

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2010-099

R-3726-2010

23 juillet 2010

PRÉSENT :

Gilles Boulianne
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision

Demande d'approbation des amendements aux conventions d'énergie différée

Intervenants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- Énergie Brookfield Marketing Inc. (EBMI);
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Union des consommateurs (UC).

1. INTRODUCTION

[1] Le 17 mars 2010, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose une demande en vertu de l'article 74.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi) afin d'obtenir l'approbation de la Régie de l'énergie (la Régie) d'amendements apportés aux conventions d'énergie différée relatives aux contrats d'approvisionnement en électricité en base et cyclable conclus avec Hydro-Québec dans ses activités de production (le Producteur).

[2] Le 31 mars 2010, la Régie émet un avis aux personnes intéressées sur son site internet indiquant qu'elle prévoit traiter cette demande sur dossier.

[3] Le 12 mai 2010, dans sa décision D-2010-055, la Régie accorde le statut d'intervenant à l'ACEF de Québec, à EBMI, au RNCREQ et à l'UC et accorde le statut d'expert-conseil à messieurs Raphals et Co Pham.

[4] Le 27 mai 2010, des demandes de renseignements sont transmises au Distributeur, demandes auxquelles il répond le 10 juin 2010.

[5] Le 6 juillet 2010, les intervenants déposent leurs mémoires et observations.

[6] Le 14 juillet 2010, le Distributeur dépose ses observations finales.

[7] La Régie a pris connaissance de la preuve du Distributeur, des réponses à ses demandes de renseignements, des mémoires et observations des intervenants et des observations finales du Distributeur. Le dossier a été pris en délibéré le 14 juillet 2010 après réception des observations du Distributeur.

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

2. LA DEMANDE

[8] Par sa décision D-2008-076², la Régie approuvait deux conventions modifiant les contrats d'approvisionnement en électricité en base et cyclable intervenus entre le Distributeur et le Producteur et approuvés par sa décision D-2003-159³, à la suite de l'appel d'offres A/O 2002-01.

[9] Ces conventions d'énergie différée devaient procurer au Distributeur une flexibilité de gestion de ses approvisionnements en prévision des surplus énergétiques estimés à 9 TWh pour la période 2008-2011 et des besoins additionnels à combler prévus de 13 TWh pour la période 2012-2017, de façon à minimiser les coûts des approvisionnements pour la clientèle québécoise.

[10] La situation du Distributeur a évolué depuis et ses besoins en énergie ont été réduits de 18,5 TWh pour la période 2008-2011 et de 34,4 TWh pour la période 2012-2017 avec, en plus, un profil modifié montrant des besoins en énergie et en puissance plus accentués en hiver.

[11] Face à cette situation, le Distributeur a conclu une entente avec le Producteur afin de modifier les conventions d'énergie différée pour permettre un meilleur appariement entre ses besoins et les moyens pour les satisfaire.

[12] Ces amendements visent notamment à étendre la durée des conventions jusqu'à la fin des contrats en 2027, à autoriser les retours d'énergie sur toute la durée des conventions, à moduler des retours d'énergie mensuellement et à permettre un taux de livraison pouvant atteindre 1 400 MW.

[13] Le Distributeur soumet que la flexibilité accrue des conventions amendées lui permettra de réduire considérablement le coût de ses approvisionnements. Selon son analyse, ces amendements lui permettront de réaliser un gain annuel moyen de 60 M\$ pour la période 2012-2020 et de près de 220 M\$ en moyenne pour les années 2021 à 2024, pour une valeur actualisée en 2010 de 812 M\$.

² Dossier R-3648-2007.

³ Dossier R-3515-2003.

[14] La Régie examine les amendements proposés afin d'en évaluer les avantages pour le Distributeur et sa clientèle par rapport aux conventions actuelles.

3. LES AMENDEMENTS

LA DURÉE DES CONVENTIONS ET LES PÉRIODES DE REPORT ET DE RETOUR D'ÉNERGIE

[15] La durée des conventions amendées s'étendra jusqu'à la fin des contrats d'approvisionnement en électricité en base et cyclable conclus avec le Producteur, soit jusqu'au 28 février 2027. Elles procureront ainsi un délai additionnel de plus de six années par rapport aux conventions actuelles qui se terminent le 31 décembre 2020.

