

329

DB29

Projet de stockage de gaz naturel liquéfié
et de regazéification à Bécancour

6211-19-025

**DEMANDE D'APPROBATION
DE L'ENTENTE VISANT LA SUSPENSION TEMPORAIRE
DES ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ DE
LA CENTRALE DE BÉCANCOUR,
INTERVENUE ENTRE HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
ET TRANSCANADA ENERGY LTD**

Table des matières

1	CONTEXTE	5
2	RÉSULTATS 2008	5
3	SUIVI DE L'ANNÉE 2009.....	7
4	STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT 2010	9
4.1	LES SURPLUS DE L'ANNÉE 2010	9
4.2	LES MARCHÉS ÉNERGÉTIQUES DU NORD-EST	11
4.3	L'ENTENTE.....	12
4.4	LES COÛTS.....	13
4.4.1	Coûts associés à TCE.....	14
4.4.2	Coûts associés au transport et la distribution de gaz.....	14
4.4.3	Coût de remplacement de la puissance	15
4.5	COMPARAISON DES SCÉNARIOS.....	15
5	CONCLUSION.....	17
6	ANNEXES.....	18
6.1	ÉVOLUTION DES BESOINS DEPUIS LE DÉPÔT DE L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2008 ET BILAN EN ÉNERGIE – EN TWH.....	19
6.2	ÉCART ENTRE LE PRIX DE REVENTE ET LE COÛT DU CONTRAT AVEC TCE - RÉSULTATS 2008, SUIVI 2009 ET PRÉVISION 2010	20
6.3	ANALYSE ÉCONOMIQUE DE L'ANNÉE 2010	21
6.4	PROFILS MENSUELS – SCÉNARIO REVENTE ET SCÉNARIO SUSPENSION.....	22
6.5	ÉVOLUTION DU PRIX DE REVENTE ET DU PRIX DE L'ÉNERGIE DE TCE.....	23

1 CONTEXTE

1 Depuis le dernier état d'avancement du *Plan d'approvisionnement 2008-2017* du
2 Distributeur, les besoins en électricité ont considérablement diminué, en raison
3 d'un contexte économique défavorable, lequel affecte particulièrement les
4 entreprises des secteurs des pâtes et papiers et de l'aluminium.

5 La plus récente prévision¹ des besoins montre des reculs très importants par
6 rapport à la précédente prévision de long terme. Ainsi, les besoins prévus en
7 2010 régressent de 8,7 TWh et s'établissent maintenant à 179 TWh, un niveau
8 juste au-dessus de celui des approvisionnements patrimoniaux.

9 Dans le contexte énergétique actuel, le Distributeur utilise tous les moyens lui
10 permettant d'équilibrer l'offre et la demande dont entre autres les conventions
11 d'énergie différée conclues avec Hydro-Québec Production et l'entente de
12 suspension des activités de production de la centrale de TransCanada Energy
13 Ltd («TCE»).

14 Aussi, le Distributeur a convenu d'une nouvelle entente avec TCE permettant de
15 procéder à la suspension des livraisons d'énergie de la centrale de Bécancour
16 pour l'année 2010 (ci-après l'Entente). Les termes de l'Entente sont, à peu de
17 choses près, identiques à ceux de la précédente entente. Les changements
18 apportés sont décrits à la section 4.2.

2 RÉSULTATS 2008

19 Conformément à la preuve déposée en 2007, et tel que l'a confirmé le suivi
20 effectué lors de la suspension de 2009, la suspension de TCE s'est révélée le
21 scénario le plus avantageux en 2008 pour le Distributeur et ses clients, par

¹ Révision d'avril 2009, présentée à l'annexe 6.1.

1 rapport à un scénario de revente, les résultats de 2008 étant même plus
2 avantageux qu'initialement anticipé.

3 En effet, lors de la demande d'approbation de l'Entente en novembre 2007, les
4 scénarios de suspension et de revente comportaient des coûts estimés à peu
5 près similaires, sur la base d'un écart entre le prix de revente et le coût de
6 l'énergie du contrat de TCE de 12,91 \$/MWh. Au 31 décembre 2008, le
7 Distributeur évaluait cet écart à 18,42 \$/MWh, ce qui conférait à la suspension un
8 avantage additionnel de plus de 23 M\$².

9 Par ailleurs, au 31 décembre 2008, les coûts directs de suspension s'élevaient à
10 54,3 M\$, soit 0,1 M\$ de plus que ceux prévus lors du dossier R-3649-2007. Cet
11 écart tient compte du bénéfice de 3,4 M\$ provenant des positions de couverture
12 prises sur le prix du gaz (SWAP) et le taux de change.

13 Le tableau 1 présente, pour l'année 2008, les coûts directs de la suspension de
14 la centrale de TCE et une estimation du coût du scénario de revente.

² Le détail de l'établissement des écarts entre le prix de la revente et le coût de TCE est présenté à l'annexe 6.2.

