

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2009-125 MOTIFS	R-3704-2009	8 octobre 2009
----------------------	-------------	----------------

PRÉSENT :

Richard Lassonde
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intéressés dont les noms apparaissent ci-après

Motifs de décision

Demande d'approbation de l'entente relative à la suspension temporaire des activités de production d'électricité à la centrale de Bécancour intervenue entre Hydro-Québec Distribution et TransCanada Energy Ltd

Intéressés :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ);
- Énergie Brookfield Marketing inc. (EBMI);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Mouvement au Courant (MAC);
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- TransCanada Energy Ltd (TCE);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

1. DEMANDE DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL DE CERTAINS RENSEIGNEMENTS

[1] Dans sa demande, le Distributeur requiert une ordonnance de confidentialité en ces termes :

« 9. L'Entente contient des clauses de confidentialité (HQD-2, Document 1, articles 45 et suivants). De là, le Distributeur et TCE demandent à la Régie de constater et maintenir la confidentialité des renseignements décrits aux décisions D-2003-146, D-2007-127 et D-2008-106 et d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements, des informations et des documents produits à la Régie sous pli confidentiel, y incluant selon le cas les compléments d'informations à être produit par le Distributeur dans ce dossier. La divulgation de ces documents et renseignements serait en claire contravention des décisions susdites et occasionnerait les préjudices déjà mis en preuve dans les dossiers R-3515-2003, R-3649-2007 et R-3673-2008 et reconnus par ces décisions. Des copies des documents où les extraits dont le Distributeur et TCE demandent la confidentialité sont produites caviardées au soutien de la présente. »¹ [nous soulignons]

[2] Conséquemment, le Distributeur demande à la Régie de :

*« **INTERDIRE** la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements, des informations et des documents décrits au paragraphe 9 de la présente demande; »*

[3] Cette demande est appuyée par un affidavit de M. Hervé Lamarre, directeur Approvisionnement énergétique.

[4] Malgré cette demande conjointe du Distributeur et de TCE, cette dernière réclame aussi une ordonnance de confidentialité et de non-divulgation et dresse, au paragraphe 12 de la pièce C-1-1, la liste des dispositions de l'Entente contenant certains renseignements qu'elle juge confidentiels.

¹ Pièce B-1, HQD - Demande.

[5] Certains intéressés remettent en question cette façon de procéder du Distributeur, alléguant qu'elle ne permet pas une analyse détaillée et précise de la demande. L'ACEF de Québec, notamment, soutient que :

« Dans la mesure où les intervenants ne sont pas des concurrents ou des clients potentiels, le fait de leur rendre accessible l'information complète, sous la condition de la signature et du respect d'une entente de confidentialité, nommément dans les commentaires qui sont formulés, ne cause selon nous aucun préjudice à TCE pas plus qu'à HQD, mais permet d'améliorer sensiblement le processus d'audience retenu par la Régie de l'énergie. »²

[6] La Régie s'est déjà prononcée sur cette question dans ses décisions antérieures D-2007-127³ et D-2008-106⁴. Elle reconnaît que la divulgation des informations, dont la confidentialité est demandée, peut être préjudiciable aux intérêts de TCE et du Distributeur, en procurant un avantage appréciable aux concurrents de TCE et, en ce sens, nuire à sa compétitivité. Ces informations peuvent révéler la stratégie de développement de projet de cette dernière, ses stratégies d'affaires et d'exploitation, ses structures de coûts et de prix, sa capacité de substitution de production d'électricité et ses coûts de mise en veilleuse et de remise en exploitation de la centrale de Bécancour.

[7] Quant à la position adoptée par l'ACEF de Québec, à savoir de permettre l'accès aux documents et informations confidentiels aux personnes intéressées n'ayant pas de conflits d'intérêts avec TCE, à la condition de signer et de respecter une entente de confidentialité, la Régie considère que les documents et informations visés par la demande d'ordonnance de confidentialité sont suffisamment sensibles sur le plan commercial, compte tenu des enjeux stratégiques de l'entreprise, qu'il n'y a pas lieu de permettre à quiconque, autre que le personnel autorisé de la Régie, l'accès auxdits documents et informations.

² Pièce C-11-1.

³ Dossier R-3649-2007.

⁴ Dossier R-3673-2008.

2. DEMANDE D'APPROBATION DE L'ENTENTE RELATIVE À LA SUSPENSION TEMPORAIRE DES ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ À LA CENTRALE DE BÉCANCOUR

2.1 BILAN DE LA SITUATION EN 2009

[8] Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) indique que la suspension des livraisons d'énergie de la centrale de Bécancour pour l'année 2009 permet de soustraire 4,3 TWh des 9,4 TWh⁵ de surplus énergétiques prévus pour l'année en cours. Dans sa décision D-2008-114, la Régie de l'énergie (la Régie) constatait déjà que l'évolution de la demande du Distributeur était à la baisse et que ses surplus augmentaient à court terme⁶.