[16] Les reports d'énergie peuvent désormais s'effectuer sur toute la durée des conventions plutôt qu'uniquement durant les années 2008 à 2011 inclusivement, comme le prévoient les conventions actuelles.

[17] Les conventions amendées permettront des rappels d'énergie dès 2010, alors que les conventions actuelles n'offrent pas la possibilité de rappeler de l'énergie avant l'année 2012. De plus, avec les amendements proposés, le Distributeur pourra rappeler l'énergie en fonction de trois périodes dans l'année plutôt qu'une seule, moduler les rappels d'énergie en appliquant des taux de livraison distincts à chacun des mois de l'année et disposer d'une garantie de puissance additionnelle au cours des mois d'hiver.

[18] Les conventions amendées contiennent des modifications mineures aux périodes de report et de retour d'énergie ainsi qu'aux dates de préavis. Lors du préavis de retour d'énergie pour la période d'hiver, les conventions amendées engagent le Distributeur à donner au Producteur une indication préliminaire des taux de livraisons majorés qu'il prévoit effectuer lors des périodes d'été et d'automne qui suivront.

[19] Le Distributeur précise que cette indication ne vise qu'à permettre au Producteur de mieux planifier ses engagements pour les périodes d'été et d'automne. Cette indication n'est que préliminaire et ne comporte aucun engagement ni du Distributeur ni du Producteur⁴.

[20] Selon le Distributeur, les différentes modifications apportées aux conventions lui fournissent une flexibilité additionnelle nécessaire pour ajuster ses approvisionnements à ses besoins, en limitant le recours aux achats et reventes d'énergie sur les marchés de court terme. En outre, l'extension de la durée des conventions permet au Distributeur de mieux faire face à des scénarios de besoins plus faibles que le scénario moyen.

[21] De plus, puisque ses besoins sont beaucoup plus importants en période d'hiver, le Distributeur a intérêt à reporter des surplus qui surviennent en période d'été et, en contrepartie, à acquérir davantage de moyens en période d'hiver. Les conventions amendées offrent cette possibilité au cours d'une même année. Il en découle un meilleur appariement des moyens disponibles avec le profil de la charge.

[22] Le RNCREQ considère que les amendements aux conventions donnent une plus grande flexibilité au Distributeur pour la gestion de ses approvisionnements en permettant une utilisation plus optimale des ressources dont il dispose.

[23] UC note que l'extension des conventions jusqu'en 2027 permet par ailleurs au Distributeur d'atténuer sur une plus longue période les impacts de ses surplus d'approvisionnement importants.

[24] Aucun des intervenants ne remet en question les modifications apportées à la durée de la convention, aux périodes de report et de retour ainsi qu'aux préavis de retour d'énergie.

[25] La Régie est d'avis que l'augmentation de la durée des conventions, le rappel d'énergie en fonction de trois périodes durant l'année plutôt qu'une seule et la modulation des rappels d'énergie en fonction de taux de livraisons distincts à chacun des mois de l'année offrent une flexibilité et des avantages au Distributeur que les conventions actuelles ne peuvent procurer.

⁴ Pièce B-3, HQD-2, document 2, page 17.

TAUX DE LIVRAISON DES RETOURS D'ÉNERGIE

[26] Les conventions actuelles imposent certaines limites quant au taux de livraison maximum applicable lors des retours d'énergie. Actuellement, les taux de livraison majorés indiqués dans le préavis de retour d'énergie ne peuvent en aucun cas excéder 1 000 MW, soit 400 MW au-delà de la puissance contractuelle de 600 MW associée aux contrats originaux en base et cyclable⁵. Il est à noter qu'en vertu de l'article 2.2.6 des conventions actuelles, le Distributeur peut faire une demande par écrit au Producteur afin d'obtenir un taux de livraison majoré supérieur à 1 000 MW. Le Producteur peut alors accepter ou refuser en totalité ou en partie la demande.

[27] Les conventions amendées permettent au Distributeur de transmettre un préavis de retour d'énergie prévoyant un taux de livraison majoré (base et cyclable) supérieur à 1 000 MW, sans cependant excéder 1 400 MW. Le Producteur pourra, à sa seule discrétion, accepter ou refuser, en totalité ou en partie, les taux de livraison majorés en excédant des 1 000 MW (base et cyclable) et ce, en avisant le Distributeur de sa décision au plus tard 30 jours suivant la réception du préavis de retour d'énergie.

