

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2019-169

R-4094-2019

10 décembre 2019

PRÉSENTE :

Louise Rozon
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Personnes intéressées dont les noms apparaissent ci-après

Décision finale

Demande d'approbation d'une entente globale cadre pour la période du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2022

Personnes intéressées :

Association Hôtellerie Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ)

représentée par M^e Steve Cadrin;

Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ)

représenté par M^e Prunelle Thibault-Bédard.

1. INTRODUCTION

[1] Le 30 juillet 2019, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande (la Demande) afin qu'elle approuve une nouvelle entente globale cadre (l'Entente) conclue avec Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur), pour la période du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2022¹.

[2] La précédente entente globale cadre a été approuvée par la Régie dans sa décision D-2013-206² pour la période allant du 1^{er} janvier 2013 au 31 décembre 2015. Cette entente comportait une clause de renouvellement pour des périodes additionnelles de 3 ans aux mêmes termes et conditions (article 3.2).

[3] Dans sa décision D-2016-143³, la Régie approuvait le renouvellement de l'entente globale cadre aux mêmes termes et conditions pour une période additionnelle de 3 ans, soit du 1^{er} janvier 2017 au 31 décembre 2019.

[4] La Demande du Distributeur est soumise en vertu de l'article 74.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁴ (la Loi).

[5] Le 1^{er} août 2019, la Régie publie un avis aux personnes intéressées sur son site internet, indiquant qu'elle compte procéder à l'étude de la Demande par voie de consultation. Le 2 août 2019, le Distributeur lui confirme la publication de cet avis sur son site internet.

[6] Le 14 août 2019, le RNCREQ demande à la Régie que le dossier soit traité par voie d'audience publique. Une demande similaire est soumise par l'AHQ-ARQ le 20 août 2019.

[7] Le 20 août 2019, l'AHQ-ARQ et le RNCREQ déposent leurs commentaires. Le Distributeur y réplique le 27 août 2019 et le RNCREQ répond au Distributeur le 30 août 2019.

¹ Pièce [B-0002](#).

² Dossier R-3861-2013, décision [D-2013-206](#).

³ Dossier R-3976-2016, décision [D-2016-143](#).

⁴ [RLRQ, c. R-6.01](#).

[8] Le 11 septembre 2019, la Régie informe les personnes intéressées qu'elle ne juge pas opportun de modifier le mode de traitement du dossier. Cependant, elle leur permet de déposer des commentaires additionnels au plus tard deux semaines après les réponses du Distributeur à la première demande de renseignements (DDR) de la Régie.

[9] Le 27 septembre 2019, la Régie transmet au Distributeur une DDR, à laquelle le Distributeur répond le 4 octobre 2019⁵.

[10] Le 18 octobre 2019, soit deux semaines après le dépôt des réponses du Distributeur à la DDR de la Régie, l'AHQ-ARQ informe la Régie qu'elle n'a pas de commentaires additionnels. Aucune autre correspondance n'est déposée à la date limite fixée par la Régie. La Régie entame dès lors son délibéré.

[11] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur la Demande ainsi que sur la demande d'autorisation du RNCREQ de déposer une demande de paiement de frais.

2. HISTORIQUE DES ENTENTES GLOBALES CADRES

[12] Dans sa décision D-2005-178 relative au plan d'approvisionnement 2005-2014 du Distributeur, la Régie reconnaissait la nécessité d'une entente cadre entre le Distributeur et le Producteur. Une telle entente cadre devait permettre de répondre, en temps réel, aux besoins imprévisibles en énergie qui sont en dépassement du profil de l'électricité patrimoniale, comme ceux résultant d'aléas climatiques soudains, d'indisponibilités fortuites d'équipements du Producteur et d'inadéquation entre le profil de l'électricité patrimoniale et le profil de la demande⁶.

[13] Depuis 2005, la Régie a approuvé quatre ententes cadres. La première, couvrant la période du 1^{er} janvier 2005 au 31 décembre 2006, a été approuvée par la décision D-2005-203⁷. La seconde, couvrant la période du 1^{er} janvier 2007 au 31 décembre 2008, a

⁵ Pièce [B-0011](#).

⁶ Dossier R-3550-2004, décision [D-2005-178](#), p. 24.

⁷ Dossier R-3568-2005, décision [D-2005-203](#).

été approuvée par la décision D-2007-83⁸. La troisième, couvrant la période du 1^{er} janvier 2009 au 31 décembre 2013, a été approuvée par la décision D-2009-107⁹. Enfin, la quatrième entente, couvrant une période initiale allant du 1^{er} janvier 2014 au 31 décembre 2016, a été approuvée par la décision D-2013-206¹⁰.

[14] La quatrième entente incluait une option de renouvellement pour des périodes additionnelles de 3 ans aux mêmes termes et conditions, le tout sous réserve de l'approbation de la Régie. Dans sa décision D-2016-143¹¹, la Régie approuvait un premier renouvellement qui arrive à échéance le 31 décembre 2019.

[15] Par ailleurs, dans sa décision D-2013-206¹², la Régie ordonnait au Distributeur « *de déposer la demande relative à la dispense antérieurement à la demande d'approbation de l'entente globale cadre, afin qu'elle puisse établir, préalablement et dans un délai raisonnable, les conditions de la dispense demandée* ».

[16] Le Distributeur a donné suite à cette directive dans le cadre du dossier R-4081-2019 en déposant une demande de dispense relative à l'entente globale cadre pour la période du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2022. Dans sa décision D-2019-053¹³, la Régie accueillait la demande du Distributeur et le dispensait de recourir à la procédure d'appel d'offres pour les approvisionnements visés par l'entente globale cadre à intervenir avec le Producteur, ce dernier étant le seul fournisseur en mesure d'offrir ce service en temps réel durant toute l'année, comme en témoignent également les décisions D-2016-073, D-2013-206 et D-2007-83.

