

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2013-129

R-3850-2013

19 AOÛT 2013

PRÉSENTE :

Louise Rozon
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

Décision finale

Demande d'approbation de la suspension des activités de production d'électricité de la centrale de Bécancour pour l'année 2014

1. DEMANDE

[1] Le 14 juin 2013, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose auprès de la Régie de l'énergie (la Régie) une demande en vertu de l'article 31 (5°) de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi) en vue d'obtenir l'approbation pour prolonger la suspension de la production d'électricité de la centrale de TransCanada Energy Ltd (TCE) située à Bécancour (la Centrale) pour l'année 2014 (la Demande).

[2] Le deuxième alinéa de l'article 74.2 de la Loi précise que le Distributeur ne peut conclure un contrat d'approvisionnement en électricité sans obtenir l'approbation de la Régie. La même obligation incombe au Distributeur pour modifier un contrat préalablement approuvé par la Régie.

[3] Par sa décision D-2009-125², la Régie a approuvé l'entente relative à la suspension temporaire des activités de production d'électricité de la Centrale intervenue entre le Distributeur et TCE (l'Entente). L'Entente prévoit également que la période de suspension peut être renouvelée d'année en année conditionnellement à l'approbation de la Régie³. Dans les faits, la période de suspension a effectivement été renouvelée annuellement depuis⁴.

[4] Pour le Distributeur, la suspension de la production d'électricité de la Centrale pour l'année 2014 constitue la solution la plus économique par rapport à un scénario de revente de l'énergie produite par la Centrale.

[5] La Demande a été rendue publique sur le site internet de la Régie dans les jours qui ont suivi son dépôt.

[6] À l'instar des demandes antérieures portant sur le même sujet⁵, la Régie a traité la Demande sur dossier.

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

² Dossier R-3704-2009.

³ Dossier R-3704-2009, pièce B-1-HQD-2, document 1.

⁴ Dossiers R-3649-2007, R-3673-2008, R-3704-2009, R-3734-2010, R-3765-2011 et R-3803-2012.

⁵ *Ibid.*

2. POSITION DU DISTRIBUTEUR

[7] Sur la base de la prévision de la demande de mai 2013, le Distributeur prévoit que les surplus énergétiques atteindront 13,4 TWh en 2014. Dans ce contexte, le Distributeur entend utiliser tous les moyens à sa disposition afin d'équilibrer l'offre et la demande pour l'année à venir, dont le renouvellement de l'Entente, la revente d'énergie sur les marchés de court terme et, en dernier recours, l'utilisation d'une quantité moindre d'électricité patrimoniale.

[8] Comme lors des dossiers précédents visant le renouvellement de l'Entente, le Distributeur conclut de l'analyse de la situation énergétique en 2014 que le scénario de suspension de la production d'électricité de la Centrale (le Scénario de suspension) demeure moins coûteux et moins risqué que le scénario de revente de l'énergie produite par la Centrale sur les marchés limitrophes (le Scénario de revente).

2.1 LES RÉSULTATS DE 2012 ET DE 2013

[9] Les tableaux 1 et 2 soumis par le Distributeur⁶ permettent de comparer les coûts réels de la suspension de la production de la Centrale avec les estimations du Distributeur des coûts des scénarios de revente pour les années 2012 et 2013.

Tableau 1
Coûts de la suspension et de la revente - 2012

	2012		
	R-3765-2011 (A)	Suivi au 31 décembre (B)	Écart (B) - (A)
Coûts directs de la suspension de TCE (M\$)	57,1	47,3	-9,8
Pertes économiques de TCE	27,4	21,3	-6,1
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	81,7	-19,6
Énergie de TCE	4,3 TWh	4,3 TWh	-
Écart entre le prix de revente et le coût de l'énergie de TCE	23,6 \$/MWh	19,0 \$/MWh	-4,6 \$/MWh
Bénéfice de la suspension (M\$)	44,2	34,4	-9,8

⁶ Pièce B-0004, p. 5 et 6.