[28] Pour la période de juin à septembre uniquement, le Producteur dispose dorénavant d'un droit de refus sur les retours d'énergie au-delà de la puissance contractuelle, pourvu que ce droit de refus ne compromette pas la capacité du Distributeur de ramener à zéro le compte d'énergie différée. À cette fin, il a été convenu qu'à compter de l'année contractuelle 2024, le Distributeur pourra exiger des livraisons mensuelles pouvant atteindre 1 000 MW lorsqu'un taux de livraison moindre ne suffit pas à ramener le solde du compte d'énergie à zéro à l'expiration des contrats.

[29] En réponse au RNCREQ qui interrogeait le Distributeur sur les moyens dont il dispose pour satisfaire ses besoins⁶, compte tenu du droit de refus du Producteur que lui confèrent les conventions amendées, le Distributeur répond :

« [...] Ainsi, le Distributeur, sans être totalement assuré de la disponibilité de la seconde tranche de 400 MW, pourra, en cas de non-disponibilité, trouver des alternatives. D'ailleurs, dans son prochain plan d'approvisionnement, le

⁵ Conventions actuelles, art. 2.2.4.

⁶ Pièce B-3, HQD-2, document 4, page 13.

Distributeur présentera sa stratégie d'approvisionnement en puissance à long terme, qui tiendra compte de cet élément d'incertitude⁷. »

[30] Afin de réduire cette incertitude, le RNCREQ propose de réduire de 30 jours à 21 jours le temps de réponse dont dispose le Producteur pour aviser le Distributeur de sa décision. L'ACEF de Québec estime également que les dates limites de préavis sont trop rapprochées du début des périodes, ce qui peut nuire à la gestion optimale des approvisionnements et à la capacité du Distributeur de répondre en temps opportun à ses besoins.

[31] La Régie retient que dans son prochain plan d'approvisionnement, le Distributeur présentera une stratégie d'approvisionnement à long terme proposant des alternatives pour assurer la disponibilité d'énergie et de puissance additionnelles durant l'une ou l'autre des périodes.

PUISSANCE D'HIVER ASSOCIÉE À L'ÉNERGIE RETOURNÉE

[32] Les conventions actuelles ne comportent aucune garantie de puissance associée aux retours d'énergie. Toutefois, le Distributeur propose d'amender ces conventions afin que tous les retours d'énergie au cours de la période d'hiver (décembre à mars) soient assortis d'une garantie de puissance. Cette garantie comporterait des quantités de puissance variant entre 400 et 800 MW, en fonction des besoins du Distributeur et des retours d'énergie acceptés par le Producteur.

[33] En contrepartie de ce service additionnel, les quantités de puissance complémentaire d'hiver seraient rémunérées selon le prix mensuel de la puissance UCAP (*Unforced Capacity*) du marché de New York (NYISO). Ce prix devra néanmoins être supérieur ou égal à 2,0 \$US/kW-mois.

[34] Pour justifier ces modifications aux conventions actuelles, le Distributeur indique que ses besoins sont plus importants en période d'hiver, notamment en ce qui a trait à la puissance. Il y a donc lieu, selon lui, d'acquiescer davantage de moyens en période hivernale afin de mieux répondre à ses besoins sur cette période.

⁷ Pièce B-3, HQD-2, document 5, page 20.

[35] Quant au prix de cette puissance additionnelle, le Distributeur indique qu'il reflète la valeur d'opportunité du service obtenu du Producteur, qui doit réserver les installations de production requises pour répondre aux besoins du Distributeur. Il souligne que la garantie de puissance complémentaire pour la période d'hiver représente un service qui n'a pas d'équivalent sur le marché et qu'une rémunération juste et raisonnable devait donc être convenue.

[36] Pour le Distributeur, ces amendements permettront un meilleur appariement entre les besoins et les approvisionnements pour les satisfaire.

[37] L'ACEF de Québec est d'avis que la puissance additionnelle que peut obtenir le Distributeur du Producteur en hiver est tarifée en double, puisqu'une prime de puissance, ayant pour but de compenser le Producteur pour la puissance associée aux contrats de base et cyclable, est déjà incluse au prix de l'énergie retournée. Elle juge donc que cette double tarification n'est qu'un moyen détourné employé par le Producteur pour accroître ses revenus sur les retours d'énergie livrée au Distributeur, et ce, au détriment de la clientèle de ce dernier.