[9] En juillet 2008, le Distributeur estimait qu'en gardant la centrale fermée plutôt que de revendre l'énergie, il réaliserait un gain unitaire de 18,07 \$/MWh. Au 12 juin 2009, il estimait ce gain à 20,12 \$/MWh.

[10] Les coûts directs de la suspension diminuent de 10,4 M\$ par rapport à ceux prévus au dossier R-3673-2008, pour s'établir à 63,7 M\$⁷. Le Distributeur précise que ce gain de 10,4 M\$ tient compte d'une perte de 10 M\$ provenant de positions de couverture sur le prix du gaz (swap) et des variations du taux de change.

[11] Le Distributeur souligne enfin que ce gain pourrait être bonifié si l'offre des participants au marché de la zone M du New York Independent System Operator (NYISO) s'accroissait davantage en 2009, mettant ainsi une pression à la baisse sur les prix de revente.

2.2 ÉVOLUTION DE LA DEMANDE ET DES SURPLUS

[12] La révision d'avril 2009 de la prévision de la demande du Distributeur fait état de diminutions importantes des besoins en énergie, à court, moyen et long termes. Les surplus prévus en 2010 totalisent 5,4 TWh pour atteindre plus de 8 TWh en 2015.

⁵ 4,2 TWh d'énergie différée + 0,9 TWh revendu + 4,3 TWh produits par TCE = 9,4 TWh.

⁶ Décision D-2008-114, dossier R-3673-2008, page 16.

⁷ Pièce B-1, HQD-1, document 1, page 9.

[13] Pour la seule année 2010, la diminution des besoins est de 8,7 TWh par rapport à ce qui avait été prévu dans le cadre de l'État d'avancement 2008 du Plan d'approvisionnement 2008-2017 (ÉAPA 2008). Cette révision à la baisse vaut également pour la période 2009 à 2020. Le Distributeur justifie ces écarts importants par le « *contexte économique défavorable, lequel affecte particulièrement les entreprises des secteurs des pâtes et papiers et de l'aluminium* »⁸.

[14] La Régie constate que les ventes prévues pour 2010 sont inférieures au scénario faible de la prévision de la demande déposé il y a quelques mois dans le cadre de l'ÉAPA 2008⁹. L'ampleur de la révision à la baisse de la demande sur une aussi courte période est préoccupante. En effet, malgré la crise économique actuelle affectant, notamment, la consommation du secteur *Industriel Grandes entreprises*, le Distributeur convenait déjà, dans le cadre de l'étude du plan d'approvisionnement 2008-2017, que la prévision de la demande de ce secteur présentait un biais de surestimation pour les horizons de 3 à 8 ans¹⁰.

[15] Dans sa décision D-2008-133, la Régie demandait au Distributeur de poursuivre l'amélioration de son modèle de prévision de la demande¹¹. Dans le cadre du dépôt de son prochain plan d'approvisionnement, le Distributeur devrait évaluer la performance de la prévision de la demande du secteur *Industriel Grandes entreprises* sur les horizons de court, moyen et long termes, expliquer les biais, le cas échéant, et la façon d'y remédier.

[16] Le Distributeur peut différer de l'énergie en vertu de conventions avec Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur). Néanmoins, les quantités d'énergie qu'il peut différer suivant l'un ou l'autre des scénarios de suspension des livraisons de TCE ou de revente diffèrent peu. Sans la suspension des livraisons de TCE, le Distributeur différera 4,4 TWh en 2010. Dans le cas de la suspension, la quantité d'énergie à différer serait de 4,2 TWh. La Régie constate, compte tenu du niveau des surplus, que la suspension aurait peu d'impact sur la quantité à différer.

⁸ Pièce B-1, HQD-1, document 1, pages 5 et 18.

⁹ Pour en arriver à cette conclusion, la Régie convertit les besoins prévus pour 2010 dans le présent dossier en ventes, essentiellement en utilisant un taux de pertes de 7,5 %. ÉAPA 2008, page 43, tableau B.3.

¹⁰ Décision D-2008-133, dossier R-3648-2007 Phase 2, page 10.

¹¹ *Ibid.*

[17] Les conventions d'énergie différée avec le Producteur permettent au Distributeur, dans l'hypothèse où il y aurait suspension de la production de la centrale de Bécancour et augmentation imprévue de la demande énergétique ou un contexte de marché favorable, de diminuer les quantités d'énergie différée aux dates déterminées par ces conventions¹².

[18] Comme les surplus du Distributeur atteignent plusieurs térawattheures et que les quantités d'énergie qu'il prévoit différer sont très élevées, la Régie considère que les risques associés au scénario où le Distributeur prend livraison de l'énergie de TCE sont plus importants que dans le scénario de suspension.