1
2

TABLEAU 1
COÛTS DIRECTS DE LA SUSPENSION ET SCÉNARIO DE REVENTE – ANNÉE 2008

	2008		
	R-3649-2007 (A)	Résultats au 31 décembre (B)	Écart (B) - (A)
Coûts directs de la suspension (en M\$)	54,2	54,3	0,1
Pertes économiques de TCE	40,8	37,5	-3,3
Engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel	10,9	14,4	3,5
Coûts de remplacement de la puissance	2,5	2,4	-0,1
Coût de la revente (en M\$)	55,5	79,2	23,7
Énergie de TCE (en TWh)	4,3	4,3	-
Écart entre le prix de revente et le coût du contrat de TCE (en \$ / MWh)	12,91 \$	18,42 \$	5,52 \$
Gain (perte) de la suspension (en M\$)	1,3	24,9	23,6

3

3 SUIVI DE L'ANNÉE 2009

4 Tout comme pour l'année 2008, le suivi de la suspension des activités de 2009
5 démontre le très net avantage de suspendre les livraisons par rapport à une
6 revente des surplus sur les marchés.

7 En juillet 2008, lors du dépôt à la Régie de la demande de prolongation de
8 l'entente de suspension pour l'année 2009, le Distributeur prévoyait faire face à
9 des besoins en énergie de 183,7 TWh, différer 1,9 TWh provenant des contrats
10 conclus avec Hydro-Québec Production et gérer un surplus de 0,4 TWh. À la
11 lumière de la plus récente prévision, le Distributeur prévoit maintenant que les
12 besoins pour l'année 2009 seront de 176,7 TWh, ce qui nécessitera de différer
13 4,2 TWh et de revendre 0,9 TWh.

14 À l'examen du site OASIS d'Hydro-Québec TransÉnergie, le Distributeur
15 constate, qu'à compter de juillet 2009, le niveau anticipé d'exportations vers les
16 marchés limitrophes au Québec sera très élevé. En effet, d'importantes

1 réservations de service point à point de transport ferme ont été faites par des
2 utilisateurs du réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie autres que le Distributeur.
3 Enfin, puisque qu'à compter de juillet 2009 les frais de réservation du service
4 point à point sont déjà engagés par des tiers et, en cela, intégrés aux revenus du
5 Transporteur, le Distributeur ne prévoit pas bénéficier d'une récupération
6 additionnelle de ces coûts au bénéfice de la charge locale.

7 En juillet 2008, le Distributeur estimait que l'écart entre le prix de revente et le
8 coût de l'énergie du contrat de TCE était de 17,33 \$/MWh³ Les évaluations
9 actuelles (au 12 juin 2009) indiquent que cet écart serait de plus de 20 \$/MWh,
10 ce qui confère à la suspension de TCE un avantage additionnel de près de 9 M\$,
11 par rapport aux évaluations effectuées au moment de la requête.

12 Enfin, l'évaluation des coûts directs de suspension pour 2009 s'élève à 63,7 M\$,
13 soit 10,4 M\$ de moins que le niveau prévu lors de l'étude du dossier R-3673-
14 2008. Cet écart tient compte de la perte de 10 M\$ provenant des positions de
15 couverture prises sur le prix du gaz (SWAP) et le taux de change.

16 Le tableau 2 présente, pour l'année 2009, les coûts directs de la suspension de
17 la centrale de TCE et l'estimation du coût du scénario de revente.

³ En tenant compte des frais non récupérés du service de transport point à point, cet écart s'élevait à 18,07 \$/MWh. Les frais non récupérés correspondent à 9% des frais du service de réservation point à point qui sont de 8,26 \$/MWh.

1
2

TABLEAU 2
COÛTS DIRECTS DE LA SUSPENSION ET SCÉNARIO DE REVENTE – ANNÉE 2009

	2009		
	D-2008-89 (A)	Suivi au 30 avril (Note 1) (B)	Écart (B) - (A)
Coûts directs de la suspension (en M\$)	74,1	63,7	-10,4
Pertes économiques de TCE	56,9	48,0	-8,8
Engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel	15,5	14,6	-0,9
Coûts de remplacement de la puissance	1,7	1,0	-0,6
Coût de la revente (en M\$)	77,7	86,5	8,8
Énergie de TCE (en TWh)	4,3	4,3	-
Écart entre le prix de revente et le coût du contrat de TCE (en \$ / MWh)	18,07 \$	20,12 \$	2,05 \$
Gain (perte) de la suspension (en M\$)	3,6	22,8	19,2

Note 1 : Tient compte des tarifs de GMI au 31 décembre 2008 et d'une diminution de 10% du volume souscrit.

3

4 De plus, une utilisation plus importante du réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie
5 afin d'atteindre les marchés du Nord-Est américain laisse présager une très forte
6 concurrence entre les participants à ces marchés de l'énergie. Les prix de
7 reventes à la zone M du NYISO pourraient alors être affectés à la baisse, ce qui
8 bonifierait l'avantage économique de la suspension par rapport à la revente de
9 surplus pour l'année 2009.

4 STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT 2010

4.1 Les surplus de l'année 2010

10 Le Distributeur prévoit maintenant faire face à des surplus énergétiques de
11 9,9 TWh. Pour minimiser les risques associés à la gestion de ces surplus
12 importants, le Distributeur a signé une entente visant la suspension des

1 livraisons de la centrale de TCE située à Bécancour. Cette entente demeure la
2 meilleure option pour le Distributeur et lui permet d'équilibrer son bilan dans le
3 contexte économique actuel tout en minimisant les risques associés à ses
4 approvisionnements.