[38] L'ACEF de Québec ajoute que la garantie de puissance additionnelle associée aux retours d'énergie en période d'hiver devrait comporter des pénalités ou compensations payables par le Producteur au Distributeur en cas de non-respect du taux de livraison majoré.

[39] EBMI considère que la puissance additionnelle associée aux retours d'énergie qu'obtient le Distributeur en période d'hiver constitue un nouvel outil d'approvisionnement, satisfaisant les besoins excédant l'électricité patrimoniale, qui aurait dû faire l'objet d'un appel d'offres. Selon l'intervenante, cette procédure serait équitable et transparente envers les autres fournisseurs et serait conforme aux articles 74.1 et 74.2 de la Loi.

[40] EBMI estime également que l'établissement d'un prix plancher de 2,0 \$US/kW-mois pour la puissance additionnelle fournie en période d'hiver se fait au détriment de la clientèle du Distributeur, puisque le prix moyen de la puissance en période hivernale sur le marché « *UCAP NY Rest of State* » a été de 1,8 \$US/KW-mois entre 2000 et 2010⁸.

⁸ Pièce C-2-3, page 9.

[41] Le RNCREQ évalue, de manière similaire à l'ACEF de Québec, que la puissance additionnelle découlant de l'augmentation du taux de livraison horaire pendant la période d'hiver est déjà rémunérée à même le prix de l'énergie additionnelle, puisque celui-ci inclut une composante puissance. Il demande donc à ce que le paragraphe (iv) de l'article 2.2.11 des conventions amendées soit retiré afin qu'il n'y ait pas double comptage.

[42] L'UC recommande pour sa part que le Distributeur obtienne compensation en cas d'incapacité ou de refus du Producteur de lui fournir de la puissance additionnelle en période d'hiver.

[43] L'analyse des prévisions des besoins en énergie et en puissance sur la période 2010-2027 amène la Régie à constater que le Distributeur doit optimiser l'acquisition et la gestion de ses approvisionnements durant l'hiver afin de mieux apparier les besoins et les moyens. À cet égard, le profil de la charge des clients du Distributeur en période d'hiver nécessite des moyens spécifiques. Le bilan en puissance pour l'hiver 2011-2012 indique que le Distributeur devra obtenir 400 MW de plus qu'au bilan 2010-2011 pour répondre à la demande, alors que le bilan 2015-2016 présente des besoins supplémentaires d'environ 1 500 MW par rapport au bilan de la prochaine période hivernale⁹.

[44] Les amendements aux conventions permettront au Distributeur de satisfaire, pour les mois de décembre à mars, des besoins supplémentaires en puissance allant de 400 MW à 800 MW de plus que les 600 MW associés aux contrats originaux en base et cyclable. Sans ces amendements, le Distributeur devrait se procurer ces quantités additionnelles de puissance de type UCAP sur les marchés externes. Toutefois, selon le Distributeur, les achats de puissance UCAP sur les marchés externes n'offrent pas le même niveau de fiabilité opérationnelle que la puissance rattachée aux retours d'énergie additionnelle en période d'hiver tels que prévus aux conventions amendées puisqu'ils comportent des délais d'appel¹⁰. Ces délais augmentent le risque d'inadéquation entre les besoins de puissance en temps réel et les outils d'approvisionnements dont dispose le Distributeur.

⁹ Pièce B-3, HQD-2, document 1, page 15.

¹⁰ Pièce B-3, HQD-2, document 1, page 11.

[45] Bien que les amendements aux conventions obligent le Distributeur à se procurer de la puissance additionnelle associée à l'augmentation du taux de livraison horaire pendant la période d'hiver, ces modifications offrent davantage de flexibilité que les conditions relatives à l'achat de puissance UCAP sur les marchés externes, puisque le Distributeur n'a aucune obligation par rapport aux retours d'énergie additionnelle en période d'hiver. De plus, il peut confirmer au Producteur la quantité d'énergie (et donc la puissance qui lui est associée) deux mois et demi avant le début de l'hiver.

[46] Compte tenu des besoins spécifiques et croissants du Distributeur en période hivernale, les amendements proposés aux conventions actuelles sont bénéfiques pour le Distributeur en ce qui a trait à la puissance additionnelle associée aux retours d'énergie supplémentaire. En effet, cette puissance est garantie, avantageuse au plan opérationnel, car obtenue dans la zone de réglage, et offre davantage de flexibilité que les conditions d'achat de puissance UCAP sur les marchés externes, le tout à un coût raisonnable.