2.3 DISPONIBILITÉ DES INTERCONNEXIONS EN 2010

[19] Sans la suspension des livraisons de TCE, le Distributeur devrait revendre une quantité d'énergie de 5,4 TWh en 2010. La suspension lui permettrait de réduire à 1,4 TWh le niveau des reventes¹³.

[20] Le Distributeur constate, à partir du site OASIS d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur), d'importantes réservations de service de transport de point à point ferme en 2010 sur les interconnexions vers les marchés de New York, de la Nouvelle-Angleterre et de l'Ontario¹⁴.

[21] En date du 28 juillet 2009, les transits fermes techniquement possibles en 2010 totalisaient 4,7 TWh, dont 3,6 TWh vers le Nouveau-Brunswick. Le Distributeur soutient toutefois que ce marché dispose d'un nombre suffisant de moyens peu coûteux pour satisfaire sa propre demande estivale et pour vendre sa production excédentaire vers les marchés qui lui sont directement accessibles. Il ajoute que l'accès au marché de la Nouvelle-Angleterre par le réseau de transport du Nouveau-Brunswick sera limité en 2010¹⁵.

¹² Dossier R-3648-2007 Phase 1, pièces B-34 et B-35.

¹³ Pièce B-1, HQD-1, document 1, pages 10 et 11.

¹⁴ Pièce B-1, HQD-1, document 1, page 11.

¹⁵ Pièce B-3, pages 10 à 12; pièce B-1, HQD-1, document 1, page 11; pièce B-6, page 4.

[22] Le Distributeur soumet que la récession engendre actuellement des surplus d'électricité, non seulement au Québec, mais partout dans le nord-est de l'Amérique, augmentant ainsi l'offre de ressources disponibles pour satisfaire les besoins de ces marchés¹⁶.

[23] Le Distributeur conclut qu'il serait risqué de compter sur l'accès potentiel aux marchés pour écouler des surplus de l'ordre de 4 à 5 TWh. Il considère toutefois qu'il sera en mesure de vendre, comme il le fait actuellement, des quantités d'énergie de l'ordre de 1,4 TWh¹⁷.

[24] Le tableau 1 présente l'historique des transits en mode livraison sur les interconnexions de 2005 à 2008 ainsi que la prévision des besoins de services de transport de point à point à long et à court termes pour 2009 et 2010.

Tableau 1
Transits sur les interconnexions et besoins de services de transport de point à point
(en GWh)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Transits en mode livraison – pertes de transport non comprises	11 172	12 346	16 845	20 555	SO	SO
Besoins de services de transport de point à point à long et à court termes – pertes de transport comprises	SO	SO	SO	SO	20 612	22 903

Sources : Dossier R-3640-2007, pièce B-1, HQT-10, document 1, page 18; dossier R-3669-2008, pièce B-21, HQT-9, document 1, page 21; pièce B-3, pages 14 et 15.

[25] La Régie considère que les transits sur les interconnexions sont un indicateur de l'achalandage et, conséquemment, de la possibilité d'écouler des surplus. L'historique présenté au tableau 1 montre une augmentation constante des transits depuis quatre ans. L'importance des transits en 2008 est notable. La prévision des besoins de services de transport indique que l'augmentation des transits risque de se poursuivre en 2009 et 2010. La Régie est cependant consciente que les capacités de transit ont augmenté avec la mise en service de la nouvelle interconnexion vers l'Ontario le 2 juillet 2009¹⁸.

¹⁶ Pièce B-6, page 5.

¹⁷ Pièce B-3, pages 12 et 13.

¹⁸ Pièce B-3, page 13.

[26] La Régie est d'avis que l'importance des réservations de service de transport de point à point ferme témoigne de la volonté de tierces parties d'exporter d'importantes quantités d'énergie. Conséquemment, la disponibilité de capacité de transport non ferme risque d'être faible. Bien que le Distributeur ait la possibilité de vendre ses surplus au point HQT (Hydro-Québec TransÉnergie) à des contreparties qui possèdent déjà une réservation de transport¹⁹, la Régie juge qu'il serait risqué de prévoir écouler des surplus de plus de 5 TWh et à des prix intéressants, dans le contexte actuel où les interconnexions sont fortement réservées et où l'offre d'énergie est abondante au Québec et dans les marchés avoisinants²⁰.

[27] Il ressort néanmoins de la situation actuelle que la marge de manœuvre du Distributeur pour écouler ses surplus est limitée. Sachant que des surplus sont prévus au moins jusqu'en 2020²¹, la Régie est d'avis que le Distributeur doit améliorer sa capacité d'écouler ses surplus. Le Distributeur doit notamment chercher à améliorer son accès aux interconnexions et sa capacité de transiger sur les marchés de court terme²².