5 En effet, la suspension permettra de diminuer considérablement le niveau des
6 surplus de l'année 2010. Dans le cas d'un scénario de demande plus fort, le
7 Distributeur pourrait en priorité diminuer les quantités d'énergie différée et, si
8 nécessaire, procéder à des achats sur les marchés de court terme. Par contre,
9 dans le cas d'un scénario de demande plus faible, le Distributeur ne disposera
10 que de l'option de revente des surplus additionnels.

11 Le tableau 3 compare sommairement le bilan en énergie du scénario sans
12 suspension à celui du scénario avec suspension, en fonction
13 d'approvisionnements additionnels requis de 1,5 TWh pour l'année 2010.

14 **TABLEAU 3**
15 **COMPARAISON DES BILANS EN ÉNERGIE (EN TWH)**
16 **ANNÉE 2010**

	Scénario sans suspension	Scénario avec suspension
Approvisionnements additionnels requis au-delà du patrimonial	1,5	1,5
Achats	11,3	7,0
Énergie différée	-4,4	-4,2
Ventes	-5,4	-1,4

17
18 Sans la suspension des livraisons de TCE, le Distributeur devrait différer
19 4,4 TWh, soit la totalité de l'énergie reliée aux contrats de base et cyclable des
20 mois de mars à décembre inclusivement. Ce scénario laisse un niveau de
21 reventes de 5,4 TWh.

1 La suspension des livraisons de la centrale de TCE permettra au Distributeur de
2 réduire à 1,4 TWh le niveau de reventes de l'année 2010 et de différer 4,2 TWh.
3 De plus, la fiabilité en puissance du Distributeur nécessitera vraisemblablement
4 l'acquisition de 140 MW de puissance, par rapport au scénario sans suspension.
5 Les profils mensuels des surplus des scénarios de revente et de suspension des
6 livraisons de TCE sont présentés à l'annexe 6.4.

4.2 Les marchés énergétiques du Nord-Est

7 À l'examen du site OASIS d'Hydro-Québec TransÉnergie, on constate, à l'instar
8 de 2009, qu'au cours de l'année 2010, d'importantes réservations de service
9 point à point de transport ferme sur les interconnexions vers les marchés de New
10 York, de la Nouvelle-Angleterre et de l'Ontario. Ainsi, les interconnexions sont
11 réservées à pleine capacité en mode exportation, notamment celles vers
12 New York. Ces réservations permettent au Distributeur d'anticiper que
13 d'importants volumes d'énergie seront mis en vente sur ces marchés.

14 Le marché du Nouveau-Brunswick et l'accès du marché de la Nouvelle-
15 Angleterre via le réseau de transport géré par l'Exploitant de réseau du Nouveau-
16 Brunswick (l'ERNB) seront également fortement limités en 2010. D'une part,
17 l'ERNB a octroyé à Marketing d'énergie Hydro-Québec des réservations de
18 transport de 300 MW, du Nouveau-Brunswick vers l'État du Maine, pour une
19 période 15 ans. Cet octroi fait suite à la période de soumission visant la capacité
20 d'exportation vers les États-Unis de la nouvelle ligne de transport de la
21 Corporation de transport Énergie NB, reliant Pointe Lepreau à la frontière entre le
22 Maine et le Nouveau-Brunswick. Le Distributeur anticipe qu'Hydro-Québec
23 Production exportera de façon soutenue vers cette province afin de profiter de
24 leur nouvel accès au marché américain. D'autre part, la remise en service de la
25 centrale nucléaire de Pointe Lepreau augmentera l'offre d'énergie destinée aux
26 marchés américains.

4.3 L'Entente

1 Les termes de l'Entente sont à peu de choses près identiques à ceux de l'entente
2 conclue en 2007. Outre quelques ajustements mineurs au texte de l'entente
3 initiale, les nouvelles dispositions de l'Entente découlent de ce qui suit :

4 • L'Entente prévoit que la période de suspension peut être prolongée,
5 année après année, selon les besoins du Distributeur. Le cas échéant, le
6 Distributeur informera le fournisseur au plus tard le 2 juillet précédant
7 l'entrée en vigueur de l'année de prolongation. Il en avisera
8 simultanément la Régie et se conformera à la procédure que celle-ci
9 fixera.

10 • La suspension de la production d'électricité pour une durée plus longue
11 qu'initialement prévue entraîne une incertitude quant à la capacité de la
12 centrale de redémarrer de façon quasi instantanée. Une période de
13 remise en service d'une durée de 90 jours à partir de la fin de la période
14 de suspension a donc été définie. Au cours de cette période, les clauses
15 de pénalités pour défaut de livraison seront suspendues et TCE sera
16 indemnisée en cas de coûts additionnels encourus associés à
17 d'éventuelles difficultés de remise en service. Dans la mesure où la
18 remise en service ne comporte pas de difficulté particulière, le coût de ces
19 dispositions sera négligeable.