[17] L'Entente soumise à la Régie pour approbation, constitue la cinquième entente de ce genre. Les différences, par rapport à l'entente précédente, sont les suivantes :

- retrait d'un prix fixe annuel et introduction d'un prix plancher et d'une composante « marché » dans la détermination du prix applicable pour les autres heures de l'année;

⁸ Dossier R-3622-2006, décision [D-2007-83](#).

⁹ Dossier R-3689-2009, décision [D-2009-107](#).

¹⁰ Dossier R-3861-2013, décision [D-2013-206](#).

¹¹ Dossier R-3976-2016, décision [D-2016-143](#).

¹² Dossier R-3861-2013, décision [D-2013-206](#), par. 23, p. 8.

¹³ Dossier R-4081-2019, décision [D-2019-053](#).

- retrait d'une limite supérieure fixe au prix applicable pour les 40 plus petites valeurs horaires et plus grande exposition au prix de marché comme prix de référence;
- introduction de la notion de « taux de perte mensualisé »;
- prolongement du délai de préavis requis pour mettre fin ou apporter des changements à l'Entente, le faisant passer de 6 à 9 mois.

[18] La Régie examine la Demande en tenant compte des besoins visés par l'Entente, de l'utilisation par le Distributeur des deux dernières ententes globales cadres, des prix, de la durée de l'Entente ainsi que de certaines considérations particulières.

3. BESOINS VISÉS PAR L'ENTENTE ET SON UTILISATION

[19] L'Entente vise le volume d'électricité mobilisée auprès du Producteur en dépasement de l'électricité patrimoniale.

[20] Les besoins d'électricité couverts par l'Entente sont ceux qui se manifestent après que le Distributeur ait utilisé, de façon raisonnable, tous les moyens d'approvisionnement à sa disposition. L'utilisation de l'Entente permet de répondre en temps réel aux besoins d'électricité non prévus au-delà de l'électricité patrimoniale¹⁴.

[21] À l'instar des précédentes ententes, le Distributeur indique qu'il « *utilise les dispositions de l'Entente comme moyen de dernier recours et adopte les stratégies nécessaires afin d'en minimiser l'utilisation* ». Il ajoute que « [...] *les coûts facturés dans le cadre de l'Entente sont reliés à des livraisons d'énergie. Ces dernières réduisent le volume d'électricité additionnel nécessaire pour répondre aux besoins, donc les coûts des autres achats qui auraient été encourues autrement* »¹⁵.

[22] Le tableau 1 présente, pour les années 2013 à 2018, certaines données relatives à l'utilisation des ententes cadres précédentes.

¹⁴ Pièce [B-0004](#), p. 6 et 7.

¹⁵ Pièce [B-0004](#), p. 7.

TABLEAU 1
UTILISATION DES ENTENTES CADRES PRÉCÉDENTES DEPUIS 2013

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Dépassements pendant les 300 heures de plus valeurs horaires (GWh)	1,9	0,0	0,0	0,01	2,5	0,0
Dépassements pendant les 40 plus petites valeurs horaires (GWh)	1,4	4,0	0,7	0,0	0,4	0,0
Dépassements réguliers (GWh)	1,8	0,0	0,0	0,0	47,8	0,0
Dépassements totaux (GWh)	5,0	4,0	0,7	0,01	50,7	0,0
Coûts des dépassements (k\$)	773,3	116,4	20,2	2,8	5 700,5	0,0

Source : Pièce [B-0004](#), p. 7, extrait du Tableau 1.

[23] Le Distributeur mentionne avoir eu recours aux ententes cadres de façon minimale depuis 2013, particulièrement lors des 300 heures de plus grande contribution qui sont les plus coûteuses.

[24] Pour les années 2013 à 2018, la moyenne des coûts annuels est de 1,1 M\$ et correspond à un coût unitaire de 109,4 \$/MWh. Le Distributeur rappelle que ce résultat est fortement influencé par le recours à l'entente cadre lors de l'année 2017, alors les dépassements résultaient en grande partie d'un écart entre les données officialisées en fin d'année par Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) et les données opérationnelles fournies par ce dernier en cours d'année. Cet écart a eu pour effet « [...] *d'augmenter les besoins pour l'année 2017, entraînant une hausse des approvisionnements patrimoniaux sur toute l'année ainsi que des dépassements à l'Entente aux heures où l'utilisation de l'électricité patrimoniale était déjà maximisée* »¹⁶.

[25] La Régie est d'avis que les besoins visés par l'Entente sont similaires à ceux visés par les ententes précédentes, soit répondre en temps réel aux besoins d'électricité imprévisibles au-delà de l'électricité patrimoniale. L'Entente remplit ainsi une fonction particulière et permet au Distributeur d'assurer, sur un horizon de très court terme, l'équilibre offre-demande de la zone de réglage du Québec.

¹⁶ Pièce [B-0004](#), p. 8.

[26] Par ailleurs, la Régie constate une utilisation raisonnable de l'entente cadre par le Distributeur de 2013 à 2018. Pour ce qui est de l'année 2017, la Régie comprend que les dépassements exceptionnellement élevés n'auraient pu être évités malgré le processus de validation des données en vigueur. Elle juge d'ailleurs opportun de reprendre les explications du Distributeur au dossier R-4057-2018, auxquelles il fait référence au présent dossier¹⁷ :

« [Le Distributeur] tient d'abord à préciser que l'énergie approvisionnée au moyen de l'entente globale cadre, soit 50,7 GWh comptant pour 5,7 M\$, a été consommée au-delà de l'électricité patrimoniale disponible afin d'alimenter sa clientèle. Si cette énergie n'avait pas été acquise par l'entente globale cadre, des achats d'électricité auraient été nécessaires, lesquels auraient été inclus dans les coûts d'approvisionnement du Distributeur.