2.4 COÛTS RELIÉS À LA SUSPENSION DE LA PRODUCTION

[28] L'arrêt de production de la centrale de Bécancour engendre des coûts directs reliés aux pertes économiques de TCE, aux engagements pris par TCE pour le transport et la distribution de gaz naturel et au remplacement de la puissance par le Distributeur. Pour l'année 2010, le Distributeur évalue ces coûts à 52,8 M\$, dont les composantes sont détaillées au tableau 2.

¹⁹ Pièce B-6, page 7.

²⁰ Pièce B-6, page 9.

²¹ Pièce B-1, HQD-1, document 1, page 18.

²² Dans la décision D-2008-133, dossier R-3648-2007 Phase 2, page 36, la Régie jugeait que « *il appartient au Distributeur de trouver les moyens de gestion optimaux pour transiger sur les marchés externes. Dans l'optique où la minimisation des coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux est un élément important de la stratégie d'approvisionnement du Distributeur, celui-ci répond de sa performance dans le cadre des dossiers tarifaires* ».

Tableau 2
Coûts de TCE dans le scénario de suspension
(en M\$)

	2008	2009	2010
	Résultat au 31 déc. 2008	Suivi au 30 avril 2009	R-3704-2009
Total des coûts directs de TCE	54,3	63,7	52,8
Pertes économiques de TCE	37,5	48,0	37,5
Engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel	14,4	14,6	14,4
Coûts de remplacement de la puissance	2,4	1,0	0,9

Source : Pièce B-1, HQD-1, document 1, pages 7, 9 et 15.

2.4.1 PERTES ÉCONOMIQUES DE TCE

[29] Les pertes économiques de TCE sont constituées du manque à gagner relié à l'arrêt de la centrale, du coût additionnel de production de vapeur pour l'alimentation du client vapeur et du coût de mise en veilleuse de la centrale. Ces pertes sont estimées à 37,5 M\$ pour l'année 2010. À partir du tableau 2, la Régie note que les pertes estimées pour 2010 sont équivalentes au montant versé à TCE pour l'année 2008 et en baisse de 10,5 M\$ par rapport au suivi de l'année 2009.

2.4.2 TARIFS DE TRANSCANADA PIPELINES LTD (TCPL) ET DE SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO (GAZ MÉTRO)

[30] Les coûts relatifs aux engagements fermes de TCE pour alimenter la centrale en gaz naturel comprennent la composante fixe des coûts de transport et de distribution de gaz naturel de TCPL et Gaz Métro. Ces coûts sont basés sur les tarifs de transport de TCPL en vigueur le 1^{er} janvier 2009 et indexés de 2 %, et sur le tarif de distribution de Gaz Métro correspondant à 80 % du volume souscrit en vigueur le 1^{er} décembre 2008 et indexé de 2 %. Le total de ces coûts est estimé par le Distributeur à 14,4 M\$ pour 2010, incluant les revenus provenant de la revente des capacités de transport²³.

²³ Pièce B-1, HQD-1, document 1, page 14.

[31] Par ailleurs, le Distributeur évalue à 1,4 M\$ l'impact de la hausse tarifaire demandée par Gaz Métro dans son dossier tarifaire 2010 (R-3690-2009). Il ne tient pas compte de cet impact sur les coûts de suspension de TCE, puisque la Régie n'a pas encore rendu de décision à cet égard. Selon le Distributeur, cette hausse n'a pas d'incidence sur l'analyse comparative des scénarios de suspension et de revente, puisque l'avantage de la suspension se chiffre à 48,7 M\$²⁴.

[32] La Régie note, à partir du tableau 2, que le coût des engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel est sensiblement le même que celui réellement versé à TCE en 2008 et à celui estimé au 30 avril 2009. Elle considère que les calculs du Distributeur sont adéquats. Quant à l'augmentation éventuelle du coût de suspension de TCE de 1,4 M\$, la Régie est d'avis que son évaluation reflète l'impact prévu de la modification du tarif D4 de Gaz Métro pour 2010.

2.4.3 COÛT DE REMPLACEMENT DE LA PUISSANCE

[33] Advenant l'arrêt de la centrale en 2010, le Distributeur prévoit avoir recours à 140 MW en engagements d'électricité interruptible, représentant le total des engagements requis en 2009-2010 afin d'équilibrer son bilan en puissance. Il estime à 0,9 M\$ le coût associé à ces engagements²⁵. La Régie est d'avis que ce coût pourrait être sous-estimé, mais que cela ne change pas la conclusion de l'analyse économique.

2.4.4 COÛTS RELIÉS À LA REMISE EN SERVICE DE LA CENTRALE

[34] Le Distributeur explique qu'une période de remise en service d'une durée de 90 jours a été définie à partir de la fin de la période de suspension parce que l'arrêt d'une centrale pendant plusieurs années peut affecter sa capacité à redémarrer de façon quasi instantanée. Au cours de cette période, les clauses de pénalité pour défaut de livraison seront suspendues et TCE sera indemnisée en cas de coûts additionnels encourus associés à d'éventuelles difficultés de remise en service²⁶.