20 • Le 12 mai 2009, le gouvernement du Québec a présenté le projet de loi
21 numéro 42 intitulé *Loi modifiant la Loi sur la qualité de l'environnement et*
22 *d'autres dispositions législatives en matière de changements climatiques*⁴.
23 Ce projet de loi prévoit, entre autres, que le gouvernement fixe des cibles
24 de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Il prévoit aussi la
25 possibilité d'établir par règlement ce qui est nécessaire à l'établissement

1 d'un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission. Le
2 projet de loi prévoit que certains émetteurs devront couvrir leurs
3 émissions de gaz à effet de serre par un nombre équivalent de droits
4 d'émission. La détermination de l'année de base à prendre en compte afin
5 de fixer une cible de réduction des émissions est donc cruciale. Le contrat
6 d'approvisionnement en électricité initial intervenu entre TCE et le
7 Distributeur prévoit que « *le Fournisseur doit obtenir tous les droits*
8 *d'émissions atmosphériques qui pourraient être requis en vertu des lois et*
9 *règlements applicables en matière d'environnement par les autorités*
10 *compétentes. Tous les frais relatifs à ce qui précède sont payés par le*
11 *Fournisseur* » (article 22). L'Entente (article 38) ne modifie pas les
12 fondements de cet élément contractuel, elle prévoit simplement que TCE
13 sera tenue indemne des effets que la suspension de la production de la
14 centrale de Bécancour pourrait avoir eu égard au cadre réglementaire qui
15 sera mis en place par le gouvernement du Québec. La législation et la
16 réglementation à l'égard de la mise en place d'un système de
17 plafonnement et d'échange de droits d'émission se précisera, quant à ses
18 modalités de fonctionnement, dans les années à venir. Le Distributeur
19 entend assurer une vigie à cet égard et en rendra compte à la Régie au
20 moment opportun, soit lors des dossiers tarifaires ou d'approbation des
21 plans d'approvisionnement à venir.

4.4 Les coûts

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

⁴ Ce projet de loi a été sanctionné le 19 juin 2009.

4.4.1 Coûts associés à TCE

1 Ces coûts représentent les pertes économiques que TCE assume en procédant
2 à l'arrêt de la production d'électricité à la centrale de Bécancour. Le contrat avec
3 TCE étant du type « *take or pay* », l'Entente compense TCE pour le manque à
4 gagner entraîné par l'arrêt de la centrale, le coût additionnel de production de
5 vapeur pour l'alimentation du client vapeur (laquelle est normalement produite à
6 partir de la récupération des gaz d'échappement des turbines à gaz) et le coût de
7 mise en veilleuse de la centrale. L'ensemble de ces coûts est estimé à 37,5 M\$.

4.4.2 Coûts associés au transport et la distribution de gaz

8 Pour alimenter la centrale en gaz naturel, TCE a pris des engagements fermes
9 de transport et de distribution de gaz. Les coûts nets relatifs à ces engagements
10 sont assumés par le Distributeur et sont estimés à 14,4 M\$. Ils intègrent la valeur
11 de revente des capacités de transport.

12 Les coûts de transport sont basés sur le prix de TransCanada Pipelines Ltd en
13 date du 1er janvier 2009, indexé de 2 %. Le coût de la distribution est établi en
14 fonction d'un volume correspondant à 80 % du volume souscrit et en appliquant
15 une indexation de 2 % aux tarifs de Gaz Métro du 1er décembre 2008 et aux
16 tarifs de TCPL en vigueur le 1^{er} janvier 2009.

17 Dans sa requête R-3690-2009, Gaz Métro demande une modification du tarif D4.
18 L'impact de cette demande sur les coûts de suspension de TCE ne peut être
19 prise en compte dans la présente requête, tant que la Régie n'aura pas rendu sa
20 décision finale face aux modifications du tarif D4. Toutefois, le Distributeur estime
21 que ces modifications augmenteraient de 1,4 M\$, pour l'année 2010, les coûts
22 directs associés à la suspension des livraisons de TCE. Ces coûts additionnels
23 ne changeraient pas la conclusion de l'analyse du Distributeur et ne réduiraient
24 que très marginalement l'avantage lié à la fermeture, estimé à près de 49 M\$, en
25 2010.

4.4.3 Coût de remplacement de la puissance

1 L'arrêt de la centrale nécessitera vraisemblablement l'acquisition de 140 MW de
2 puissance additionnelle. Le Distributeur solliciterait donc des engagements
3 additionnels d'électricité interruptible, au cours des mois de janvier à mars
4 inclusivement. Ce coût est estimé à 0,9 M\$.

4.5 Comparaison des scénarios

5 Selon l'estimation en date du 12 juin 2009, le coût du scénario de revente
6 seraient de 99,8 M\$ alors que les coûts de la suspension des livraisons de TCE
7 seraient de 51,2 M\$, dont 52,8 M\$ attribuables aux coûts directs de suspension.
8 Ainsi, pour l'année 2010, le bénéfice résultant de la suspension s'élèverait à
9 48,7 M\$.

10 **TABLEAU 4**
11 **COMPARAISON DES SCÉNARIOS (EN M\$)**
12 **ANNÉE 2010**

	2010 (en M\$ courants)		
	R-xxxx-2009 (sans suspension) (A)	R-xxxx-2009 (avec suspension) (B)	Écart (B) - (A)
Coût direct de la suspension de TCE	0,0	52,8	52,8
Pertes économiques de TCE	0,0	37,5	37,5
Engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel (note 1)	0,0	14,4	14,4
Coûts de remplacement de la puissance	0,0	0,9	0,9
Coût d'approvisionnement	99,8	-1,6	-101,5
Revente nette (Revenus de la revente sur les marchés)	-252,9	-57,7	195,2
<i>Achats de court terme</i>	0,6	5,7	5,1
<i>Reventes de court terme</i> (note 2)	-253,4	-63,4	190,0
Coût de l'énergie de TCE	307,0	0,0	-307,0
Contrats Base et Cyclable avec HQP	45,7	56,1	10,4
Coût (bénéfice) de la suspension			-48,7

(note 1) Le montant est établi en fonction des tarifs de TCPL et de SCGM en vigueur en date des présentes, indexés de 2%.

