

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2014-086

R-3875-2014

27 mai 2014

PRÉSENT :

Laurent Pilotto
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Personnes intéressées dont les noms apparaissent ci-après

Décision finale et sur les frais

Demande d'approbation des amendements à l'entente de 2009 portant sur la suspension temporaire des livraisons de la centrale de TCE

Personnes intéressées :

Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO);

Association des hôteliers du Québec et de l'Association des restaurateurs du Québec (AHQ/ARQ);

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ);

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ/AQLPA);

Union des consommateurs (UC).

1. CONTEXTE

[1] Le 20 juin 2003, au terme de l'appel d'offres A/O 2002-01, Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur), conclut avec TransCanada Energy Ltd (TCE) un contrat d'approvisionnement à long terme de 507 MW (le Contrat) pour satisfaire aux besoins d'approvisionnement en électricité du Québec, tels qu'ils étaient alors évalués. Le 19 août 2003, par sa décision D-2003-159¹, la Régie de l'énergie (la Régie) approuve ce Contrat.

[2] Le Contrat porte sur l'approvisionnement en base de 507 MW d'électricité produite à partir d'une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel, située à Bécancour au Québec. D'une durée de 20 ans, le Contrat viendra à échéance en septembre 2026.

[3] La centrale de Bécancour a été en opération du 17 septembre 2006 au 31 décembre 2007. Par la suite, dans le contexte de la baisse des besoins en électricité des marchés québécois, le Distributeur a dû réviser ses moyens d'approvisionnement.

[4] Le 2 novembre 2007, le Distributeur dépose à la Régie la demande d'approbation du protocole d'entente intervenue avec TCE le 31 octobre 2007 visant la suspension temporaire des activités de production d'électricité à la centrale de Bécancour pour l'année 2008, avec une option de prolongation pour l'année 2009² (l'Entente de suspension de 2007).

[5] Le 7 décembre 2007, la Régie approuve l'Entente de suspension de 2007 et la suspension des livraisons pour l'année 2008³. Le 10 septembre 2008, la Régie approuve la prolongation de la période de suspension pour l'année 2009⁴.

[6] Constatant la persistance des surplus énergétiques, le Distributeur et TCE conviennent d'une seconde entente de suspension des livraisons en vertu de laquelle la période de suspension peut être prolongée année après année, à compter de 2010 (l'Entente de suspension de 2009).

¹ Dossier R-3515-2003.

² Dossier R-3649-2007.

³ Dossier R-3649-2007, décision D-2007-134.

⁴ Dossier R-3673-2008, décision D-2008-114.

[7] Le 29 septembre 2009, la Régie approuve l'Entente de suspension de 2009 et la suspension de la production d'électricité à la centrale de Bécancour pour l'année 2010⁵. Par la suite, le Distributeur a exercé son option de prolongation de la période de suspension pour les années 2011 à 2014 et la Régie a approuvé chacune des demandes à cet égard⁶.

[8] Le 20 décembre 2013, le Distributeur et TCE concluent une entente (l'Entente) apportant certains amendements à l'Entente de suspension de 2009.

[9] Le 5 février 2014, le Distributeur dépose à la Régie la présente demande (la Demande) en vue d'obtenir, entre autres, l'approbation des amendements contenus à l'Entente et qui portent sur la suspension temporaire des livraisons de la centrale de TCE jusqu'au 31 décembre 2017. Le Distributeur demande également l'approbation d'autres modalités prévues à l'Entente, relatives à la prolongation de cette suspension au-delà de cette date.

[10] L'article 74.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁷ (la Loi) prévoit 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 ainsi approuvé par la Régie. De plus, l'Entente prévoit que la prolongation de la suspension de la production de la centrale de TCE doit être approuvée par la Régie.

[11] Le 26 février 2014, par sa décision D-2014-029, la Régie accueille la demande du Distributeur d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion de la pièce HQD-1, document 2, ainsi que des informations caviardées de la pièce HQD-1, document 1.