Tableau 2
Coûts de la suspension et de la revente - 2013

	2013		
	R-3803-2012 (A)	Suivi au 30 avril (B)	Écart (B) - (A)
Coûts directs de la suspension de TCE (M\$)	50,6	50,6	0,0
Pertes économiques de TCE	22,3	21,9	-0,3
Engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel	25,8	25,7	-0,1
Coûts de remplacement de la puissance	2,6	3,0	0,4
Coût de la revente (M\$)	87,9	80,8	-7,2
Énergie de TCE	4,3 TWh	4,3 TWh	-
Écart entre le prix de revente et le coût de l'énergie de TCE	20,5 \$/MWh	18,8 \$/MWh	-1,7 \$/MWh
Bénéfice de la suspension (M\$)	37,3	30,2	-7,1

[10] D'une part, les coûts directs de suspension de la Centrale ont été inférieurs ou égaux à ceux prévus par le Distributeur lors des deux dernières années⁷. D'autre part, les écarts constatés entre le prix de revente et le coût de l'énergie du contrat de TCE se sont avérés plus faibles que prévu, entraînant une baisse des coûts des scénarios de revente.

[11] Malgré ces écarts prévisionnels de la part du Distributeur, les résultats globaux confirment que la suspension des activités de production d'électricité de la Centrale en 2012 et 2013 aura été moins coûteuse pour les clients du Distributeur que la revente hypothétique de l'énergie produite par cette même centrale sur les marchés limitrophes.

2.2 LES SURPLUS PRÉVUS EN 2014

[12] Le Distributeur prévoit faire face à des surplus de 13,4 TWh en 2014, et ce avant le déploiement de divers moyens de gestion de l'offre. Or, parmi ses moyens, le Distributeur préconise notamment la suspension de la production d'électricité de la Centrale.

[13] Le tableau 3 du Distributeur compare, pour 2014, les bilans en énergie de deux scénarios respectifs, l'un avec suspension des activités de la Centrale et l'autre sans suspension des livraisons d'électricité⁸.

⁷ Évaluations réalisées au 31 décembre 2012 et 30 avril 2013.

⁸ Pièce B-0004, p. 7.

Tableau 3
Comparaison des bilans en énergie (en TWh) - 2014

	Avant déploiement des moyens	Après déploiement des moyens	
		Scénario sans suspension	Scénario avec suspension
Besoins visés par le plan (révision de mai 2013)	183,6	183,6	183,6
- Volume d'électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9
= AAR au-delà du patrimonial	4,8	4,8	4,8
- Approvisionnements postpatrimoniaux	18,1	16,2	12,1
• TransCanada Energy	4,3	4,3	-
• Autres contrats de long terme	13,8	11,9	11,9
• Achats de court terme	s.o.	0,0	0,2
= AAR (surplus)	(13,4)	(11,4)	(7,3)

AAR : Approvisionnements additionnels requis

[14] Les données de ce tableau révèlent que le renouvellement de l'Entente en 2014 réduirait les surplus prévus de 4,1 TWh additionnels par rapport à la non-suspension des activités de la Centrale.

[15] En conséquence, les reventes de court terme par le Distributeur devraient être augmentées d'autant afin qu'il puisse équilibrer son bilan en énergie en 2014⁹.

2.3 LES COÛTS

[16] L'ensemble des coûts directs reliés à la suspension des livraisons d'énergie de la Centrale est constitué des coûts associés aux activités de TCE, des coûts des engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel, des coûts de remplacement de la puissance et des droits d'émission de gaz à effet de serre.

⁹ *Ibid.*, p. 14.

2.3.1 COÛTS ASSOCIÉS AUX ACTIVITÉS DE TCE

[17] Ces coûts représentent les pertes économiques de TCE découlant de l'arrêt de la production d'électricité à la Centrale.