(note 2) Les reventes sont présentées nettes des frais de transport non récupérés.

13

1 Afin de compléter la comparaison des scénarios, le Distributeur a procédé à une
2 analyse économique basée sur la même méthodologie que celle utilisée dans le
3 cadre des dossiers R-3649-2007 et R-3673-2008. Parce qu'elle prend en
4 compte, notamment, l'impact de l'utilisation des conventions d'énergie différée,
5 l'horizon de l'analyse porte jusqu'en 2020. Pour fin de comparaison, les coûts
6 totaux sont exprimés en dollars actualisés à l'année 2009.

7 Les résultats de l'analyse économique démontrent que la suspension des
8 activités de la centrale de Bécancour procure un bénéfice de 43 M\$ (\$ actualisé
9 2009), dont la quasi-totalité provient de l'écart des coûts de l'année 2010. Le
10 détail de l'analyse économique est présenté à l'annexe 6.3.

5 CONCLUSION

11 À la lumière de ce qui précède, le Distributeur demande à la Régie d'accueillir la
12 présente demande. Cette solution s'avère la moins coûteuse et la plus
13 avantageuse pour la clientèle du Distributeur tout en lui procurant la flexibilité
14 nécessaire dans la gestion de ses approvisionnements. De plus, la Régie dans
15 sa décision D-2008-114 (p.15), soulignait que «...*l'avantage de la suspension sur
16 le bilan des GES du Québec est indéniable, ainsi que sur les impacts d'émissions
17 locales et régionales.*» Cette dernière conclusion s'applique logiquement au
18 présent dossier.

6 ANNEXES

- 1 6.1 Évolution des besoins depuis le dépôt de l'État d'avancement 2008 et
- 2 bilan en énergie – en TWh
- 3 6.2 Écart entre le prix de revente et le coût du contrat avec TCE – Résultats
- 4 2008, Suivi 2009 et Prévision 2010
- 5 6.3 Analyse économique de l'année 2010
- 6 6.4 Profils mensuels – Scénario revente et Scénario suspension
- 7 6.5 Évolution du prix de revente et du prix de l'énergie de TCE
- 8

6.1 Évolution des besoins depuis le dépôt de l'État d'avancement 2008 et bilan en énergie – en TWh

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Réel												
État d'avancement 2008	183,4	183,7	187,7	189,5	193,9	197,4	198,9	200,8	203,2	204,3	205,8	207,2	209,2
- Impact prévision 2009		(6,9)	(8,7)	(5,4)	(6,2)	(8,0)	(8,1)	(8,7)	(6,4)	(3,8)	(3,6)	(3,4)	(3,3)
= Besoins visés par le Plan	183,4	176,8	179,0	184,1	187,8	189,3	190,8	192,1	196,8	200,5	202,2	203,8	206,0
- Volume d'électricité patrimoniale	178,7	174,3	177,6	178,8	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
= AAR au-delà du patrimonial	4,7	2,4	1,5	5,3	8,9	10,5	12,0	13,3	17,9	21,6	23,4	25,0	27,1
- Appro. non patrimoniaux	5,1	3,4	6,9	7,8	15,0	17,7	19,9	21,6	24,1	26,7	27,3	27,8	28,5
▪ TransCanada Energy	-	-	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,1	4,1	3,9	3,7
▪ HQP - Base et cyclable	3,2	1,1	0,8	1,1	5,3	5,3	5,3	5,3	6,1	8,8	8,8	8,8	8,7
▪ Autres approvisionnements de long terme	0,9	1,3	1,7	2,0	4,7	8,0	10,3	11,8	12,7	13,0	13,0	13,0	13,0
▪ Achats de court terme	1,0	1,0	0,0	0,5	0,7	0,1	0,1	0,2	0,9	0,9	1,5	2,1	3,0
= AAR (Surplus)	(0,4)	(0,9)	(5,4)	(2,6)	(6,1)	(7,2)	(8,0)	(8,3)	(6,1)	(5,1)	(3,9)	(2,8)	(1,4)
Compte d'énergie différée	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
▪ Énergie différée (rappelée)	2,1	4,2	4,4	4,2	-	-	-	-	(0,9)	(3,5)	(3,5)	(3,5)	(3,4)
▪ Solde du compte	2,1	6,2	10,6	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	13,9	10,4	6,9	3,4	-

1

6.2 Écart entre le prix de revente et le coût du contrat avec TCE - Résultats 2008, Suivi 2009 et Prévion 2010

