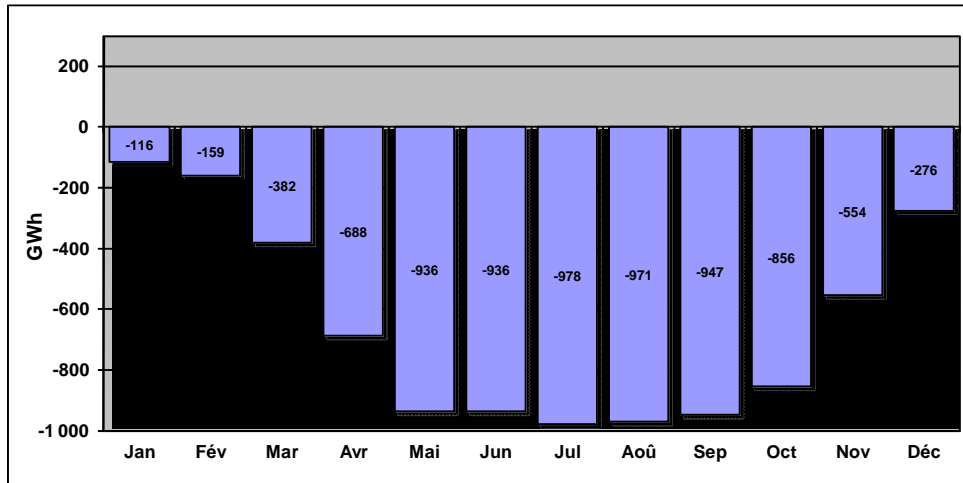
(1) Moyenne des prix à terme du 29 mai 2009 au 28 mai 2010 (Calendar 2011).

(2) Prix du 31 décembre 2011.

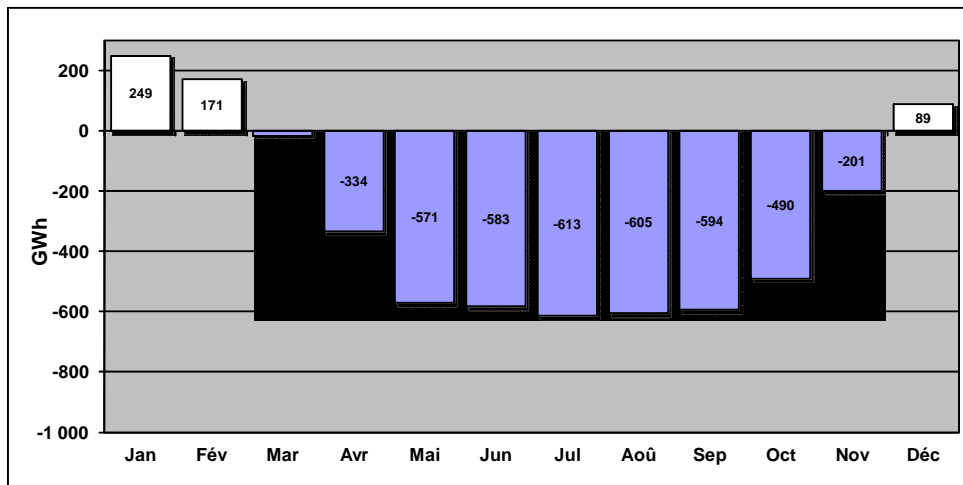
 (3) Moyenne des prix à terme du 2 juin 2010 au 1^{er} juin 2011 (Calendar 2012).

(4) Prix à terme du 30 avril 2012, des mois de mai à décembre.

(5) Moyenne des prix à terme du 7 juin 2011 au 6 juin 2012 (Calendar 2013).

ANNEXE B
**PROFILS MENSUELS – SCÉNARIOS REVENTE ET
SUSPENSION**
Bilan énergétique - Scénario revente - Année 2013


	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jun	Jul	Aoû	Sep	Oct	Nov	Déc	Annuel
AAR totaux	-116	-159	-382	-688	-936	-936	-978	-971	-947	-856	-554	-276	-7 799
Achats	61	31	4	0	0	1	0	0	0	0	0	14	111
Reventes	-177	-190	-386	-688	-936	-938	-978	-971	-947	-856	-554	-289	-7 910