[18] Ces coûts sont estimés sur la base de l'Entente prévoyant que TCE doit être compensée pour :

- le manque à gagner suivant l'arrêt de la production de la Centrale;
- le coût additionnel de production de vapeur à partir de chaudières auxiliaires pour l'alimentation d'un client en vapeur (laquelle est normalement produite indirectement par le fonctionnement des turbines à gaz);
- le coût du maintien de la mise en veilleuse de la Centrale.

[19] L'ensemble de ces coûts est estimé à 21,8 M\$ pour 2014.

2.3.2 COÛTS ASSOCIÉS AU TRANSPORT ET À LA DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

[20] Pour alimenter la Centrale, TCE a signé des ententes fermes de transport et de distribution de gaz naturel auprès de diverses parties. Or, en cas de suspension des activités de la Centrale, ces coûts doivent être assumés par le Distributeur.

[21] Pour 2014, les coûts nets de ces engagements sont estimés par le Distributeur à 26,1 M\$, incluant les revenus provenant de la revente des capacités de transport.

[22] Ces coûts sont basés sur les tarifs de TransCanada pipeline (TCPL) en vigueur au 1^{er} janvier 2012, reconduits provisoirement au 1^{er} janvier 2013 (indexés à l'inflation), et sur les tarifs de distribution de Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro) en vigueur le 10 décembre 2012 (indexés à l'inflation), en fonction d'un volume correspondant à 75 % du volume souscrit.

2.3.3 COÛTS DE REMPLACEMENT DE LA PUISSANCE

[23] Advenant la suspension des activités de la Centrale en 2014, le Distributeur prévoit devoir acquérir 370 MW de puissance *Unforced Capacity* (UCAP) sur les marchés de court terme et 120 MW en engagements additionnels d'électricité interruptible afin d'assurer les besoins en puissance pour janvier et février 2013, tout en respectant son critère de fiabilité en puissance.

[24] Le coût total de ces acquisitions est évalué à 2,7 M\$ par le Distributeur.

2.3.4 SYSTÈME DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DE DROITS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE

[25] Les coûts de suspension tiennent compte du *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère*¹⁰ ainsi que du *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* (les Règlements sur les droits d'émission).

[26] Conformément aux Règlements sur les droits d'émission, TCE devra acquérir des droits d'émission à hauteur de 20 % des émissions prévues de la Centrale en 2014.

[27] Le Distributeur inclut ces coûts sous la rubrique « Pertes économiques de TCE » du tableau 4 présenté ci-après.

2.3.5 LA COMPARAISON DES SCÉNARIOS

[28] Le Distributeur présente une analyse comparative des coûts du Scénario de suspension et du Scénario de revente. Les coûts ne tiennent pas compte de la prime fixe payable à TCE, puisqu'elle doit être versée peu importe le scénario retenu.

¹⁰ C. Q-2, r. 15.

[29] Pour l'année 2014, le Distributeur évalue le coût net du Scénario de suspension à – 69,5 M\$ et celui du Scénario de revente à – 34,8 M\$. Ainsi, selon les hypothèses retenues par le Distributeur¹¹, le Scénario de suspension génère un bénéfice supérieur de 34,7 M\$ à celui du Scénario de revente¹².

Tableau 4
Coûts de la suspension et de la revente - 2014

	2014 (en M\$ courants)		
	Sans suspension (A)	Avec suspension (B)	Ecart (B) - (A)
Coûts directs de la suspension de TCE	0,0	50,5	50,5
Pertes économiques de TCE	0,0	21,8	21,8
Engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel	0,0	28,1	28,1
Coûts de remplacement de la puissance	0,0	2,7	2,7
Coûts d'approvisionnement	-34,8	-120,0	-85,2
Revente nette (Revenus de la revente sur les marchés)	-208,7	-120,0	88,7
<i>Achats de court terme</i>	1,8	11,0	9,1
<i>Reventes théoriques</i>	-208,5	-131,0	77,5
Coût de l'énergie de TCE	171,9	-	-171,9
Coût (bénéfice)	-34,8	-69,5	-34,7

[30] Comme l'année dernière, le Distributeur considère que le Scénario de revente ne peut être bonifié par la récupération additionnelle de frais de réservations du service de transport ferme point à point faites par des compagnies tierces, puisque ces frais sont déjà engagés et intégrés aux revenus d'Hydro-Québec dans ses activités de transport (le Transporteur) pour 2014.