		R-3649-2007 ⁽¹⁾	Réel ⁽²⁾	R-3673-2008 ⁽³⁾	Actuel	Réel	Prévu ⁽⁴⁾	Actuel ⁽⁵⁾
TCE - COÛT DE L'ÉNERGIE								
TCE - Coût de l'énergie	\$CAN/MWh	68,82	78,32	85,35	50,09	46,62	52,90	71,39
REVENTE								
«Forward» NY zone A	\$US / MWh	59,72		69,56				54,25
+ Basis NY A à M	\$US / MWh	5,48		6,33				4,87
= «Forward» NY zone M	\$US / MWh	65,21	-	75,89	35,77	-	35,77	59,12
«DAM» NY zone M	\$US / MWh	-	65,68	-	38,61	38,61	-	-
NY zone M	\$US / MWh	65,21	65,68	75,89	37,04	38,61	35,77	59,12
- Taux de pertes sur réseau TÉ	%	5,2%	5,2%	5,2%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%
= Prix avec pertes	\$US / MWh	61,81	62,26	71,94	35,17	36,67	33,97	56,14
- Transit sur NY et courtage	\$US / MWh	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
+ 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	55,91	56,35	66,04	29,26	30,76	28,06	50,23
	\$CAN / MWh	55,91	59,90	68,03	34,50	37,28	32,26	55,26
- Service pt@pt de HQT	\$CAN / MWh			0,74	4,53	0,74	7,59	8,26
= Prix de vente	\$CAN / MWh	55,91	59,90	67,28	29,97	36,54	24,68	47,00
Écart Revente vs Coûts TCE	\$CAN / MWh	-12,91	-18,42	-18,07	-20,12	-10,08	-28,22	-24,39
Taux de change	\$CAN / \$US	1,0000	1,0629	1,0300	1,1783	1,2122	1,1500	1,1000
Notes :								
(1) Moyenne, du 8 janvier 2007 au 31 octobre 2007, des prix à termes (Calendar 2008).								
(2) Prix du 31 décembre 2008.								
(3) Moyenne, du 2 janvier 2008 au 26 juin 2008, des prix à termes (Calendar 2009).								
(4) Prix à termes du 12 juin 2009, des mois de juin à décembre.								
(5) Moyenne mobile du 13 juin 2008 au 12 juin 2009, des prix à termes (Calendar 2010).								

1

6.3 Analyse économique de l'année 2010

Scénario avec suspension de TCE

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Compte de livraisons différées (TWh)												
Énergie différée	4,2	4,2	4,2	-	-	-	-	0,9	3,5	3,5	3,5	3,2
Retour d'énergie												
Solde	6,2	10,5	14,6	14,6	14,6	14,6	14,6	13,8	10,3	6,7	3,2	-
Achat et revente d'énergie (TWh)												
Énergie nette acquise auprès de HQP	-	1,0	1,1	5,3	5,3	5,3	5,3	6,1	8,8	8,8	8,8	8,5
Achats d'énergie	-	0,1	0,5	0,7	0,1	0,1	0,2	0,9	0,9	1,5	2,1	3,7
Revente d'énergie	-	(1,4)	(2,6)	(6,1)	(7,2)	(7,9)	(8,3)	(6,1)	(5,1)	(3,9)	(2,8)	(1,9)
Achat et revente d'énergie (M\$)												
Achats auprès de HQP	-	56	60	294	300	306	312	370	534	545	567	566
Achats nets (revente) sur les marchés	-	(54)	(77)	(228)	(323)	(361)	(379)	(214)	(142)	(30)	89	323
Achats d'énergie	-	6	34	52	9	8	13	68	70	116	168	343
<i>Prix des achats (\$/MWh)</i>	-	73,02	72,19	72,48	72,65	73,10	74,05	75,08	76,27	77,54	78,83	91,41
Revenus de la revente d'énergie	-	(63)	(122)	(293)	(347)	(386)	(411)	(309)	(263)	(208)	(153)	(106)
<i>Prix de la revente (\$/MWh)</i>	-	46,90	47,68	47,97	48,11	48,54	49,44	50,45	51,55	52,76	53,98	55,27
Frais de transport non récupérés	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,4
Achats de puissance	-	3,3	10,4	13,5	15,3	16,6	18,9	28,0	51,6	62,3	73,5	84,4
Coût de suspension de TCE (2010)		52										
Coûts nets annuels (M\$ courants)	-	54	(17)	67	(23)	(55)	(67)	157	392	515	655	889
Coûts cumulés (M\$ act. de 2009)	-	51	36	92	74	32	(16)	90	342	655	1 032	1 515