[12] Par cette même décision, la Régie établit le mode d'examen de la Demande. Elle fixe le calendrier permettant aux personnes intéressées de transmettre au Distributeur des demandes de renseignements (DDR) et, par la suite, de soumettre leurs observations. Elle détermine également le cadre à l'intérieur duquel elle entend traiter d'éventuelles demandes de remboursement de frais. Enfin, la Régie demande au Distributeur de prendre les moyens nécessaires afin de convenir avec TCE du report de l'échéance d'approbation de l'Entente par la Régie du 1^{er} mai au 1^{er} juin 2014.

⁵ Dossier R-3704-2009, décision D-2009-125.

⁶ Dossier R-3734-2010, décision D-2010-109; dossier R-3765-2011, décision D-2011-110; dossier R-3803-2012, décision D-2012-118; Dossier R-3850-2013, décision D-2013-129.

⁷ RLRQ, c. R-6.01.

[13] Le 17 mars 2014, le Distributeur confirme que l'Entente a été amendée et que l'échéance est reportée au 1^{er} juin 2014.

[14] Entre le 14 et le 17 mars 2014, des DDR sont transmises au Distributeur par la Régie et des personnes intéressées. La Régie soumet au Distributeur une nouvelle DDR le 3 avril 2014.

[15] Le 28 mars ainsi que les 9 et 24 avril 2014, le Distributeur répond à ces DDR et dépose, sous pli confidentiel, les réponses aux questions ayant trait aux documents confidentiels.

[16] Le 9 avril 2014, à la suite d'une question de la Régie, le Distributeur dépose une demande amendée incluant l'approbation de la prolongation, en 2018, de la suspension de la production d'électricité de la centrale de TCE.

[17] Le 11 avril 2014, l'ACEFO, l'AHQ/ARQ, l'AQCIE/CIFQ, SÉ/AQLPA et l'UC déposent leurs observations.

[18] Le 25 avril 2014, le Distributeur dépose ses commentaires sur les observations. La Régie amorce son délibéré le même jour.

[19] La présente décision traite de la demande d'approbation de l'Entente, de la suspension temporaire des livraisons de la centrale de TCE pour les années 2015 à 2018 ainsi que du mécanisme de récupération annuelle des coûts de suspension. La présente décision dispose également des demandes de paiement de frais des personnes intéressées.

2. DEMANDE D'APPROBATION DE L'ENTENTE

Demande du Distributeur

[20] Le bilan énergétique présenté par le Distributeur dans le Plan d'approvisionnement 2014-2023⁸ indique des surplus énergétiques cumulés de près de 30 TWh, pour les

⁸ Dossier R-3864-2013.

années 2015 à 2017 seulement. Devant ce constat et l'intérêt mutuel manifesté par les deux parties au Contrat quant à la suspension des livraisons de la centrale de Bécancour pour une période prolongée, le Distributeur a convenu avec TCE de modalités permettant de réduire le coût annuel de la suspension.

[21] En vertu de l'Entente, l'article 24 de l'Entente de suspension de 2009 est modifié afin d'accroître le crédit annuel versé par TCE au Distributeur découlant de la revente de la capacité de transport de gaz naturel inutilisée ce qui, par conséquent, bonifie l'avantage économique associé à la suspension annuelle des livraisons d'électricité de la centrale de Bécancour. Ainsi, à compter du 1^{er} janvier 2014, le crédit versé par TCE au Distributeur est établi sur la base d'une formule de partage applicable durant la période de suspension jusqu'à ce que les parties soient libérées de leurs obligations respectives, en vertu du Contrat, à l'égard des capacités de transport de gaz naturel sur le réseau de TransCanada PipeLines (TCPL).

[22] Si le Distributeur désire prolonger d'un an la période de suspension initiale prévue se terminer le 31 décembre 2017, il doit donner un avis écrit à TCE au plus tard le 2 juillet 2014 et avant le 2 juillet de chaque année pour les prolongements subséquents. Comme les livraisons de la centrale ne seront pas requises en 2018⁹, le Distributeur demande à la Régie, dès à présent, d'approuver la prolongation de la suspension des livraisons d'électricité de la centrale de TCE pour l'année 2018.