[31] Par ailleurs, pour le Scénario de revente, le Distributeur maintient l'hypothèse d'ajustement de – 5 \$US/MWh apporté au prix de revente de l'énergie, considérant l'impact sur les prix que pourrait avoir la revente d'une quantité additionnelle de 4,3 TWh sur les marchés de court terme.

¹¹ Pièce B-0004, p. 13.

¹² *Ibid.*, p. 9.

2.4 ALTERNATIVE À LA SUSPENSION

[32] En suivi des recommandations de la Régie exprimées dans ses décisions D-2011-162¹³ et D-2012-118¹⁴, le Distributeur indique poursuivre des discussions avec TCE, Gaz Métro et d'autres tiers dans la recherche d'une solution à la suspension annuelle des activités de la Centrale.

[33] Cependant, le Distributeur mentionne que ces discussions n'ont pas permis d'en arriver à un accord pour le moment. Le Distributeur continue donc de rechercher une solution alternative avantageuse et entend aviser la Régie au moment opportun.

[34] Enfin, le Distributeur ajoute que la possibilité de réduire l'utilisation de l'électricité patrimoniale ne constitue pas une alternative à la suspension des livraisons de la Centrale.

3. OPINION DE LA RÉGIE

3.1 COÛTS RELIÉS À LA SUSPENSION DE LA CENTRALE

[35] La Régie constate que les coûts directs associés à la suspension des activités de la Centrale sont grandement influencés par les tarifs de TCPL et de Gaz Métro.

[36] Pour 2014, le Distributeur estime à 26,1 M\$ les coûts que TCE va encourir auprès de TCPL et Gaz Métro. Cet estimé intègre la valeur de revente des capacités de transport dont TCE pourrait ne pas avoir besoin.

[37] Ce montant est quelque peu à la hausse par rapport à celui de 2012 (25,2 M\$) et à celui prévu de 2013 (25,7 M\$). Considérant, d'une part, les conclusions de la récente décision de l'Office national de l'énergie portant sur les tarifs de TCPL¹⁵, soit en bref un gel de ses tarifs pour cinq ans, et, d'autre part, une anticipation d'une certaine hausse des

¹³ Dossier R-3748-2011.

¹⁴ Dossier R-3803-2012.

¹⁵ Office national de l'énergie, Décision RH-003-2011, mars 2013.

tarifs de Gaz Métro pour l'année à venir¹⁶, la Régie est satisfaite de l'estimation du Distributeur.

[38] Quant au remplacement de la puissance de TCE, le Distributeur indique que le Scénario de suspension pour l'année 2014 nécessiterait l'acquisition de puissance auprès de clients interruptibles et sur les marchés de court terme.

[39] Pour 2014, le coût de ces acquisitions est estimé à 2,7 M\$ par le Distributeur et peut être considéré équivalent à celui de 3,0 M\$ prévu en 2013. Cependant, il est nettement supérieur aux coûts réels d'acquisition de 0,7 M\$ obtenus au cours des années 2011 et 2012.

[40] La Régie considère qu'il est possible, dans le contexte actuel, que le coût pour 2014 soit supérieur à celui évalué par le Distributeur.

[41] En effet, des changements technico-économiques et administratifs ont récemment touché le marché de New York (NYISO)¹⁷, soit le marché de référence pour le Distributeur. Ces changements ont poussé à la hausse les prix de la puissance UCAP, et d'autres changements sont attendus en 2014¹⁸.

[42] Ces changements présents et à venir génèrent donc de l'incertitude quant à l'évolution en 2014 des prix de la puissance UCAP sur les marchés de court terme. Considérant ce qui précède, la Régie juge raisonnable l'estimation du Distributeur du coût de remplacement de la puissance.