Scénario sans suspension de TCE

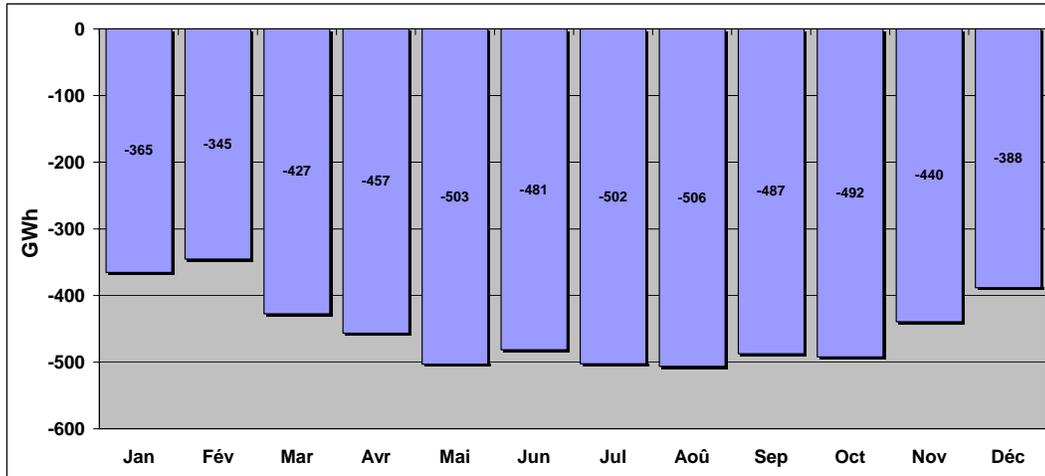
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Compte de livraisons différées (TWh)												
Énergie différée	4,2	4,4	4,2	-	-	-	-	0,9	3,5	3,5	3,5	3,4
Retour d'énergie												
Solde	6,2	10,6	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	13,9	10,4	6,9	3,4	-
Achat et revente d'énergie (TWh)												
Énergie nette acquise auprès de HQP	-	0,8	1,1	5,3	5,3	5,3	5,3	6,1	8,8	8,8	8,8	8,7
Achats d'énergie	-	0,0	0,5	0,7	0,1	0,1	0,2	0,9	0,9	1,5	2,1	3,7
Revente d'énergie	-	(5,4)	(2,6)	(6,1)	(7,2)	(7,9)	(8,3)	(6,1)	(5,1)	(3,9)	(2,8)	(2,0)
Achat et revente d'énergie (M\$)												
Achats auprès de HQP	-	46	60	294	300	306	312	370	534	545	567	579
Coût de l'énergie de TCE (2010)		307										
Achats nets (revente) sur les marchés	-	(251)	(77)	(228)	(323)	(361)	(379)	(214)	(142)	(30)	89	305
Achats d'énergie	-	1	34	52	9	8	13	68	70	116	168	330
<i>Prix des achats (\$/MWh)</i>	-	61,30	72,19	72,48	72,65	73,10	74,05	75,08	76,27	77,54	78,83	90,22
Revenus de la revente d'énergie	-	(253)	(122)	(293)	(347)	(386)	(411)	(309)	(263)	(208)	(153)	(111)
<i>Prix de la revente (\$/MWh)</i>	-	46,91	47,68	47,97	48,11	48,54	49,44	50,45	51,55	52,76	53,98	55,27
Frais de transport non récupérés	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,5
Achats de puissance	-	2,4	10,5	13,5	15,3	16,6	18,9	28,0	51,6	62,3	73,5	84,4
Coûts nets annuels (M\$ courants)	-	102	(17)	67	(23)	(55)	(67)	157	392	515	655	883
Coûts cumulés (M\$ act. de 2009)	-	97	82	138	120	78	30	136	388	701	1 078	1 559

Écarts entre les deux scénarios

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Coûts nets annuels (M\$ act. de 2009)	0	-46	0	3								
Taux d'actualisation		5,69%										

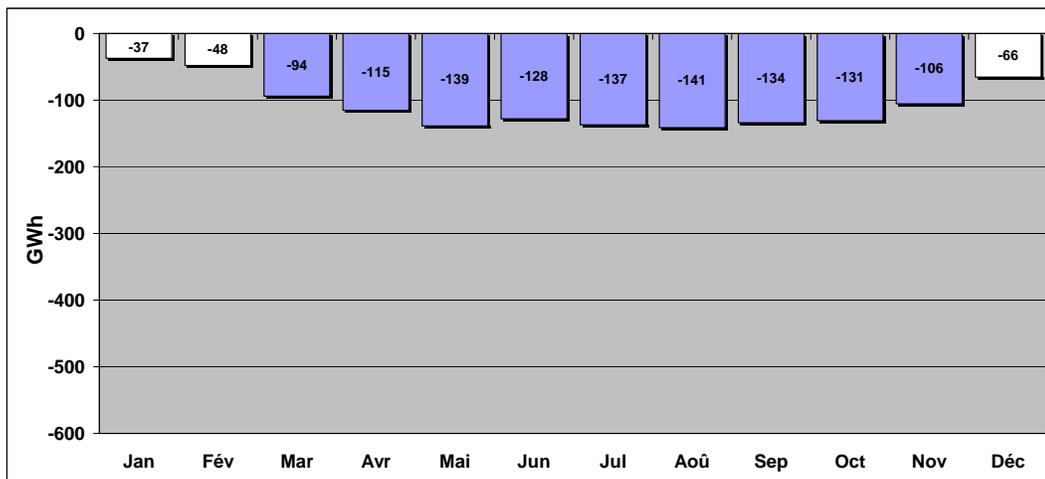
6.4 Profils mensuels – Scénario revente et Scénario suspension

Bilan énergétique - Scénario revente - Année 2010



	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jun	Jul	Aoû	Sep	Oct	Nov	Déc	Annuel
AAR totaux	-365	-345	-427	-457	-503	-481	-502	-506	-487	-492	-440	-388	-5 395
Achats	0	0	0	0	0	4	2	0	1	0	0	0	8
Reventes	-365	-345	-427	-457	-503	-486	-505	-506	-488	-492	-440	-388	-5 403
MW en revente nette	491	514	574	634	676	669	675	680	677	661	610	522	616