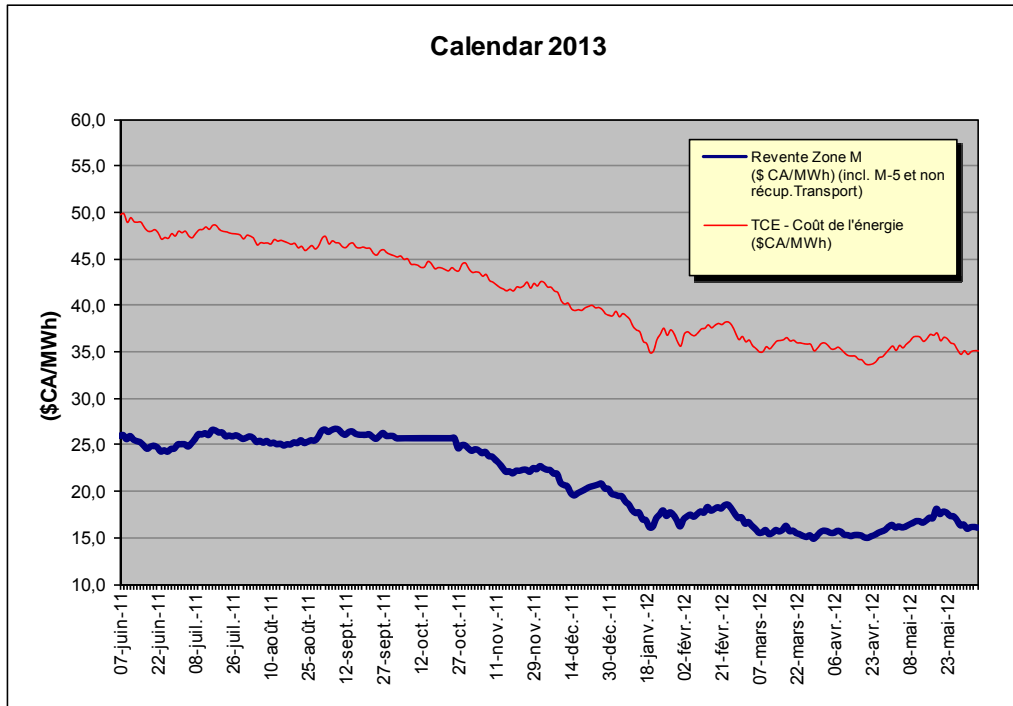
Bilan énergétique - Scénario suspension - Année 2013


	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jun	Jul	Aoû	Sep	Oct	Nov	Déc	Annuel
AAR totaux	249	171	-17	-334	-571	-583	-613	-605	-594	-490	-201	89	-3 499
Achats	264	191	80	1	0	4	0	1	1	0	13	141	698
Reventes	-15	-20	-97	-336	-571	-587	-613	-606	-595	-490	-215	-51	-4 196

ANNEXE C

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

1 **Calendar 2013 – Prix à terme du 7 juin 2011 au 6 juin 2012**



2

ANNEXE D

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

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	Résultat au 31 déc. 2008	Résultat au 31 déc. 2009	Résultat au 31 déc. 2010	Résultat au 31 déc. 2011	Suivi au 30 avril 2012	R-3803-2012
Total des coûts directs de la suspension de TCE	54,3	59,0	50,6	50,0	46,9	50,6
Pertes économiques de TCE	37,5	41,5	27,2	25,0	20,9	22,3
Engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel	14,4	14,6	19,8	24,3	25,2	25,8
Coût de remplacement de la puissance	2,4	2,9	3,6	0,7	0,7	2,6

3

ANNEXE E

BILAN EN PUISSANCE (EN MW)

	2012 - 2013
= Besoins à la pointe visés par le Plan	37 262
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 591
Taux de réserve requise	9,6%
- Électricité patrimoniale (incluant réserve)	37 442
= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale	3 411
- Approvisionnements postpatrimoniaux	2 945
▪ TransCanada Energy	0
▪ Hydro Québec Production - Base et cyclable	1 000
▪ Biomasse	108
▪ Éolien ⁽¹⁾	481
▪ Puissance complémentaire ⁽²⁾	80
▪ Petite hydraulique	27
▪ Électricité interruptible	850
▪ Abaissement de tension	250
▪ Autres approvisionnements de long terme	150
= Puissance additionnelle requise (Besoins arrondis à 10 MW près)	470
▪ Contribution des marchés de court terme	470
= Moyens additionnels requis	0

Note (1) : La contribution des éoliennes est de 30%.

Note (2) : 5% de la puissance éolienne installée.

1