3.2 ANALYSE ÉCONOMIQUE DES OPTIONS

[43] Le Distributeur présente, à l'instar de ce qu'il a fait aux dossiers antérieurs, une analyse comparative des coûts du Scénario de suspension et du Scénario de revente.

¹⁶ Sujette à une approbation de la Régie, le cas échéant.

¹⁷ NYISO, 2013 *Load & Capacity Data – Gold Book, final version*.

¹⁸ Dossier ER13-1380-000 du NYISO présentement à l'étude par la FERC.

[44] Selon les hypothèses retenues par le Distributeur, le Scénario de suspension génère un bénéfice supérieur de 34,7 M\$ à celui du Scénario de revente pour l'année 2014 (voir tableau 4 en page 9).

[45] La Régie note que l'analyse économique du Distributeur repose notamment sur l'utilisation des hypothèses suivantes relatives, d'une part, à l'achat d'énergie auprès de TCE et, d'autre part, à la revente d'énergie sur le NYISO¹⁹ :

• Coût de l'énergie de TCE	39,97 \$CA/MWh
• Forward NY zone A	35,66 \$US/MWh
• Basis NY zone A à zone M	- 0,52 \$US/MWh
• Transit sur NY et courtage	1,02 \$US/MWh
• Ajustement au prix de revente	- 5,00 \$US/MWh
• Service de point à point de HQT	8,20 \$CA/MWh
• Taux de change	1,00 \$CA/\$US

[46] Le Distributeur présume toujours que les activités de revente de l'énergie produite par la Centrale ne permettraient pas d'accroître les revenus du service de point à point du Transporteur, compte tenu d'un niveau élevé de réservations faites par des tiers sur le réseau de transport. En conséquence, le Distributeur réduit les revenus de la revente d'un montant de 8,20 \$/MWh pour 2014.

[47] Lorsque le niveau de l'ensemble des réservations est faible, le Distributeur peut récupérer jusqu'à 90 % des coûts des réservations de transport l'année suivante par le biais d'une baisse de facture de la charge locale que lui envoie le Transporteur. Toutefois, lorsque le niveau de réservations est élevé et que les frais associés à ces dernières sont déjà intégrés aux revenus projetés du Transporteur, le Distributeur ne peut bénéficier d'une récupération des coûts des réservations de transport par le biais de la facturation de la charge locale. À cet égard, le Distributeur indiquait, dans le cadre du dossier tarifaire 2012-2013, « *que d'importantes réservations de service de point à point de transport ferme ont été faites par des utilisateurs du réseau du Transporteur autres que le Distributeur, et ce, pour les années 2012 à 2019* »²⁰.

¹⁹ Pièce B-0004, p. 13.

²⁰ Dossier R-3776-2011, pièce B-0074, p. 32.

[48] La Régie note que le Distributeur bénéficie, dans les faits, d'une certaine récupération des coûts de réservations de transport²¹. Néanmoins, ceci n'est possible que lorsque les quantités vendues sur les marchés sont petites. Or, dans le cas du Scénario de revente, de grandes quantités d'énergie devraient être vendues sur les marchés alors que les capacités actuelles de réservation sur les interconnexions sont limitées. Ainsi, dans ce contexte particulier, la Régie considère raisonnable l'hypothèse du Distributeur quant aux coûts de transport point à point.

[49] Par ailleurs, la Régie constate que le Distributeur maintient encore l'hypothèse d'ajustement de $-5,00$ \$/MWh apporté au prix de revente de l'énergie pour le Scénario de revente. Bien que cette hypothèse ait été acceptée par la Régie dans le passé, il s'avère que la pertinence de la conserver pour 2014 est discutable.

[50] En effet, la Régie constate, d'une part, que le Distributeur utilise, pour le calcul des coûts réels, des prix de vente au 31 décembre²², soit à un moment dans l'année où ils sont historiquement bas sur le NYISO. Pourtant, comme le Distributeur le fait dans le cadre de ses dossiers tarifaires, il serait plus pertinent d'utiliser une moyenne annuelle des prix de ventes sur les marchés, pondérée par les heures de pointe et hors pointe.