Bilan énergétique - Scénario suspension - Année 2010

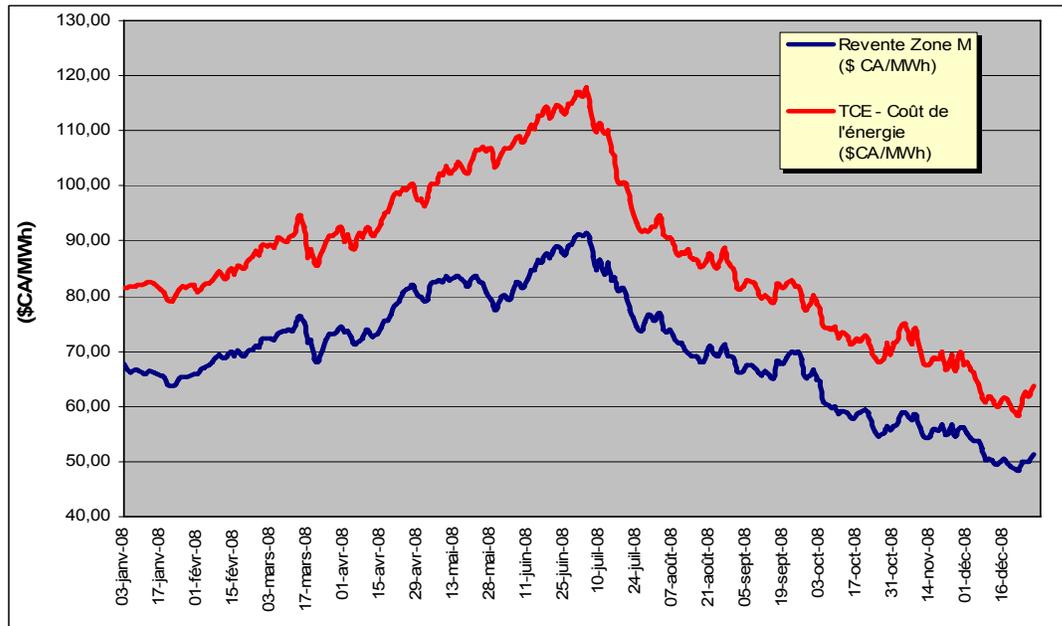


	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jun	Jul	Aoû	Sep	Oct	Nov	Déc	Annuel
AAR totaux	-37	-48	-94	-115	-139	-128	-137	-141	-134	-131	-106	-66	-1 276
Achats	28	17	5	0	0	8	5	0	2	0	0	14	78
Reventes	-65	-65	-99	-115	-139	-136	-142	-141	-136	-131	-106	-79	-1 354
MW en revente nette	50	72	126	160	186	178	184	190	186	176	147	88	146

1

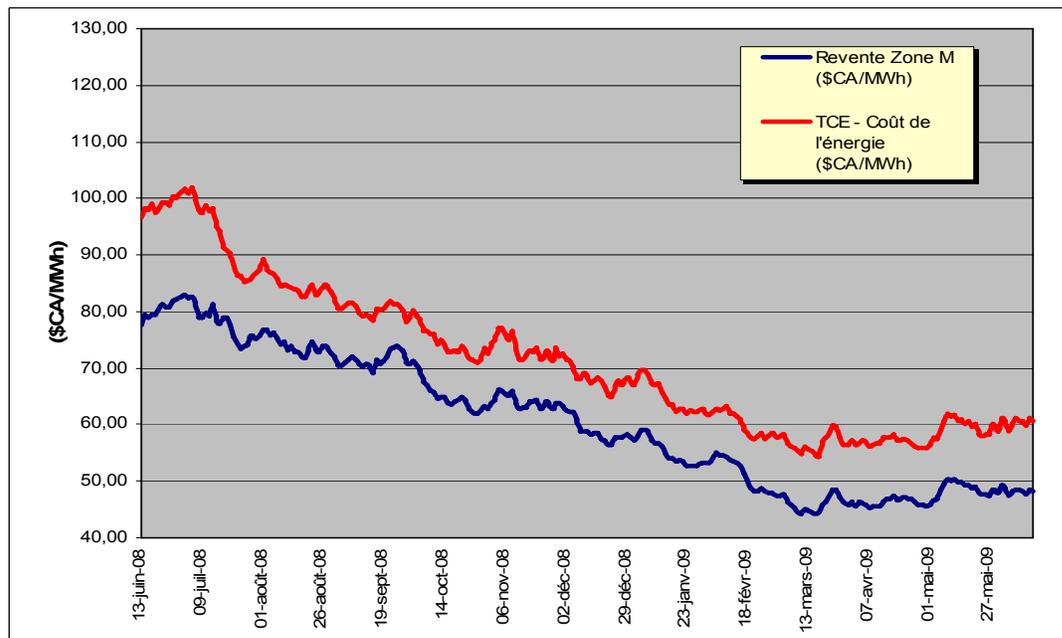
6.5 Évolution du prix de revente et du prix de l'énergie de TCE

1 Calendar 2009 – Prix à termes de janvier à décembre 2008



2

3 Calendar 2010 – Prix à termes du 13 juin 2008 au 12 juin 2009



4