[47] La Régie partage l'avis du Distributeur à l'effet qu'il n'est pas justifié d'imposer des pénalités ou des compensations au Producteur en cas de non-livraison d'énergie, puisque la puissance additionnelle en période d'hiver est garantie, tel que le stipule l'article 2.2.10 des conventions amendées. Dans ce cas, le Producteur a l'obligation de réserver toutes les installations de production requises pour répondre aux besoins du Distributeur, du moins 400 MW supplémentaires sur une possibilité de 800 MW.

[48] La Régie juge que la puissance additionnelle découlant de l'augmentation du taux de livraison horaire pendant la période d'hiver n'est pas doublement rémunérée comme le prétendent l'ACEF de Québec et le RNCREQ, puisqu'il s'agit d'un produit supplémentaire associé à une période spécifique qui n'est pas inclus aux calculs des articles 2.2.11 (i), 2.2.11 (ii) et 2.2.11 (iii).

[49] La Régie rappelle que les contrats de base et cyclable prévoient la fourniture d'énergie et de puissance pour 600 MW. Selon ces contrats, tout retour d'énergie au-delà de 600 MW ne comporte pas de garantie de puissance. Les conventions amendées introduisent une garantie de puissance en hiver qui exige du Producteur de mobiliser jusqu'à 800 MW d'installations en plus des 600 MW déjà rémunérés afin de répondre aux besoins du Distributeur. Les conventions amendées fournissent donc un produit complémentaire au Distributeur.

[50] Compte tenu des besoins spécifiques et croissants de puissance en hiver, la Régie est d'avis que les amendements relatifs à la puissance additionnelle et garantie que peut se procurer le Distributeur auprès du Producteur en période d'hiver sont avantageux en termes de fiabilité, de flexibilité opérationnelle et de réduction du risque par rapport aux conditions associées aux conventions actuelles, et ce, à un coût jugé raisonnable compte tenu du produit offert.

LIQUIDATION DU SOLDE DU COMPTE D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE

[51] Les conventions actuelles donnent droit au Producteur de racheter l'électricité, le cas échéant, inscrite au solde du compte d'énergie différée à l'expiration des contrats de base et cyclable. Le prix d'achat est basé sur la différence entre le prix du marché du NYISO et le prix de l'énergie associé aux contrats de long terme¹¹.

[52] Les amendements proposés aux conventions maintiennent le droit d'achat du Producteur des quantités d'énergie du solde du compte d'énergie différée. La formule de prix a toutefois été légèrement modifiée afin d'établir un prix moyen basé sur des indices de prix à terme plutôt que sur le prix du DAM (*Day-Ahead Market*) du NYISO publié au 31 décembre.

[53] Les conventions amendées établissent clairement la possibilité pour le Distributeur de racheter le solde du compte d'énergie différée si le Producteur n'exerce pas son option de le faire. Advenant le rachat par le Distributeur, l'article 2.2.8 prévoit que la livraison de l'énergie au Distributeur s'effectuerait uniformément pendant les douze mois suivant la fin du contrat et ne serait pas assortie de puissance, ou sujette à la rémunération de la puissance additionnelle associée aux retours d'énergie en période d'hiver.

[54] Par ces amendements, le Distributeur vise à obtenir davantage de flexibilité et de moyens pour répondre à d'éventuels besoins d'électricité à très long terme, soit à l'échéance des contrats en 2027.

¹¹ Pièce B-1, HQD-1, document 1, page 10.

[55] L'ACEF de Québec s'inquiète du fait qu'aucune compensation n'est offerte au Distributeur si le solde positif du compte d'énergie différée est racheté par le Producteur. En effet, puisque le solde d'énergie différée sera potentiellement important (28,5 TWh en 2027 selon la prévision de mai 2010)¹², l'intervenante souligne que les coûts d'approvisionnement pourront s'avérer élevés pour le Distributeur si le Producteur exerce son option d'achat du solde d'énergie des contrats de base et cyclable, car il devra trouver d'autres sources d'approvisionnement de long terme plus onéreuses.

[56] EBMI, sans parler des modifications reliées à la liquidation du solde du compte d'énergie différée, est préoccupée par l'ampleur du solde du compte à l'échéance des conventions et par les importantes variations dans l'évaluation de la prévision de la demande de 2008 (D-2008-076) à mai 2010. Elle invite la Régie à ne pas approuver les amendements proposés sans avoir évalué tous les risques associés à la prévision de la demande du Distributeur.