[51] D'autre part, pour les trois dernières années incluant 2013, la Régie évalue que l'écart moyen entre les prix projetés et réels de revente nette²³ a été supérieur à $5,00$ \$/MWh.

TABLEAU 5
ÉCART MOYEN ENTRE LES PRIX PROJETÉS ET RÉELS DE REVENTE NETTE²⁴

	\$/MWh
2011	10,4
2012	4,6
2013	1,7
Écart moyen	5,6

²¹ Dossier R-3814-2012, pièce B-0021, p. 18; Dossier R-3854-2013, pièce B-0020, p. 18.

²² Pièce B-0004, p. 13.

²³ Revente nette = écart entre le prix de revente et le coût de l'énergie de TCE.

²⁴ *Ibid.*, p. 5 et 6; Dossier R-3803-2012, pièce B-0005, p. 6.

[52] Puisqu'une grande quantité d'énergie serait revendue dans le cadre du Scénario de revente, un ajustement au prix de revente s'avère possiblement requis. Toutefois, la Régie considère que cet ajustement pourrait être de moindre ampleur.

[53] Pour le présent dossier, la Régie accepte de retenir l'hypothèse d'ajustement du prix de revente proposée par le Distributeur. **Cependant, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement 2014-2023, la Régie demande au Distributeur de présenter une analyse sur la pertinence et la valeur de l'hypothèse d'ajustement du prix de revente.**

[54] Enfin, le coût des achats du Scénario de revente incorpore un montant d'environ 5,00 \$/MWh relié à l'achat de droits d'émission pour l'électricité importée de l'État de New York conformément aux Règlements sur les droits d'émission.

[55] Pour l'année 2014, la Régie est d'avis que le Scénario de suspension est économiquement plus avantageux pour les clients du Distributeur que le Scénario de revente. La Régie est consciente du fait que l'évaluation de la rentabilité du Scénario de suspension par rapport au Scénario de revente est sensible aux hypothèses retenues. Néanmoins, elle estime qu'une certaine variation des hypothèses utilisées, notamment celles sur la récupération des coûts de transport et l'ajustement du prix de revente, ne pourrait pas être actuellement suffisante pour changer l'avantage économique de la suspension des activités de la Centrale pour 2014.

3.3 ALTERNATIVE À LA SUSPENSION

[56] En suivi des décisions D-2011-162²⁵ et D-2012-118²⁶, le Distributeur indique poursuivre ses démarches pouvant mener à une solution alternative à la suspension des livraisons de la Centrale qui soit plus avantageuse que celle présentée au présent dossier et en avisera la Régie au moment opportun.

²⁵ Dossier R-3748-2011.

²⁶ Dossier R-3803-2012.

[57] Considérant les coûts en jeu, la Régie réitère l'importance de trouver une alternative à la suspension annuelle des activités de production de la Centrale et **demande au Distributeur de présenter un rapport à cet égard dans le cadre du dossier du plan d'approvisionnement 2014-2023.**

3.4 CONCLUSION

[58] La Régie considère que la preuve soumise par le Distributeur au soutien de sa demande de suspension de la production d'électricité de la Centrale démontre qu'il est plus bénéfique pour les clients du Distributeur de suspendre la production de la Centrale pour l'année 2014 que de revendre cette production sur les marchés limitrophes.

[59] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

APPROUVE la prolongation de la suspension de la production d'électricité de la Centrale pour l'année 2014;

DEMANDE au Distributeur de présenter un rapport sur une solution alternative à la suspension annuelle des activités de production de la Centrale dans le cadre du dossier du plan d'approvisionnement 2014-2023;

DEMANDE au Distributeur de présenter une analyse sur la pertinence et la valeur de l'hypothèse d'ajustement du prix de revente dans le cadre du dossier du plan d'approvisionnement 2014-2023.

Louise Rozon

Régisseur

Hydro-Québec représentée par M^e Éric Fraser.