En faisant l'hypothèse que la totalité des dépassements réguliers de l'année 2017 était évitable (donc 47,8 GWh sur 50,7 GWh) et aurait pu être acquise au coût moyen des achats de court terme pour la même année, l'impact estimé est beaucoup plus faible. Cette valeur serait estimée à environ 160 k\$ et non 5,7 M\$, soit l'écart entre le coût prévu à l'entente globale cadre (103,4 \$/MWh) et le coût moyen des achats de court terme de 2017 (100 \$/MWh), appliqué au volume de 47,8 GWh.

Par ailleurs, des validations des données quotidiennes et mensuelles sont effectuées par le Transporteur en amont de la conciliation annuelle et, malgré le processus en place, celles-ci n'ont pas permis de corriger le problème avant l'officialisation annuelle effectuée après la fin de l'année.

Le Distributeur valide les besoins réguliers du Distributeur auprès du Transporteur dans l'élaboration des stratégies d'approvisionnement tout au long de l'année. Il n'y a donc pas eu un manque de contrôle des données reçues »¹⁸. [note de bas de page omise]

[27] La Régie rappelle que les besoins visés par l'Entente sont ceux qui normalement se manifestent après que le Distributeur ait utilisé, de façon raisonnable, tous ses moyens d'approvisionnement, de sorte que la nécessité d'avoir recours à l'Entente est d'autant atténuée. Elle constate qu'au cours des dernières années, le Distributeur a effectivement adopté les stratégies nécessaires afin de minimiser son utilisation.

¹⁷ Pièce [B-0004](#), p. 8.

¹⁸ Dossier R-4057-2018, pièce [B-0105](#), p. 48, r.q.19.4.

[28] La Régie estime cependant que des efforts doivent être faits afin de minimiser le risque qu'il y ait de nouveaux écarts significatifs entre les données officialisées en fin d'année par le Transporteur et les données opérationnelles fournies par ce dernier en cours d'année.

4. PRIX ET DURÉE DE L'ENTENTE

[29] Puisque l'entente globale cadre présentement en vigueur¹⁹ prenait fin le 31 décembre 2019, le Distributeur et le Producteur ont convenu d'une nouvelle entente. Les prix associés aux dépassements pour la période s'échelonnant du 1^{er} janvier 2020 jusqu'au 31 décembre 2022 sont les suivants :

- « • *Pour les 300 plus grandes valeurs horaires de l'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale (article 7.1.1), le prix est égal au maximum entre 30 ¢/kWh et le prix du « Day-Ahead Market » (DAM) du point HQ Gen Import du NYISO, augmenté de certains frais, lesquels sont détaillés à l'article 7.1.1 de l'Entente.*

- *Pour les 40 plus petites valeurs horaires de l'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale (article 7.1.2), le prix est celui du « Day-Ahead Market » (DAM) du point HQ Gen Import du NYISO augmenté des frais applicables. De plus, les prix de cette plage sont encadrés par un plancher correspondant au prix de l'électricité patrimoniale.*

- *Pour les autres heures de l'année (article 7.1.3), le prix payable est égal au maximum entre 11,0 ¢/kWh et le prix du « Day-Ahead Market » (DAM) du point HQ Gen Import du NYISO, augmenté des frais applicables »²⁰.*

¹⁹ Dossier R-3976-2016, décision [D-2016-143](#).

²⁰ Pièce [B-0004](#), p. 6.

5. JUSTIFICATIONS DU DISTRIBUTEUR À L'ÉGARD DES PRIX ASSOCIÉS AUX DÉPASSEMENTS

PRIX APPLICABLE POUR LES 300 PLUS GRANDES HEURES DE VOLUME MOBILISÉ AU TITRE D'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE

[30] Pour les 300 plus grandes valeurs horaires de l'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale, le prix fixé à l'article 7.1.1 de l'Entente est égal au maximum entre 30 ¢/kWh et le prix du « Day-Ahead Market » (DAM) du point HQ Gen Import du New York ISO (NYISO) augmenté de certains frais, dont les frais de transport, et ajusté pour le taux de change. Ce prix est identique à celui prévu aux quatre ententes cadres précédentes.

[31] Selon le Distributeur, le prix déboursé pour l'électricité interruptible demeure une bonne balise pour apprécier le prix plafond de l'Entente. Le Distributeur précise ce qui suit à ce sujet :

« Le Distributeur rappelle que le service rendu par l'Entente constitue le dernier moyen disponible après l'électricité interruptible et qu'il ne comporte aucune contrainte d'accès aux ressources planifiées par Hydro-Québec Production pour garantir la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial. Le prix déboursé pour l'électricité interruptible s'avère une bonne balise pour apprécier le prix plafond de l'Entente. Puisque les aléas couverts par l'Entente sont soit à deux heures ou moins de préavis ou constaté « a posteriori », le Distributeur ne peut pas recourir au marché de court terme. Le contrat cyclable avec le Producteur offre quant à lui une flexibilité à très court terme car il peut être déployé rapidement pour couvrir les aléas (une heure avant l'heure d'utilisation).