²⁴ Pièce B-1, HQD-1, document 1, pages 14 et 15.

²⁵ Pièce B-3, pages 20 et 21; pièce B-1, HQD-1, document 1, page 15.

²⁶ Pièce B-1, HQD-1, document 1, page 12.

[35] La Régie remarque que, dans l'entente précédente avec TCE, un montant annuel fixe était alloué pour compenser les frais de mise en veilleuse de la centrale et de remise en service²⁷. Dans la présente Entente, un montant annuel fixe est toujours prévu, mais celui-ci ne compense plus que pour les frais de mise en veilleuse (article 32 de l'Entente). À cette compensation fixe, s'ajoute maintenant une compensation des coûts variables éventuellement engendrés pour TCE durant la période de remise en service de 90 jours (articles 14(b), 35 et 36 de l'Entente).

[36] La nouvelle période de remise en service a fait l'objet de commentaires de la part de certains intéressés. La Régie a transmis sous pli confidentiel au Distributeur une demande de renseignements sur cette question. Elle est satisfaite des explications du Distributeur et tient compte du fait que « *dans la mesure où la remise en service ne comporte pas de difficulté particulière, le coût de ces dispositions sera négligeable* »²⁸.

2.5 ANALYSE ÉCONOMIQUE DES OPTIONS

[37] Le Distributeur présente, à l'instar de ce qu'il a fait aux dossiers R-3649-2007 et R-3673-2008, une analyse comparative des coûts de deux scénarios : un scénario présumant de la suspension de la production de la centrale de Bécancour (le scénario de suspension) et un scénario présumant la revente de l'énergie produite à cette centrale (le scénario de revente). Les coûts ne tiennent pas compte de la prime de puissance versée à TCE, puisque celle-ci est versée dans les deux scénarios.

[38] La Régie signale que l'analyse économique présentée par le Distributeur et les conclusions de la présente section ne tiennent pas compte de certains impacts non quantifiés de l'Entente, tel que ceux reliés à la *Loi modifiant la Loi sur la qualité de l'environnement et d'autres dispositions législatives en matière de changements climatiques*²⁹ (la Loi sur les changements climatiques) et à la remise en service de la centrale de Bécancour.

²⁷ Dossier R-3649-2007, pièce B-14, page 8, article 32.

²⁸ Pièce B-1, HQD-1, document 1, page 12.

²⁹ L.Q. 2009, c. 33.

[39] Pour l'année 2010, le Distributeur évalue le coût du scénario de suspension à 51,2 M\$ et celui du scénario de revente à 99,8 M\$. Ainsi, selon les hypothèses retenues par le Distributeur, le scénario de suspension engendrerait des coûts inférieurs de 48,7 M\$ au scénario de revente³⁰.

[40] Le Distributeur présente également une analyse économique tenant compte de l'impact de l'utilisation des conventions d'énergie différée jusqu'en 2020. La comparaison montre alors un avantage de 43 M\$ (actualisés 2009) en faveur de la suspension³¹.

[41] Pour l'année 2010 et en considérant le marché de New York comme référence, la Régie note que l'analyse économique du Distributeur repose, entre autres, sur l'utilisation des hypothèses suivantes³² :

- Coût de l'énergie de TCE : 71,39 \$CA/MWh;
- « Forward » NY zone A : 54,25 \$US/MWh;
- « Basis » NY A à M : 4,87 \$US/MWh;
- Transit sur NY et courtage : 0,91 \$US/MWh;
- Ajustement au prix de revente : - 5,00 \$US/MWh;
- Service de point à point sur HQT : 8,26 \$CA/MWh;
- Taux de change : 1,10 \$CA/\$US.

[42] Le Distributeur justifie ainsi l'ajustement de -5,00 \$US/MWh apporté au prix de revente de l'énergie dans le scénario de revente :

« L'examen des basis entre les zones M et A du NYISO, pour les heures de pointe de la période comprise entre les mois d'avril et d'août 2007, illustre bien le phénomène de congestion appréhendé par les contreparties du Distributeur résultant d'une plus grande offre d'énergie conjuguée à une augmentation du nombre de participants dans le marché. L'année 2007 n'est pas unique. En effet, on observe de nouveau une diminution progressive des basis entre les zones M et A du NYISO depuis le mois de mai 2009. L'examen des réservations de transport sur le chemin HQT-MASS permet d'identifier un nombre accru de participants au marché du NYISO à partir du Québec.

³⁰ Pièce B-1, HQD-1, document 1, page 15.

³¹ Pièce B-1, HQD-1, document 1, page 16.

³² Pièce B-1, HQD-1, document 1, page 19.