[23] L'Entente prévoit par ailleurs que le Distributeur sera libéré, au plus tard le 31 décembre 2018, de l'obligation de payer pour la capacité de transport de gaz naturel contractée auprès de TCPL (Transport TCPL) nécessaire à l'alimentation de la centrale et associée à la production d'électricité. Au plus tard le 31 décembre 2018, TCE sera également libérée de l'obligation prévue au Contrat de détenir cette même capacité de transport de gaz naturel.

[24] Cette échéance du 31 décembre 2018 peut être devancée si TCE exerce, au cours de la période de suspension, l'option qui lui est dévolue à l'article 1 de la « *SCHEDULE 4* » des amendements contenus à l'Entente.

[25] Le Distributeur indique que dans l'éventualité où les livraisons de la centrale de TCE seraient suspendues au-delà de la date d'expiration du contrat de Transport TCPL, soit le 31 décembre 2018, TCE serait libérée de son obligation de prolonger ou de

⁹ Pièce B-0024, p. 7 et 8.

renouveler ce contrat de transport de gaz naturel. Dans ce cas, le Distributeur serait également libéré de son obligation de verser à TCE l'ensemble des coûts de transport de gaz naturel correspondant à cette portion inutilisée jusqu'à la fin de la période de suspension.

[26] Si le Distributeur ne prolonge pas la période de suspension, TCE, à sa seule discrétion, pourra utiliser, pour satisfaire les besoins du Distributeur, le Transport TCPL ou toute autre capacité de transport de gaz naturel. Le Distributeur n'a pas le droit de réclamer le Transport TCPL au-delà du 31 décembre 2018 ou au-delà de la date évoquée précédemment, si TCE a exercé l'option qui lui est dévolue à l'article 1 de la « *SCHEDULE 4* ». Le Distributeur devra assumer tout coût, dépense et obligation découlant des nouvelles ententes de transport contractées par TCE pour la reprise de la production d'électricité. Selon le Distributeur, le préavis de 42 mois que confère l'Entente permettra à TCE de disposer, le cas échéant, du temps nécessaire pour chercher la solution de transport de gaz naturel la plus avantageuse pour l'alimentation de la centrale. Par ailleurs, en vertu de l'Entente, il appert que TCE serait responsable en cas de retard dans la disponibilité du transport requis.

[27] Selon le Distributeur, à la lumière des résultats d'évaluation économique des suspensions annuelles de livraisons d'électricité de la centrale de TCE pour les années 2008 à 2014, l'option de suspendre les livraisons demeure le seul scénario envisageable, voire réaliste. Il se dit d'autant plus conforté dans cette position que le scénario alternatif consisterait à mettre en marché un bloc de plus de 4 TWh par année sur une plus longue période.

[28] Le Distributeur rappelle que la suspension des livraisons de la centrale de TCE s'est traduite par des gains annuels de l'ordre de 30 M\$, lesquels ont été confirmés dans le cadre des suivis déposés à la Régie.

[29] Par rapport à l'Entente de suspension de 2009, et dans la mesure où la période de suspension était prolongée jusqu'à l'échéance du Contrat, le Distributeur évalue que le gain d'établir le crédit sur la base d'une formule de partage avec TCE est de l'ordre de 120 M\$¹⁰, ou de l'ordre de 140 M\$ si TCE exerçait son option. Ces gains se traduiraient par une diminution du coût annuel de suspension de 13 M\$ à 14 M\$¹¹.

¹⁰ En dollars actualisés de 2014.

¹¹ Exprimé en annuité constante.

Observations

[30] L'ACEFO propose de rejeter l'Entente afin de négocier la fermeture immédiate de la centrale de TCE¹². Elle appuie cette recommandation sur le constat que la production d'électricité de la centrale n'est pas requise jusqu'en 2027 au moins, c'est-à-dire pour une période qui s'étend au-delà de la fin du Contrat.

[31] L'AHQ/ARQ considère que le préavis de 3 ans implique une perte de flexibilité pour le Distributeur¹³. Elle demande que soit déposée une preuve complète démontrant que la solution de suspension pour la période 2015-2018 est la plus économique, notamment en comparaison de livraisons modulables de la centrale.