Cependant, ce moyen est, dans le contexte des 300 heures de plus grandes charges, souvent déjà mobilisé puisque les prix anticipés sur les marchés limitrophes sont près ou supérieurs à son coût énergétique ou alors il est utilisé pour éviter les dépassements. Ce faisant, le prix de marché DAM NY est approprié pour pallier un dépassement.

De plus, le Distributeur doit déployer ses meilleurs efforts pour approvisionner la clientèle québécoise. En ce sens, le prix doit, d'une part, refléter la valeur du produit obtenu et, d'autre part, être de nature dissuasive afin d'inciter le Distributeur à répondre à la demande à moindre coût en recourant aux autres moyens à sa disposition.

Pour ces raisons, le prix de la tranche des 300 plus grandes heures est toujours approprié dans le contexte prévu pour la durée de l'Entente »²¹.

PRIX APPLICABLE POUR LES 40 PLUS FAIBLES HEURES DE VOLUME MOBILISÉ AU TITRE D'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE

[32] Pour les 40 plus petites valeurs horaires, le prix fixé à l'article 7.1.2 de l'Entente est balisé par le prix de marché du DAM du point HQ Gen Import du NYISO augmenté des frais applicables et ajusté pour le taux de change. De plus, les prix de cette plage sont encadrés par un plancher correspondant au prix de l'électricité patrimoniale, soit 2,96 ¢/kWh en 2019, indexé pour les années suivantes.

[33] Le Distributeur précise ce qui suit :

« Les difficultés reliées à l'utilisation des interconnexions pendant les heures de plus faible demande imposent certaines contraintes d'approvisionnement au Distributeur. Conséquemment, les dépassements sont souvent inévitables pendant les heures concernées. Ainsi, conformément aux souhaits exprimés par la Régie dans sa décision D-2007-834, le prix applicable pour les dépassements correspondants aux 40 plus petites valeurs horaires de l'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale est balisé par le prix de marché, auquel une limite inférieure s'applique. La limite inférieure est fixée au prix de l'électricité patrimoniale, soit 2,96 ¢/kWh en 2019, qui sera indexé pour les années suivantes »²².

[34] À la demande de la Régie, le Distributeur élabore sur les contraintes d'approvisionnement reliées à l'utilisation des interconnexions et le retrait d'un prix plafond pour les 40 plus petites valeurs horaires de l'électricité mobilisée au titre de l'électricité patrimoniale :

²¹ Pièce [B-0004](#), p. 8.

²² Pièce [B-0004](#), p. 9.

« Comme présenté au dossier R-3861-2013, des contraintes d'approvisionnement ne permettent toujours pas au Distributeur d'effectuer les importations requises pour les 40 plus petites valeurs horaires mobilisées au titre de l'électricité patrimoniale.

Lors d'une faible demande correspondant aux 40 plus petites valeurs, le Transporteur doit déployer tous les moyens à sa disposition pour maintenir la tension minimale du réseau. Il s'agit du même contexte que lors du renouvellement des deux dernières ententes. Le Distributeur avait élaboré davantage à ce sujet, notamment, au dossier R-3622-2006 :

Lorsqu'il y a importation d'électricité sur le réseau, il faut réduire d'autant la production interne. Il existe cependant un seuil minimal de production sur le réseau. Le seuil, qui varie constamment, est le résultat des contraintes de débits minimums aux ouvrages de production hydraulique, et des contraintes techniques et contractuelles aux centrales thermiques et de contraintes sur le réseau de transport. Ces contraintes peuvent limiter la quantité totale d'importation, selon le niveau de charge. De plus, avec la réduction de production synchronisée sur le réseau, on doit réduire la quantité de puissance injectée (importée) par interconnexion de façon à ce que le déclenchement de l'interconnexion ne provoque pas un délestage de charge en sous fréquence [note de bas de page omise].

Cette explication avait d'ailleurs été soulignée par la Régie dans sa décision D-2007-833.

Par ailleurs, la modification apportée à l'article 7.1.2 ne découle pas d'un changement de contexte. En outre, elle ne lie pas davantage les prix des dépassements au prix du marché de référence, notion déjà présente dans les ententes précédentes. Elle permet toutefois de tenir compte des modifications apportées à l'article 7.1.3, lequel n'indique plus un prix fixe annuel, de même que de simplifier la clause de l'entente précédente.

La nouvelle entente devait être adaptée puisque l'article 7.1.3 prévoit à présent que le prix de vente payable est le plus élevé entre 11 ¢/kWh et le prix de marché. Ceci fait en sorte que le prix de marché devient le prix référence applicable aux 40 plus faibles heures de volume mobilisé au titre d'électricité patrimoniale lorsque le prix de marché, aux heures correspondantes, est plus élevé que le prix de l'électricité patrimonial. De plus, la modification supprime un plafond qui n'a jamais été

atteint. Selon les suivis de l'Entente globale cadre déposés annuellement à la Régie, le coût des dépassements durant les 40 plus faibles heures de volume mobilisé au titre d'électricité patrimoniale, calculé à partir des prix de marché, a été supérieur au coût de l'électricité patrimoniale à seulement deux reprises, soit deux heures le 24 juin 2014 »²³. [Nous soulignons]

[35] Le Distributeur précise également que le prix du DAM est moins volatil que le prix en temps réel, ce dernier étant sujet aux indisponibilités des équipements sur les marchés. Ainsi, le fait que le prix des 40 plus petites valeurs horaires ne soit plus encadré par une borne supérieure devrait être sans incidence²⁴.

PRIX APPLICABLE POUR LES AUTRES HEURES DE L'ANNÉE

[36] Pour les autres heures de l'année, le prix fixé à l'article 7.1.3 de l'Entente est le plus élevé entre 11,0 ¢/kWh (pour l'année 2020) et le prix du DAM du point HQ Gen Import du NYISO augmenté des frais applicables et ajusté pour le taux de change.