À la lumière des bases de l'été 2007 et des mois de juin et juillet 2009 présentés au tableau R-2.1, l'ajustement de - 5 \$/MWh par rapport au prix de référence de la zone M est donc très conservateur. »³³

Tableau R-2.1

	Avril	mai	Juin	Juil.	Août	Sept.
"Basis" M, A (moyenne 2004-2006, 2008)	4,78	4,92	5,13	3,25	3,81	4,82
"Basis" M, A (2007)	-10,98	-9,32	-6,25	-0,21	-3,97	2,84
Ajustements	-15,76	-14,24	-11,38	-3,46	-7,78	-1,97
"Basis" M, A (2009)	3,02	1,03	-3,71	-4,43	N/A	N/A
Ajustements	-1,76	-3,89	-8,84	-7,87	N/A	N/A

« Au cours des mois de juin et de juillet 2009, les écarts de congestion ont été exacerbés par deux événements : la mise en service d'une nouvelle interconnexion entre le Québec et l'Ontario, et l'attribution de transport depuis le Labrador vers le NYISO.

Dans les deux cas, il s'agit d'ajout de sources d'énergie très compétitives à l'offre déjà existante. La réaction du marché de New York a été la même en 2009 qu'en 2007 lorsque certaines contreparties ayant acheté les surplus du Distributeur ont pris possession de l'énergie à la frontière du Québec et de l'état de New York. On peut donc conclure à une baisse importante, et durable, des prix de la zone M lorsqu'un approvisionnement massif et compétitif contribue à augmenter l'offre à ce point de livraison. »³⁴

[43] Par ailleurs, le Distributeur suppose, pour 2010, que les activités de revente de l'énergie de TCE ne permettraient pas d'accroître les revenus de service de point à point du Transporteur, contrairement aux hypothèses utilisées aux dossiers R-3649-2007 et R-3673-2008. Le Distributeur réduit donc les revenus de la revente d'un montant de 8,26 \$/MWh. Ce changement d'hypothèse est appuyé sur le fait que le Distributeur « effectuera vraisemblablement ses ventes au point HQT à des contreparties qui possèdent déjà une réservation de transport »³⁵.

[44] Dans le contexte évoqué plus haut (section 2.3) montrant la faible disponibilité des interconnexions, la Régie considère raisonnable ce changement d'hypothèse.

³³ Pièce B-3, pages 5 et 6.

³⁴ Pièce B-6, page 6.

³⁵ Pièce B-6, page 7.

[45] Quant aux crédits d'énergie renouvelables (CER), EBMI souligne que « *le Distributeur pourrait aisément offrir des blocs d'énergie en base comme ceux produits par la centrale de TCE en y combinant une portion renouvelable. Cela se ferait en y greffant, lorsque cela est possible, les CER produits par ses nombreux parcs éoliens sous contrats [sic]* »³⁶.

[46] À cela, le Distributeur réplique que ces arguments ne sont pas « *pertinents au présent dossier puisque la centrale de TCE n'est pas qualifiable à la vente de CER* »³⁷.

[47] Selon la Régie, la question des CER a une certaine pertinence pour comparer à la marge les scénarios de suspension et de revente. Cependant, dans le scénario de suspension, le Distributeur procèdera tout de même à la revente de 1,4 TWh d'énergie. Cette énergie pourrait provenir en grande partie des parcs éoliens et des centrales à la biomasse en opération en 2010 pour lesquels une accréditation sur les marchés hors Québec pourrait être obtenue. Dans ce contexte, la bonification d'éventuels CER se présenterait dans les deux scénarios et ne contribuerait pas à les différencier de façon significative.

[48] Le scénario de suspension est donc avantageux sur le strict plan de l'analyse économique présentée pour l'année 2010. Bien que l'évaluation de la rentabilité du scénario de suspension par rapport au scénario de revente soit sensible aux hypothèses utilisées, la Régie estime que la variation probable de ces hypothèses n'est pas de nature à changer l'avantage économique de la suspension pour l'année 2010.

2.6 IMPACTS DU PROJET DE LOI 42 RELATIF À LA RÉDUCTION DES GAZ À EFFET DE SERRE

[49] Le 19 juin 2009, le gouvernement du Québec a sanctionné le projet de loi numéro 42 (Loi sur les changements climatiques) portant, entre autres, sur la fixation de cibles de réduction des émissions de gaz à effet de serre et sur la mise en place d'un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission. Comme le souligne le Distributeur, la détermination de l'année de base qui servira à établir une cible de

³⁶ Pièce C-7-1, page 8.

³⁷ Pièce B-6, page 8.

réduction des émissions pour la centrale de Bécancour est cruciale et pourrait avoir des impacts financiers importants pour TCE³⁸.