[32] L'AQCIE/CIFQ considère que l'Entente semble *a priori* représenter une amélioration par rapport à celle de 2009 mais qu'il est difficile de commenter la Demande en raison du peu d'information à la disposition des personnes intéressées¹⁴. Elle doit donc s'en remettre à la Régie quant à l'évaluation du caractère raisonnable et réaliste des économies générées par l'Entente. Selon l'AQCIE/CIFQ, il apparaît un peu simpliste de ne considérer que les surplus annuels d'énergie pour faire cette évaluation car cette valeur ne fournit aucune analyse du bilan hivernal réel en énergie et en puissance. Ainsi, elle est d'avis qu'au minimum deux autres avenues auraient dû être examinées avant de pouvoir approuver cette demande : soit, d'une part, la reprise des livraisons de la centrale en hiver, en mode continu ou intermittent modulé en fonction des besoins et, d'autre part, la fermeture complète de la centrale avec partage du produit de la revente des actifs entre TCE et le Distributeur.

[33] SÉ/AQLPA est en faveur de l'Entente proposée et prolongée jusqu'au 31 décembre 2018¹⁵. Elles estiment que la prolongation de cette suspension procure plusieurs avantages dont, notamment, l'accroissement du bénéfice économique associé aux coûts évités de réservation de capacité de transport de gaz naturel.

¹² Pièce C-ACEFO-0005.

¹³ Pièce C-AHQ-ARQ-0004.

¹⁴ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0003.

¹⁵ Pièce C-SÉ-AQLPA-0003.

[34] L'UC recommande à la Régie d'autoriser les amendements proposés à condition que la durée du préavis de trois ans soit réduite de moitié¹⁶. L'UC est d'avis qu'un tel préavis rendrait difficile l'examen et l'appréciation des scénarios de revente et de suspension.

[35] Le Distributeur rappelle que les amendements proposés sont le fruit de négociations avec TCE et qu'ils ont été convenus dans le but de réduire le coût annuel de suspension des livraisons de la centrale¹⁷. L'option de suspendre les livraisons en base de la centrale demeure le seul scénario envisageable, compte tenu des surplus de 30 TWh prévus d'ici la fin 2017 et de l'avantage économique de 13 à 14 M\$ par année découlant de la suspension, selon l'Entente proposée.

[36] Par ailleurs, le Distributeur souligne que les amendements contenus à l'Entente ne remettent pas en question la possibilité de redémarrer la centrale en période d'hiver. Le cas échéant, le Distributeur poursuivra des discussions avec TCE afin de convenir de modalités permettant de rendre modulables les livraisons de la centrale. Enfin, de l'avis du Distributeur, le préavis de trois ans n'entraîne aucun coût additionnel, mais il permettra, au contraire, de garantir la mise en place à moindre coût des capacités de transport requises afin que TCE puisse, le cas échéant, exploiter la centrale en conformité avec le Contrat au terme de la période de suspension.

Opinion de la Régie

[37] La Régie tient compte de la probabilité élevée que le Distributeur ait à faire face à des surplus d'électricité jusqu'au terme prévu au Contrat. Dans ce contexte, la Régie est d'avis que les conditions de suspension de livraison d'électricité de la centrale établies par l'Entente sont plus avantageuses que celles actuellement en vigueur. La Régie approuve donc l'Entente intervenue le 20 décembre 2013 entre le Distributeur et TCE ainsi que la prolongation de la suspension de la production d'électricité de la centrale de TCE pour l'année 2018.

¹⁶ Pièce C-UC-0003.

¹⁷ Pièce B-0026.

[38] La Régie a examiné l'analyse financière remise sous pli confidentiel par le Distributeur et a pu en valider les conclusions. De plus, elle a considéré différents scénarios de non-réalisation de certains flux monétaires découlant de l'Entente, et même dans de tels cas, les modalités de l'Entente se révèlent plus avantageuses que la situation actuelle.

[39] La Régie a reconnu à maintes reprises, au cours des dernières années, l'avantage économique que procure la suspension annuelle des livraisons de la centrale de TCE en regard de scénarios alternatifs¹⁸. L'ampleur des surplus cumulatifs de près de 40 TWh¹⁹ prévus pour les années 2015 à 2018 et la réduction du coût de la suspension découlant de l'Entente convainquent la Régie que la suspension des livraisons constitue la meilleure solution d'ici le 31 décembre 2018.