[57] Le RNCREQ est préoccupé par le fait que l'important solde de 28,5 TWh devra être livré au Distributeur, le cas échéant, à un taux uniforme de 3 242 MWh durant toutes les heures de l'année suivant la fin des contrats¹³. Selon l'intervenant, ceci ne permet pas au Distributeur d'optimiser la gestion de l'ensemble de ses ressources. Le RNCREQ propose ainsi de modifier le dernier paragraphe de l'article 2.2.8 afin de donner plus de souplesse au Distributeur dans la gestion du solde d'énergie différée.

[58] Selon le Distributeur, l'utilisation d'un prix moyen basé sur les indices de prix à terme, plutôt que sur le prix DAM publié le 31 décembre dans la formule de prix relative à la liquidation du solde d'énergie différée, est justifiée. Il a convenu avec le Producteur que la moyenne des prix à terme pour l'année 2027 représenterait une estimation plus adéquate du prix de rachat de l'énergie du solde du compte d'énergie différée que le prix d'une date précise, évitant donc l'influence d'un évènement journalier.

[59] Dans le cas particulier de la liquidation du solde du compte d'énergie différée, la Régie est d'accord avec l'utilisation d'une moyenne annuelle des prix à terme pour calculer le prix de ce solde, parce que cela atténue la volatilité du prix d'une quantité d'énergie accumulée au cours d'années précédentes. La Régie souligne aussi que la liquidation de ce solde résulte avant tout d'une négociation entre deux parties¹⁴.

¹² Pièce B-3, HQD-2, document 1, page 7.

¹³ Pièce C-3-5, pages 16 et 17.

¹⁴ Décision D-2008-076, page 8.

[60] Cependant, la Régie constate que la prévision de la demande a connu d'importantes fluctuations depuis la mise en vigueur des conventions originales, ayant comme résultat d'amplifier le solde du compte d'énergie différée de manière très importante. En effet, les conventions initiales prévoyaient que le Distributeur ramènerait le solde du compte à zéro d'ici 2020. En se basant sur la prévision de la demande de janvier 2010, le Distributeur indiquait pouvoir ramener à zéro le solde du compte en 2024, soit trois ans avant la date limite. Or, selon la prévision des besoins datant de mai 2010, le solde du compte atteindra 28,5 TWh à l'échéance des conventions amendées, soit en 2027. Il s'agit d'une quantité d'énergie très importante dont l'incidence sera importante sur les coûts des approvisionnements de long terme (509 M\$ en 2027)¹⁵. Il existe un risque non négligeable que les quantités d'énergie différée et rappelée ne soient pas optimisées.

[61] La situation telle que présentée est donc préoccupante, tant au plan des outils d'approvisionnement dont dispose le Distributeur que de l'impact économique du solde du compte d'énergie différée en cas de rachat par le Distributeur à l'échéance des conventions. Le dossier du plan d'approvisionnement 2011-2020 représentera l'occasion pour le Distributeur de présenter et de justifier ses prévisions de besoins en énergie et en puissance sur cette période, ainsi que tous les moyens qu'il entend prendre pour répondre à ses besoins, y compris, le cas échéant, l'absence de besoins supplémentaires. Le Distributeur devra démontrer qu'il maximisera l'utilisation de ses contrats d'approvisionnements afin de pallier à un moindre coût à des variations imprévues à la baisse ou à la hausse de la demande sur la période 2011-2020.

[62] La Régie est d'avis que les amendements apportés aux conventions confèrent davantage de flexibilité au Distributeur dans la gestion de ses moyens d'approvisionnements que ce qui est prévu actuellement aux conventions. Néanmoins, la Régie juge que la situation des surplus et du solde du compte est préoccupante, tant au plan technique qu'économique.

¹⁵ Pièce B-3, HQD-2, document 1, page 8.

[63] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

APPROUVE les conventions amendées telles que présentées aux pièces B-1, HQD-1, document 3.1 et B-1, HQD-1, document 3.2.

Gilles Boulianne

Régisseur

Représentants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) représentée par M^e Denis Falardeau;
- Énergie Brookfield Marketing Inc. (EBMI) représentée par M^e Paule Hamelin;
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Annie Gariépy;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Hélène Sicard.