[50] L'article 38 de l'Entente prévoit que TCE sera tenue indemne des répercussions monétaires pouvant découler de l'application de la Loi sur les changements climatiques, dans le contexte des suspensions successives de la production à la centrale de Bécancour. Le Distributeur explique que cet article ne modifie en rien les droits et obligations rattachés à l'article 22 du Contrat relatif à l'obtention, par TCE, de droits d'émissions atmosphériques. L'article 38 ne ferait que transférer au Distributeur les risques et les bénéfices reliés à la suspension de la production de la centrale, par rapport à une situation où la centrale fonctionnerait en base tel que prévu dans le Contrat³⁹.

[51] Quant aux impacts financiers de la Loi sur les changements climatiques, le Distributeur indique que ceux-ci se préciseront dans les années à venir. Il ajoute que cette loi sera vraisemblablement harmonisée et synchronisée, autant dans son contenu que dans son application, avec les lois et les règlements similaires qui seront mis en place par différents gouvernements nord-américains. Selon le Distributeur, le processus consultatif mis en place dans les différentes législations permet de croire que la nouvelle réglementation reconnaîtra les situations exceptionnelles similaires à la suspension de la centrale de Bécancour⁴⁰.

[52] L'ACEF de Québec, EBMI, la FCEI, le GRAME et le RNCREQ émettent des réserves sur l'ajout de l'article 38 à l'Entente et à l'impact monétaire des nouveaux engagements contractés par le Distributeur pour indemniser TCE des effets évoqués plus haut de l'application de la Loi sur les changements climatiques.

[53] La Régie prend note des commentaires des personnes intéressées. Elle considère néanmoins équitable et conforme, à première vue, aux principes de responsabilité contractuelle, que TCE soit indemnisée dans l'hypothèse où la réglementation d'application de la Loi sur les changements climatiques la pénaliserait du fait que le Distributeur ait demandé la suspension des activités de production de la centrale de Bécancour. Cela devra cependant être apprécié, en temps et lieu, à la lumière des effets concrets de la réglementation d'application de cette loi.

³⁸ Pièce B-1, HQD-1, document 1, pages 12 et 13.

³⁹ Pièce B-1, HQD-1, document 1, page 13; pièce B-3, page 18; pièce B-6, page 3.

⁴⁰ Pièce B-3, pages 17 et 18; pièce B-6, page 3.

2.7 PROLONGATION DE LA SUSPENSION

[54] L'Entente prévoit que la période de suspension peut être prolongée, année après année, sous réserve de l'approbation de la Régie. Pour se prévaloir de cette option, le Distributeur doit en informer TCE au plus tard le 2 juillet précédant l'entrée en vigueur de l'année de prolongation. Le Distributeur évalue qu'il serait en mesure de déposer son dossier à la Régie vers le début du mois de juin et qu'il serait raisonnable qu'une décision soit rendue par la Régie au cours du mois de septembre⁴¹.

[55] En conséquence, 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 renseignements présentées dans le présent dossier.

2.8 SOMMAIRE ET CONCLUSIONS

[56] Lorsque la Régie a approuvé le Contrat entre le Distributeur et TCE en 2003, ni la Régie, ni le Distributeur, ni personne d'ailleurs, ne pouvaient prévoir la crise économique dont on a encore peine à sortir. Il y avait un besoin au niveau des approvisionnements en électricité, ce besoin s'est estompé et le Distributeur a des surplus à écouler ou à gérer de la façon la plus économique possible pour les consommateurs.

[57] Le Distributeur n'est pas le seul aux prises avec les effets de la crise économique, la diminution de la demande d'électricité et des surplus à écouler sur les marchés limitrophes. C'est le cas du Producteur et d'autres entités oeuvrant dans le même domaine chez nos voisins américains et des autres provinces canadiennes.

⁴¹ Pièce B-3, page 16.

2.8.1 LES DÉCISIONS ANTÉRIEURES

[58] Dans sa décision D-2002-17⁴² relative au plan d'approvisionnement 2002-2011 du Distributeur, la Régie reconnaissait que l'accroissement de la demande en électricité justifiait le lancement d'un appel d'offres.

[59] La Régie, comme le prévoit la Loi, a surveillé l'appel d'offres et approuvé, par sa décision D-2003-159⁴³, le Contrat conclu entre le Distributeur et TCE. La Régie a approuvé ce Contrat parce qu'il contribuait au plan d'approvisionnement du Distributeur au plus bas coût.

[60] La centrale de Bécancour a opéré du 17 septembre 2006⁴⁴ au 31 décembre 2007.

2.8.2 LA CONJONCTURE ÉCONOMIQUE

[61] Depuis l'approbation du Contrat, des changements majeurs dus à la conjoncture économique ont affecté à la baisse la prévision de la demande d'électricité au Québec. Entre autres, les fermetures permanentes d'usines fortes consommatrices d'électricité affectent de façon importante et à long terme cette prévision. Le Distributeur est donc aux prises avec une problématique de surplus énergétiques, laquelle est susceptible de perdurer au cours des prochaines années⁴⁵.