[40] La Régie constate que le préavis additionnel de trois ans qu'impose l'Entente offre moins de flexibilité au Distributeur en matière de choix d'approvisionnement. Cependant, ce délai apparaît conforme aux pratiques actuelles du marché du transport de gaz naturel et la Régie juge qu'il ne serait pas réaliste de croire que le Distributeur aurait pu, sur la base de délais plus courts, conclure une entente avec TCE offrant les mêmes avantages économiques.

[41] Plusieurs observations portent sur la possibilité d'utiliser la centrale TCE pour des livraisons modulables ou comme centrale de pointe, plutôt que comme centrale de base ou encore sur une fermeture définitive de la centrale TCE. La Régie estime que ces éventualités constituent des scénarios fort complexes sur lesquels elle n'est pas invitée à se prononcer dans le cadre du présent dossier. Toutefois, elle note que l'Entente n'empêche pas le Distributeur de réévaluer ses différentes options d'approvisionnement à chaque fois qu'il devra décider s'il y a lieu de prolonger ou non la période de suspension. Par ailleurs, la Régie considère que rien dans la preuve ne laisse entrevoir que l'Entente pourrait constituer un frein à d'éventuelles discussions entre le Distributeur et TCE sur la réalisation de ces scénarios alternatifs. Ainsi, aux yeux de la Régie, l'approbation de l'Entente ne ferme la porte à aucune possibilité en regard de ces scénarios.

¹⁸ Dossier R-3704-2009, décision D-2009-125; Dossier R-3734-2010, décision D-2010-109. Dossier R-3765-2011, décision D-2011-110; Dossier R3803-2012, décision D-2012-118; et Dossier R-3850-2013, décision D-2013-129.

¹⁹ Dossier R-3864-2013, pièce B-0005, p. 27, tableau 4.2.

3. DEMANDE D'APPROBATION DU MÉCANISME DE RÉCUPÉRATION ANNUELLE DES COÛTS DE SUSPENSION

Demande du Distributeur

[42] En vertu de l'Entente, les livraisons de la centrale de TCE seront suspendues jusqu'au 31 décembre 2017. Considérant l'application de la norme IAS 39 « Instruments financiers », le Distributeur demande à la Régie d'approuver, aux fins de fixation des tarifs, la pratique de récupération sur une base annuelle des coûts associés à la suspension de la production d'électricité de la centrale de TCE. Pour ce faire, il demande la création d'un compte d'écarts et l'approbation de ses modalités de disposition afin de permettre le maintien du traitement réglementaire actuel des coûts de suspension, malgré l'application des IFRS²⁰.

[43] Le Distributeur précise que, si la Régie approuve l'Entente, en vertu de la norme IAS 39²¹, un passif financier devra être comptabilisé aux états financiers à vocation générale d'Hydro-Québec. Ce passif correspondra à l'estimation des coûts prévus actualisés à verser à TCE pendant la période de suspension. La contrepartie de ce passif devra être comptabilisée à titre d'achats d'électricité et de combustible à l'état des résultats d'Hydro-Québec. Ainsi, sans la présente demande de création d'un compte d'écarts, ce montant, entièrement constaté aux achats d'électricité, servirait à établir le compte de *pass-on*.

[44] Le Distributeur souhaite éviter l'impact tarifaire important qu'entraîneraient la comptabilisation d'un tel passif et de sa contrepartie. Ainsi, le Distributeur demande à la Régie d'approuver la pratique de récupération sur une base annuelle des coûts associés à la suspension de la production d'électricité de la centrale de Bécancour, et ce, conformément aux factures émises mensuellement par TCE.

[45] Pour ce faire, le Distributeur demande à la Régie la création d'un compte d'écarts, hors base, afin d'y porter le montant comptabilisé à titre de passif en vertu de la norme IAS 39, y compris l'actualisation et les variations subséquentes de celui-ci. Les variations du compte d'écarts associées à la désactualisation du passif seraient présentées en diminution des charges financières, neutralisant ainsi l'effet de la désactualisation du passif aux fins réglementaires.

²⁰ Pièce B-0023, p. 4 et 5, par. 24 à 29.

²¹ Pièce B-0014, p. 5 à 8.

[46] En réponse à une DDR, le Distributeur confirme que l'estimation des coûts prévus actualisés à verser à TCE pendant la période de suspension, constatée dans le compte d'écarts, tient compte des crédits versés par TCE au Distributeur sur la base de la formule de partage établie dans l'Entente²².

[47] Le Distributeur indique que l'amortissement du compte d'écarts serait présenté dans les coûts d'approvisionnement et se ferait mensuellement à la réception des factures réelles de TCE. Selon le Distributeur, cette proposition est conforme au traitement actuel qui permet de lui assurer la comptabilisation des coûts d'approvisionnement de TCE en fonction des factures reçues. De plus, il souligne que tout écart entre les coûts réels et les coûts d'approvisionnement autorisés par la Régie continuerait d'être comptabilisé au compte de *pass-on*.

[48] En réponse à une DDR, le Distributeur précise que cette pratique réglementaire n'entraîne pas la comptabilisation d'intérêts, hormis, le cas échéant, ceux associés au compte de *pass-on*²³.

[49] Le Distributeur fournit sous pli confidentiel une évaluation préliminaire du montant constaté initialement dans le compte d'écarts et son évolution jusqu'au 31 décembre 2014²⁴. Il souligne que l'évaluation finale nécessite une analyse détaillée qu'il n'a pu compléter dans les délais impartis²⁵.

Opinion de la Régie

[50] Au paragraphe 24 de sa requête, le Distributeur indique qu'il demande à la Régie :

« [...] d'approuver, aux fins de fixation des tarifs, la pratique de récupération sur une base annuelle des coûts associés à la suspension de la production d'électricité de la centrale de Bécancour. Pour ce faire, il demande la création d'un compte d'écarts et l'approbation de ses modalités de disposition, le tout afin de maintenir le traitement réglementaire actuel des coûts de suspension malgré l'application des IFRS ». [nous soulignons]

²² Pièce B-0024, p. 5.

²³ Pièce B-0017, p. 7.

²⁴ Pièce B-0025, p. 7.

²⁵ Pièce B-0025, p. 4.

[51] La Régie note que la demande du Distributeur de créer un compte d'écart, et de traiter de ses modalités de disposition dès maintenant, a pour objectif le maintien du traitement règlementaire actuel des coûts de suspension dans un contexte nouveau et particulier. Ce contexte découle de l'application de la norme IAS 39 combinée à une période de suspension de plus d'un an, contrairement aux dossiers de suspension antérieurs²⁶. Par ailleurs, la Régie constate que ces derniers avaient été déposés et examinés, entre autres, en vertu de l'article 31(5°) de la Loi qui prévoit que :

« 31. La Régie a compétence exclusive pour:

[...]

5° décider de toute autre demande soumise en vertu de la présente loi ».

[52] C'est également en vertu de cet article que la Régie a examiné cette question dans le présent dossier. Elle en conclut que la pratique proposée de récupération sur une base annuelle des coûts associés à la suspension de la production d'électricité de la centrale de TCE se traduit par une meilleure équité intergénérationnelle.

[53] La Régie autorise donc la création d'un compte d'écart et ses modalités de disposition, afin d'y porter le montant comptabilisé à titre de passif lié à l'application de la norme IAS 39 aux amendements à l'Entente de suspension de 2009, y compris l'actualisation et les variations subséquentes de celui-ci.

[54] La Régie demande au Distributeur de fournir l'évaluation finale du montant constaté initialement dans le compte d'écart ainsi que le suivi de l'évolution du compte d'écart, sous pli confidentiel si nécessaire, à compter du prochain dossier tarifaire et des rapports annuels 2014 et suivants²⁷.

4. FRAIS DE PARTICIPATION

[55] Comme mentionné dans la décision D-2014-029, la Régie considère que les frais engagés par les personnes intéressées pour l'étude de ce dossier ne peuvent excéder 5 000 \$, taxes en sus.

²⁶ Entre autres, les dossiers R-3734-2010, R-3765-2011 et R-3803-2012.

²⁷ Pièce B-0024, p. 6.

[56] En vertu de l'article 36 de la Loi, la Régie peut ordonner au Distributeur de payer des frais aux personnes dont elle juge la participation utile à ses délibérations.

[57] L'article 35 du *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*²⁸ prévoit qu'un participant, autre que le Transporteur ou un distributeur, peut réclamer de tels frais de participation.

[58] Les demandes de paiement de frais sont encadrées par le *Guide de paiement des frais des intervenants 2012*²⁹. Ce guide ne limite cependant pas le pouvoir discrétionnaire de la Régie de juger du caractère nécessaire et raisonnable des frais encourus et de l'utilité de la participation des personnes intéressées à ses délibérations.

[59] Les 22 avril, 6 et 7 mai 2014, l'AHQ/ARQ, l'AQCIE/CIFQ, l'ACEFO et l'UC déposent leur demande de remboursement de frais.

[60] Le 20 mai 2014, SÉ/AQLPA informe la Régie qu'il ne loge aucune demande de frais au présent dossier.

[61] Le 21 mai 2014, le Distributeur avise la Régie qu'il n'a aucun commentaire à formuler sur les demandes de remboursement de frais.

[62] La Régie juge que les observations soumises par l'AQCIE/CIFQ et par l'UC ont été utiles à l'examen du dossier et considère comme raisonnables les montants que ces personnes intéressées réclament.

[63] De même, les observations transmises par l'AHQ/ARQ et par l'ACEFO ont été utiles à la Régie mais la teneur des analyses qui les sous-tendent ne justifie pas, selon la Régie, l'ampleur des montants réclamés. La Régie octroie donc à ces personnes un montant de 2 000 \$ plus les taxes applicables, le cas échéant.

²⁸ (2006) 138 G.O. II, 2279.

²⁹ Sur le site internet de la Régie, à http://www.regie-energie.qc.ca/regie/FraisInterv/Regie_Guide_06juillet2012.pdf.

Tableau 1
Frais réclamés et frais octroyés
(taxes incluses lorsqu'applicables)

	Frais réclamés	Frais octroyés
ACEFO	5 635,25 \$	2 300,00 \$
AHQ/ARQ	5 039,28 \$	2 000,00 \$
AQCIE/CIFQ	2 039,40 \$	2 039,40 \$
UC	2 155,28 \$	2 155,28 \$
Total	14 869,21 \$	8 494,68 \$

[64] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

APPROUVE l'entente intervenue le 20 décembre 2013 entre le Distributeur et TCE portant sur certains amendements à l'Entente de suspension de 2009 et déposée au présent dossier comme pièce HQD-1, document 1;

APPROUVE la prolongation de la suspension de la production d'électricité de la centrale de TCE pour l'année 2018;

APPROUVE la pratique de récupération des coûts associés à la suspension de la production d'électricité de la centrale de TCE sur une base annuelle;

AUTORISE la création d'un compte d'écarts, dont les modalités sont décrites à la section 3 de la présente décision, afin d'y porter le montant comptabilisé à titre de passif lié à l'application de la norme IAS 39 aux amendements à l'Entente de suspension de 2009, y compris l'actualisation et les variations subséquentes de celui-ci;

OCTROIE à l'ACEFO, à l'AHQ/ARQ à l'AQCIE/CIFQ et à l'UC les frais indiqués à la section 4 de la présente décision;

ORDONNE au Distributeur de payer aux personnes intéressées mentionnées ci-haut, les montants octroyés par la présente décision, dans un délai de 30 jours.

Laurent Pilotto

Régisseur

Représentants :

Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO) représentée par Me Stéphanie Lussier;

Association des hôteliers du Québec et de l'Association des restaurateurs du Québec représentée (AHQ/ARQ) par Me Steve Cadrin;

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par Me Olivier Charest;

Hydro-Québec représentée par Me Éric Fraser;

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ/AQLPA) représenté par Me Dominique Neuman;

Union des consommateurs (UC) représentée par Me Hélène Sicard.