[37] Contrairement à la méthode utilisée dans le cadre des deux dernières ententes, où le prix de vente pour les autres heures de l'année, était un prix fixe indexé annuellement, la Régie comprend que le prix de vente, selon l'Entente, est désormais un prix variable (DAM du point HQ Gen Import du NYISO) auquel est appliqué un prix plancher fixe de 11,0 ¢/kWh, qui correspond au prix de 10,9 ¢/kWh en 2019 selon l'entente cadre actuellement en vigueur. Cette méthode élimine donc l'indexation annuelle du prix de vente et introduit une composante « marché » avec un prix plancher.

[38] En plus d'arrimer la méthode de calcul entre les trois plages de dépassements, le Distributeur soumet que l'introduction de la composante « marché » permet de répondre à la préoccupation exprimée par la Régie à ce sujet dans sa décision D-2013-206. Le paragraphe en cause de cette décision se lit comme suit :

« [38] Quant au prix pour les autres valeurs horaires de l'année, la Régie rappelle que le coût de 9,6 ¢/kWh et l'indexation de 2,5 % sont le résultat d'une référence au contrat d'approvisionnement de TCE. La Régie note que la baisse du coût du gaz naturel et du prix de l'électricité sur les marchés limitrophes, et donc du coût d'opportunité du Producteur, rend moins pertinente l'utilisation de cette référence

²³ Pièce [B-0011](#), p. 5 et 6.

²⁴ Pièce [B-0011](#), p. 7.

et notamment le maintien de l'indexation au taux de 2,5 % »²⁵. [note de bas de page omise]

[39] Le Distributeur justifie l'utilisation d'un prix plancher fixe de 11,0 ¢/kWh par le fait que les caractéristiques du produit dont il est question dans l'Entente ne sont pas comparables à celles des achats de court terme faits par le Distributeur. Il précise :

« Rappelons que le produit est conçu pour permettre au Distributeur de compter en tout temps sur une quantité pratiquement illimitée de MW, utilisable sans préavis, afin de pallier les imprévisibilités et assurer la fiabilité d'alimentation de sa charge locale. De plus, l'Entente ne comporte aucune prime fixe et n'inclut aucun engagement sur une quantité minimale à acheter pour le Distributeur. Le prix applicable doit considérer tous ces avantages.

Par ailleurs, les dépassements dans cette plage peuvent se produire dès la 301^e plus grande valeur horaire. Ceci signifie qu'ils peuvent se situer en période de forte pointe, puisque les quatre mois d'hiver représentent un total de plus de 1 600 heures en pointe.

Finalement, le prix se compare au coût des approvisionnements de long terme postpatrimoniaux »²⁶.

6. OPINION DE LA RÉGIE À L'ÉGARD DES PRIX ASSOCIÉS AUX DÉPASSEMENTS

PRIX APPLICABLE POUR LES 300 PLUS GRANDES HEURES DE VOLUME MOBILISÉ AU TITRE D'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE

[40] Le prix minimum de 30 ¢/kWh pour les 300 plus grandes valeurs horaires est le même depuis 2005 et le Distributeur souhaite qu'il soit maintenu durant la période couverte par l'Entente.

²⁵ Dossier R-3861-2013, décision [D-2013-206](#), par. 38, p. 12.

²⁶ Pièce [B-0004](#), p. 9.

[41] Les caractéristiques particulières de l'Entente et la nature du service offert rendent la détermination de sa valeur commerciale difficile puisque l'on ne retrouve aucun équivalent parfait dans le marché. Cependant, dans son évaluation de la formule de prix prévue à l'Entente, la Régie doit tenir compte des caractéristiques des besoins qu'elle permet de combler, tout en assurant une certaine cohérence avec les prix offerts sur les marchés pour des moyens d'approvisionnement servant à combler des besoins, dans une certaine mesure, comparables et selon des contextes d'approvisionnement comparables.

[42] La Régie considère que le prix déboursé pour l'électricité interruptible demeure une balise satisfaisante pour le prix des dépassements dans cette plage horaire. Dans le contexte des 300 heures de plus grandes charges, ce moyen d'approvisionnement figure normalement parmi les moyens de derniers recours utilisés par le Distributeur.

[43] La Régie juge que le prix applicable aux dépassements du profil de l'électricité patrimoniale pendant les 300 heures de plus grande contribution est raisonnable.

PRIX APPLICABLE POUR LES 40 PLUS FAIBLES HEURES DE VOLUME MOBILISÉ AU TITRE D'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE

[44] En ce qui a trait au prix pour les 40 plus petites valeurs horaires de l'électricité mobilisée au titre de l'électricité patrimoniale, le principal changement apporté dans l'Entente consiste au retrait d'une limite supérieure au balisage des prix. À l'instar des deux précédentes ententes, le prix demeure celui du marché DAM du NYISO augmenté des frais applicables. Ce prix est toujours encadré par un prix plancher correspondant au prix de l'électricité patrimoniale, mais n'est toutefois plus encadré par une limite supérieure, laquelle correspondait, dans la dernière entente, au prix retenu pour les autres valeurs horaires de l'année, c'est-à-dire 10,9 ¢/kWh (2019).

[45] Dans sa preuve justifiant le retrait d'une limite supérieure au prix de cette plage de dépassements, le Distributeur évoque les difficultés liées à l'utilisation des interconnexions pendant les heures de plus faible demande, lesquelles imposent certaines contraintes d'approvisionnement. Il rappelle également les souhaits exprimés par la Régie à ce propos dans sa décision D-2007-83.

[46] Le Distributeur précise que cette modification ne découle pas d'un changement de contexte depuis la dernière entente, mais plutôt du désir « *d'en simplifier la clause de*

l'entente précédente ainsi que de la nécessité de tenir compte des modifications apportées à l'article 7.1.3, lequel n'indique plus un prix fixe annuel »²⁷.

[47] Les difficultés reliées à l'utilisation des interconnexions pendant les heures de plus faible demande étaient soulignées par la Régie dans sa décision D-2007-83, rendue dans le cadre de l'approbation d'une entente globale cadre pour la période du 1^{er} janvier 2007 au 31 décembre 2008²⁸, comme en fait foi cet extrait de la décision auquel fait référence le Distributeur dans sa preuve :

« La Régie comprend que la production minimale de certaines centrales comme les centrales hydrauliques au fil de l'eau et certaines centrales thermiques (centrale nucléaire de Gentilly 2, par exemple) peut créer une situation limitant les importations en période de faible charge au Québec. Cependant, dans une telle situation, le coût d'opportunité du Producteur est très faible et peut être quasi nul. Si le Producteur doit produire et exporter pour écouler sa production en période de faible charge, il est logique que le Distributeur puisse profiter de cette énergie au coût réel de marché. Dans cette situation, le Producteur ne peut alors entreposer cette énergie et la revendre « quand bon lui semble ». La Régie constate que le Distributeur peut être pénalisé dans ces situations où il devrait pouvoir utiliser ses moyens d'approvisionnement à un coût possiblement moindre que celui de l'Entente »²⁹. [note de bas de page omise]

[48] Dans cette même décision, la Régie invitait ainsi le Distributeur à explorer, en vue de la prochaine entente cadre, de nouvelles approches de formules de prix qui tiendraient compte, notamment, du coût d'opportunité du Producteur :

« L'une de ces approches pourrait être basée sur les prix disponibles « ex post » (réels) sur les marchés limitrophes. Cette formule de prix pourrait tenir compte du coût d'opportunité du Producteur, sachant que celui-ci peut utiliser ses réservoirs pour stocker l'énergie, mais qu'en période de faible demande un seuil de production doit être maintenu »³⁰.

[49] Ainsi, conformément aux souhaits alors exprimés par la Régie dans cette décision, le Distributeur présentait, dans l'entente cadre qui a suivie, un prix applicable

²⁷ Pièce [B-0011](#), p. 5 et 6.

²⁸ Dossier R-3622-2006, décision [D-2007-83](#), p. 6.

²⁹ Dossier R-3622-2006, décision [D-2007-83](#), p. 6.

³⁰ Dossier R-3622-2006, décision [D-2007-83](#), p. 13.

spécifiquement pour les 40 heures de plus faible demande. Ce prix était balisé par le prix du marché DAM de NYISO auquel s'appliquait un prix plancher ainsi qu'un prix plafond, permettant ainsi aux clients du Distributeur de profiter des faibles prix de marché durant cette période qui coïncidait avec celle du seuil minimal de production et pendant laquelle le coût d'opportunité économique du Producteur pouvait être très faible³¹.

[50] Ce prix pour les 40 heures de plus faible demande a été approuvé par la Régie dans sa décision D-2009-107³² et est toujours en vigueur dans l'entente cadre qui vient à échéance au 31 décembre 2019³³.

[51] La modification apportée à l'article 7.1.2 de l'Entente fait en sorte que « *le prix de marché devient le prix référence applicable aux 40 plus faibles heures de volume mobilisé au titre d'électricité patrimoniale lorsque le prix de marché, aux heures correspondantes, est plus élevé que le prix de l'électricité patrimonial* »³⁴, tel que le reconnaît le Distributeur.

[52] La Régie comprend que cette modification fait en sorte de ne plus assujettir à un prix plafond le prix horaire pour cette plage d'heures, modalité qu'elle estime pourtant cohérente avec le souhait qu'elle exprimait dans sa décision D-2007-83 de tenir compte du faible coût d'opportunité du Producteur pour cette plage.

[53] La Régie n'est pas convaincue par l'argument du Distributeur indiquant que « *La nouvelle entente devait être adaptée puisque l'article 7.1.3 prévoit à présent que le prix de vente payable est le plus élevé entre 11 ¢/kWh et le prix de marché* »³⁵. En effet, cet argument ne démontre pas pourquoi le prix plafond actuellement en vigueur n'aurait pu être reconduit dans l'Entente.

[54] En l'absence de changement de contexte, la Régie comprend que les modifications proposées au prix des dépassements lors des 40 heures de plus faible contribution de l'année sont essentiellement motivées par le désir de simplifier et d'aménager la clause en fonction de celles pour les autres heures de l'année. Selon la Régie, ce changement n'est acceptable que dans la mesure où les prix payés demeureront en moyenne équivalents à ceux historiquement payés sur les marchés lors de cette plage horaire.

³¹ Dossier R-3689-2009, décision [D-2009-107](#), p. 14 à 16, par. 34 à 39.

³² Dossier R-3689-2009, décision [D-2009-107](#), p. 16, par. 39.

³³ Dossier R-3861-2013, décision [D-2013-206](#), p. 10, par. 30.

³⁴ Pièce [B-0011](#), p. 6.

³⁵ Pièce [B-0011](#), p. 6.

[55] À cet égard, la Régie prend acte des précisions du Distributeur indiquant que « [...] *la modification supprime un plafond qui n'a jamais été atteint* » et que « *le coût des dépassements durant les 40 plus faibles heures [...], calculé à partir des prix de marché, a été supérieur au coût de l'électricité patrimoniale à seulement deux reprises, soit deux heures le 24 juin 2014* »³⁶.

[56] **En conséquence, la Régie juge que le prix applicable aux dépassements du profil de l'électricité patrimoniale pendant les 40 heures de plus faible contribution est raisonnable.**

[57] **Cependant, considérant le changement apporté au prix pour les 40 plus petites valeurs horaires de l'électricité mobilisée au titre de l'électricité patrimoniale, la Régie demande au Distributeur de présenter, de façon spécifique, les impacts de ce changement lors des suivis annuels. De plus, elle l'invite à réévaluer, en vue de la prochaine entente cadre, l'opportunité de réinstaurer un plafond.**

PRIX APPLICABLE POUR LES AUTRES HEURES DE L'ANNÉE

[58] Pour le prix applicable aux autres heures de l'année, le Distributeur propose d'introduire une composante « marché » de même qu'un prix plancher. Le prix plancher correspond au prix fixe de la dernière entente, c'est-à-dire 11,0 ¢/kWh et le prix de marché est le prix du DAM du NYISO, augmenté des frais applicables. De plus, selon l'Entente, le prix plancher n'est pas indexé annuellement.

[59] Le Distributeur soumet que « *l'introduction de la composante « marché » permet de répondre à la préoccupation exprimée par la Régie à ce sujet [au paragraphe 38 de sa décision D-2013-206]* »³⁷.

[60] La Régie, dans sa décision D-2013-206, indiquait ce qui suit :

« [38] Quant au prix pour les autres valeurs horaires de l'année, la Régie rappelle que le coût de 9,6 ¢/kWh et l'indexation de 2,5 % sont le résultat d'une référence au contrat d'approvisionnement de TCE. La Régie note que la baisse du coût du gaz naturel et du prix de l'électricité sur les marchés limitrophes, et donc du coût

³⁶ Pièce [B-0011](#), p. 6.

³⁷ Pièce [B-0004](#), p. 9.

d'opportunité du Producteur, rend moins pertinente l'utilisation de cette référence et notamment le maintien de l'indexation au taux de 2,5 % »³⁸. [note de bas de page omise]

[61] Dans cette même décision, la Régie notait également que :

« [33] Le Distributeur indique que le prix pour les autres heures de l'année se compare avantageusement au coût unitaire moyen des approvisionnements postpatrimoniaux. Il note, par ailleurs, que « l'utilisation d'un prix fixé à l'avance, applicable à la majorité des valeurs horaires de l'année, réduit le risque associé aux coûts d'approvisionnement du Distributeur, particulièrement dans le contexte où il est difficile, voire impossible, de déterminer à l'avance le jour et l'heure de l'année où les dépassements surviendront »³⁹. [note de bas de page omise]

[62] Dans sa décision D-2005-203, elle reconnaissait également que :

« [...] la flexibilité de l'Entente a une grande valeur pour le Distributeur et que le coût qui sera supporté par les consommateurs québécois est acceptable en ce que:

- le prix de l'Entente pour les heures hors-pointe, qui représentent plus de 95 % de l'année, devrait s'avérer intéressant par rapport aux prix des autres approvisionnements postpatrimoniaux du Distributeur;*
- la planification de l'utilisation des moyens d'approvisionnement par le Distributeur tient compte des aléas qui peuvent affecter les besoins;*
- la comptabilité de l'électricité patrimoniale à la fin de l'année devrait permettre au Distributeur de minimiser le coût global de ses approvisionnements »⁴⁰.*

[63] À l'instar de ce qu'elle exprimait dans sa décision D-2005-203, la Régie estime que le prix de l'Entente pour les heures hors-pointe, qui représentent plus de 95 % de l'année, doit s'avérer intéressant par rapport aux prix des autres approvisionnements postpatrimoniaux du Distributeur. Également, la Régie estime, tout comme le souligne le

³⁸ Dossier R-3861-2013, [D-2013-206](#), p. 12, par. 38.

³⁹ Dossier R-3861-2013, décision [D-2013-206](#), p. 11, par. 33.

⁴⁰ Dossier R-3568-2005, décision [D-2005-203](#), page 7.

RNCREQ⁴¹ dans ses commentaires, que le Distributeur doit présenter dans sa preuve une justification quantitative au soutien des prix qu'il propose.

[64] La Régie reconnaît cependant que les caractéristiques de l'Entente la distingue des autres moyens d'approvisionnements du Distributeur, faisant en sorte qu'elle est difficilement comparable avec les approvisionnements traditionnels du Distributeur. De plus, tel que mentionné précédemment, l'Entente demeure un moyen de dernier recours et la Régie constate que le Distributeur adopte les stratégies nécessaires afin d'en minimiser l'utilisation.

[65] En conséquence, la Régie juge que le prix applicable aux dépassements du profil de l'électricité patrimoniale pendant les autres heures de l'année est raisonnable.

[66] Cependant, considérant le changement apporté au prix pour les autres valeurs horaires de l'année, la Régie demande au Distributeur de présenter, de façon spécifique, l'impact de ce changement lors des suivis annuels afin de s'assurer que les modifications apportées au prix pour les autres heures de l'année demeurent intéressantes par rapport aux prix des autres approvisionnements postpatrimoniaux du Distributeur. De plus, elle l'invite à réévaluer, en vue de la prochaine entente cadre, l'opportunité de réinstaurer un prix fixe.

[67] Enfin, pour l'ensemble des valeurs horaires de l'année, la Régie estime que, dans sa planification de l'utilisation de ses moyens d'approvisionnement de court terme, le Distributeur doit s'assurer en tout temps de gérer ceux-ci de manière optimale et de minimiser l'utilisation de l'Entente sans qu'il soit nécessaire que les prix des dépassements soient de nature dissuasive.

⁴¹ Pièce [D-0003](#), p. 5.

7. APPLICATION DU TAUX DE PERTE

[68] Selon le Distributeur, l'expérience des ententes cadres précédentes lui a permis de constater que certains des dépassements observés en fin d'année étaient dus à l'application du taux de perte annualisé, tel qu'approuvé par la Régie dans la méthode de calcul du volume d'électricité mobilisé par le Distributeur. L'allocation des bâtonnets de l'électricité patrimoniale est faite au courant de l'année en utilisant le taux de perte réel, sur une base horaire, donc variable. Le Distributeur soumet que certains dépassements sont dus à la méthode de calcul définie à l'Entente. Afin de réduire l'incidence de ce problème, la notion de « taux de pertes mensualisé » a été introduite dans les définitions à l'article 1.8 de l'Entente sous l'expression « pertes de transport mensualisées » ainsi qu'à son article 5.1.1.⁴²

[69] Le Distributeur précise que cette nouvelle variable n'aura pas d'incidence sur le total des pertes associées à l'électricité patrimoniale, car la moyenne des taux de perte mensualisés est égale au taux de pertes annualisé approuvé par la Régie. Cependant, le taux de perte mensualisé se rapprochera du taux de perte réel utilisé au moment de l'allocation des bâtonnets de l'électricité patrimoniale, ce qui contribuera à réduire les écarts entre la méthode opérationnelle et la conciliation en fin d'année.

[70] À l'instar du Distributeur, la Régie estime que l'ajout de la notion de « taux de perte mensualisé » contribuera à réduire les écarts entre la méthode opérationnelle et la conciliation en fin d'année. Pour ces motifs, elle approuve cet ajout aux définitions ainsi qu'à l'article 5.1.1 de l'Entente.

8. SUIVI DES ACHATS EFFECTUÉS DANS LE CADRE DE L'ENTENTE

[71] Le Distributeur suggère la production et le dépôt d'un suivi annuel identique à celui déposé pour le suivi de l'entente cadre précédente.

[72] La Régie accepte cette forme de suivi, définie dans sa décision D-2009-107, et demande qu'il soit également conforme à celui exigé dans sa décision D-2017-140⁴³,

⁴² Pièce [B-0004](#), p. 7.

⁴³ Dossier R-3986-2016, décision [D-2017-140](#), par. 112, p. 42.

c'est-à-dire incluant deux colonnes additionnelles, soit une première colonne indiquant, sur une base horaire, le volume d'achats d'énergie sur les marchés de court terme uniquement et une seconde colonne indiquant le coût total de ces achats sur les marchés de court terme, également sur une base horaire. Les suivis annuels doivent également comprendre les éléments exigés aux paragraphes 58 et 67 de la présente décision.

9. TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRE DES COÛTS ASSOCIÉS À L'ENTENTE

[73] Depuis 2005, le Distributeur peut comptabiliser, dans le compte de frais reportés créé par les décisions D-2005-34 et D-2005-132, la totalité des écarts de coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux découlant de l'Entente.

[74] **La Régie autorise le Distributeur à comptabiliser la totalité des écarts de coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux découlant de l'Entente dans le compte de frais reportés créé par ses décisions précitées.**

[75] **La Régie maintient également la reconnaissance des coûts nets des revenus additionnels de fourniture associés à l'utilisation de l'Entente, au même titre que les modalités retenues pour les autres approvisionnements du Distributeur.**

10. CONCLUSION

[76] **Considérant que, dans l'ensemble, la Régie est satisfaite des explications fournies par le Distributeur pour justifier les changements apportés aux termes et conditions de l'Entente, considérant la faible utilisation des ententes cadres au cours des dernières années et considérant que la moyenne des coûts annuels des dépassements associés à l'utilisation des ententes cadres affiche une tendance à la baisse, la Régie est d'avis qu'il y a lieu d'approuver l'Entente pour la période du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2022.**

11. FRAIS DU RNCREQ

[77] Le RNCREQ⁴⁴ demande à la Régie de l'autoriser à déposer exceptionnellement une demande de paiement de frais pour le temps consacré à la rédaction de ses commentaires. Ceux-ci ont requis huit heures de travail de la part de son analyste et cinq heures de travail de la part de son avocat.

[78] Considérant que la Régie a décidé de traiter la présente demande du Distributeur par voie de consultation, considérant qu'elle n'a pas accordé le statut d'intervenant au RNCREQ et considérant le travail limité accompli par le RNCREQ pour la rédaction de ses commentaires, la Régie estime qu'il n'est pas opportun de lui permettre de déposer une demande de paiement de frais.

[79] **En conséquence, la Régie rejette la demande du RNCREQ de déposer une demande de paiement de frais.**

[80] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

APPROUVE l'Entente intervenue entre le Distributeur et le Producteur, pour la période du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2022;

DEMANDE au Distributeur de poursuivre la production et le dépôt du suivi annuel déterminé par les décisions D-2009-107 et D-2-17-140, conformément au suivi actuellement produit à la Régie et incluant les éléments mentionnés aux paragraphes 58 et 67 de la présente décision;

REJETTE la demande du RNCREQ de déposer une demande de paiement de frais;

⁴⁴ Pièce [D-0003](#), p. 7.

DEMANDE au Distributeur de se conformer aux autres éléments décisionnels de la présente décision.

Louise Rozon
Régisseur