[62] Depuis janvier 2008, le Distributeur encourt des coûts annuels substantiels pour suspendre la production d'électricité de la centrale de TCE. Néanmoins, la Régie a jugé qu'il était moins onéreux pour les consommateurs de payer ces coûts que d'assumer les risques de pertes associées à la revente de cette production sur les marchés limitrophes.

[63] La Régie est maintenant appelée à approuver l'Entente de suspension de la production de la centrale TCE parce que cette énergie n'est temporairement plus nécessaire aux approvisionnements du Distributeur. Comme pour l'approbation initiale du

⁴² Dossier R-3470-2001.

⁴³ Dossier R-3515-2003.

⁴⁴ État d'avancement 2006 du plan d'approvisionnement 2005-2014, page 26, tableau 3.5.

⁴⁵ Pièce B-1, HQD-1, document 1, page 18.

Contrat, la Régie doit s'assurer que l'Entente reflète le scénario économiquement le plus avantageux.

2.8.3 MARGE DE MANOEUVRE DU DISTRIBUTEUR

[64] Le fait que le Distributeur ne soit pas un participant direct sur les marchés limitrophes de court terme et que le Producteur soit particulièrement actif dans ces marchés restreint, de toute évidence, la marge de manœuvre du Distributeur au plan de la revente de ses surplus d'électricité sur les mêmes marchés. Cela peut occasionner des coûts supplémentaires d'approvisionnement en électricité au Distributeur.

[65] D'autre part et d'un point de vue socio-économique plus global, les activités non réglementées du Producteur dans les marchés limitrophes apportent, il faut le reconnaître, des avantages non négligeables à l'économie du Québec.

[66] Néanmoins, même si le Distributeur n'a pas comme mission de faire de la revente d'électricité en dehors du Québec, le fait que la situation de surplus perdure doit l'amener à revoir son rôle et ses outils à cet égard. La Régie est consciente que le Distributeur devra faire preuve de créativité pour tirer son épingle du jeu dans le contexte de marché évoqué plus haut. Vu l'ampleur des volumes qu'il a à transiger, le Distributeur devrait chercher à accroître sa participation sur les marchés de court terme, favorisant ainsi l'émergence d'un marché plus ouvert.

2.8.4 AUTRES AVENUES

[67] Le Distributeur analyse présentement deux autres options pour assurer l'équilibre de son bilan énergétique à plus long terme. Une première option consiste à revoir certaines dispositions des Conventions d'énergie différée afin de permettre, notamment, de différer des livraisons d'énergie au-delà de 2011. La seconde consiste à renégocier une nouvelle entente d'intégration éolienne visant, entre autres, à réduire les surplus en période estivale. Malgré la flexibilité accrue que procurerait la modification de ces ententes, le Distributeur anticipe que la suspension des livraisons de la centrale de TCE pourrait être requise pendant quelques années additionnelles⁴⁶.

⁴⁶ Pièce B-3, page 22.

[68] À ce stade, le Distributeur n'envisage pas le rachat définitif de son Contrat d'approvisionnement de long terme avec TCE. Il rappelle que la production de la centrale de TCE s'avérera éventuellement utile à l'alimentation de la charge locale. Il considère hasardeux de déterminer à l'avance si la reprise de la production à la centrale sera requise en 2013, en 2015 ou à toute autre période⁴⁷.

[69] La Régie considère que le rachat définitif du contrat, ou une entente de suspension de trois ans, par exemple, priverait le Distributeur de la flexibilité actuellement offerte par le redémarrage de la centrale, lorsque requis. De plus, selon le Distributeur, une entente de trois ans plutôt qu'annuelle ne réduirait pas les coûts fixes payables à TCE, ni les coûts liés à la suspension.

2.8.5 SUSPENSION POUR L'ANNÉE 2010

[70] Compte tenu de l'ensemble de la preuve, de l'analyse économique des deux scénarios de suspension et de revente et des remarques formulées plus haut, la Régie approuve l'Entente relative à la suspension des activités de production d'électricité à la centrale de Bécancour intervenue entre le Distributeur et TCE.

Richard Lasonde

Régisseur

⁴⁷ Pièce B-3, page 22; pièce B-6, page 8.

Représentants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) représentée par M^e Denis Falardeau;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par M^e Pierre Pelletier;
- Énergie Brookfield Marketing inc. (EBMI) représentée par M^e Paule Hamelin;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^e André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^e Geneviève Paquet;
- Hydro-Québec Distribution représentée par M^e Éric Fraser;
- Mouvement Au Courant (MAC) représenté par M. John Burcombe;
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Annie Gariépy;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;
- TransCanada Energy Ltd (TCE) représentée par M^e John Hurley et M^e Stéphane Miron;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Hélène Sicard;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin.