

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2015-014

R-3848-2013

27 février 2015

PRÉSENTS :

Marc Turgeon
Gilles Boulianne
Louise Rozon
Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

**Intervenants et Mis en cause dont les noms apparaissent
ci-après**

Décision finale

*Demande d'approbation des caractéristiques du service
d'intégration éolienne et de la grille d'analyse en vue de
l'acquisition d'un service d'intégration éolienne*

Intervenants :

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

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

Énergie Brookfield Marketing s.e.c. (EBM);

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);

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

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

Union des consommateurs (UC).

Mis en cause :

Procureur général du Québec (PGQ).

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION	5
2. REQUÊTE EN REJET ET RADIATION DE PREUVE	8
3. CONTEXTE.....	15
4. CARACTÉRISTIQUES DU SERVICE D'INTÉGRATION ÉOLIENNE RECHERCHÉ PAR LE DISTRIBUTEUR	16
4.1 Retours d'énergie – Garantie de puissance	16
4.2 Durée des contrats	59
4.3 Besoins totaux en matière d'intégration éolienne	61
4.4 Programme des ressources	62
4.5 Base de rémunération	72
5. PROCÉDURE D'APPEL D'OFFRES ET CRITÈRES DE SÉLECTION	81
5.1 Commentaire préliminaire relatif à l'article 74.1.1 de la Loi.....	81
5.2 Processus de sélection	82
5.3 Évaluation des soumissions.....	85
5.4 Clause liée aux prix jugés non concurrentiels	90
5.5 Divulgence des coûts	91
6. DÉPÔT EN VERTU DES ARTICLES 72 ET 74.1 DE LA LOI.....	92
DISPOSITIF	97

1. INTRODUCTION

[1] Le 25 juin 2013, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu de l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), une demande d'approbation des caractéristiques du service d'intégration éolienne (SIÉ) qu'il requiert et de la grille d'analyse des soumissions qu'il recevra à la suite de l'appel d'offres qu'il lancera pour acquérir ce service (la Demande d'approbation).

[2] Le 12 juillet 2013, la Régie rend sa décision D-2013-104 par laquelle elle convoque une audience pour examiner la demande du Distributeur, invite les personnes intéressées à déposer une demande d'intervention et un budget de participation et fixe le calendrier pour le traitement du dossier. Elle identifie également les enjeux que soulève la Demande d'approbation.

[3] Le 30 août 2013, la Régie rend sa décision D-2013-133 par laquelle elle accueille les demandes d'intervention de l'ACEFO, l'AQCIE-CIFQ, EBM, la FCEI, le GRAME, le RNCREQ, SÉ-AQLPA et l'UC. Elle émet également certains commentaires relatifs aux enjeux à traiter.

[4] Entre les 11 et 13 septembre 2013, des demandes de renseignements sont adressées au Distributeur. Ce dernier y répond le 3 octobre suivant.

[5] Le 18 septembre 2013, l'AQCIE-CIFQ fait parvenir au PGQ un avis en vertu de l'article 95 du *Code de procédure civile* (l'Avis) dans lequel l'intervenant indique qu'il compte soulever l'invalidité de certaines dispositions (les Dispositions réglementaires contestées) de règlements pris par le gouvernement du Québec visant l'acquisition de quatre blocs d'énergie éolienne (les Règlements ou les Décrets)². Le 3 octobre 2013, le PGQ dépose sa comparution au présent dossier. L'Avis est déposé à la Régie le 8 novembre 2013³.

¹ RLRQ, c. R-6.01.

² *Règlement sur l'énergie éolienne et sur l'énergie produite avec de la biomasse*, D. 352-2003, (2003) 135 G.O. II, 1677; *Règlement sur le second bloc d'énergie éolienne*, D. 926-2005, (2005) 137 G.O. II, 5859B; *Règlement sur un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets autochtones*, D. 1043-2008, (2008) 140 G.O. II, 5865 et *Règlement sur un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets communautaires*, D. 1045-2008, (2008) 140 G.O. II, 5866.

³ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0009.

[6] Les 7 et 8 octobre 2013, l'AQCIE-CIFQ, EBM et la FCEI font part de leur insatisfaction à l'égard de certaines réponses données par le Distributeur à leurs demandes de renseignements et demandent à la Régie d'ordonner à ce dernier de répondre à leurs questions et de fournir les informations requises⁴.

[7] Le 10 octobre 2013, la Régie reçoit les commentaires du Distributeur sur ces demandes d'ordonnance. Il apporte notamment des précisions à certaines des réponses qu'il a fournies⁵.

[8] Le 11 octobre 2013, l'AQCIE-CIFQ, en son nom et au nom d'EBM, amende la liste des questions auxquelles ces intervenants demandent à la Régie d'ordonner au Distributeur de répondre⁶.

[9] Le 17 octobre 2013, la Régie émet sa décision D-2013-169 par laquelle elle accueille partiellement les demandes d'ordonnances de l'AQCIE-CIFQ, d'EBM et de la FCEI et fixe les ajustements requis au calendrier pour le traitement du dossier.

[10] Le 18 octobre 2013, l'ACEFO dépose son mémoire.

[11] Le 25 octobre 2013, le Distributeur dépose les compléments de réponse visés par la décision D-2013-169.

[12] Les 8 et 11 novembre 2013, la Régie reçoit les mémoires de l'AQCIE-CIFQ, d'EBM, de la FCEI, du GRAME, du RNCREQ, de SÉ-AQLPA et de l'UC.

[13] Le 10 janvier 2014, le PGQ dépose son argumentation relative à la contestation par l'AQCIE-CIFQ de la validité des Dispositions réglementaires contestées⁷. Cette argumentation est amendée le 13 janvier suivant⁸. Le PGQ demande, notamment, que l'Avis soit rejeté au motif d'irrecevabilité⁹.

⁴ Pièces C-AQCIE-CIFQ-0004 et C-FCEI-0009.

⁵ Pièce B-0025.

⁶ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0005.

⁷ Pièce C-PGQ-0002.

⁸ Pièce C-PGQ-0003.

⁹ Pièce C-PGQ-0003, par. 12 à 33.

[14] Le 13 janvier 2014, le Distributeur dépose une requête en rejet et radiation d'extraits de la preuve de l'AQCIE-CIFQ et d'EBM (la Requête en rejet et radiation de preuve) et une requête en exception déclinatoire eu égard à la contestation qu'entend soulever l'AQCIE-CIFQ relativement aux Dispositions réglementaires contestées (la Requête en exception déclinatoire). Le Distributeur demande à la Régie de trancher ces moyens préliminaires, avant l'administration de la preuve¹⁰.

[15] Le 17 janvier 2014, la Régie informe les participants qu'elle les entendra sur les moyens préliminaires soulevés par le Distributeur et le PGQ en début d'audience le 20 janvier 2014 et, qu'au préalable, elle entendra l'AQCIE-CIFQ sur une précision qu'elle demande à cet intervenant quant à la portée de sa contestation de la validité des Dispositions réglementaires contestées.

[16] Les 20 et 21 janvier 2014, la Régie entend les argumentations des participants sur ces moyens préliminaires. Elle entame ensuite son délibéré et suspend l'audience jusqu'au 27 janvier 2014¹¹.

[17] Le 24 janvier 2014, la Régie informe les participants qu'eu égard aux circonstances, elle reporte du 10 au 19 février 2014 l'audience qui était prévue pour les 27 et 30 janvier 2014. Elle précise également qu'elle fera connaître d'ici là ses instructions quant à la procédure de traitement du dossier qu'elle aura retenue.

[18] Le 3 février 2014, la Régie rend sa décision D-2014-013 par laquelle elle rejette la Requête en exception déclinatoire du Distributeur et les arguments préliminaires en irrecevabilité du PGQ et déclare sa compétence à se prononcer sur la légalité des Dispositions réglementaires contestées. De plus, elle rejette partiellement la Requête en rejet et radiation de preuve et accueille, sous réserve, certains des extraits de preuve visés par cette requête.

[19] L'audience se déroule du 10 au 19 février 2014. À cette dernière date, la Régie entame son délibéré sur l'ensemble du dossier.

¹⁰ Pièces B-0038 et B-0039.

¹¹ Pièce A-0043, p. 55 et 57.

[20] Le 7 octobre 2014, la Régie rend sa décision D-2014-174 par laquelle elle rejette la demande de l'AQCIE-CIFQ visant une déclaration d'inapplicabilité des Dispositions réglementaires contestées.

[21] Par la présente décision, la Régie se prononce sur la Requête en rejet et radiation de preuve du Distributeur, en ce qui a trait aux extraits de preuve accueillis sous réserve par la décision D-2014-013, et sur la Demande d'approbation.

2. REQUÊTE EN REJET ET RADIATION DE PREUVE

[22] Le 13 janvier 2014, le Distributeur demande à la Régie de rejeter et radier les extraits suivants de la preuve déposée par l'AQCIE-CIFQ et EBM :

- les sections intitulées « Troisième élément » (pages 10 à 15) et « Conclusion » (page 19) du mémoire de l'AQCIE-CIFQ¹²;
- les sections II (paragraphe 8 à 57) et 3.1 (paragraphe 58 à 69), de même que les paragraphes 71, 72, 74, 124, 126, 127, 129, 130 et 131 du mémoire d'EBM¹³;
- les sections 4.5 et 10 du rapport de l'expert mandaté par l'AQCIE-CIFQ et EBM, M. William K. Marshall¹⁴.

[23] Le Distributeur soutient que ces extraits ignorent le cadre réglementaire et sont en contravention du cadre procédural applicable en l'instance, compte tenu en particulier des commentaires formulés par la Régie aux paragraphes 10 à 13 de sa décision D-2013-133¹⁵.

¹² Pièce C-AQCIE-CIFQ-0008.

¹³ Pièce C-EBM-0014.

¹⁴ Pièce C-EBM-0015. Cette pièce a été déposée conjointement par l'AQCIE-CIFQ et EBM (voir la pièce C-EBM-0013 et la pièce C-AQCIE-CIFQ-0008, p. 1 et 2).

¹⁵ Pièces B-0039 et A-0041, p. 16 à 30.

[24] L'AQCIE-CIFQ et EBM contestent cette requête du Distributeur et présentent divers arguments au soutien de leurs positions respectives lors de l'audience du 20 janvier 2014¹⁶. Le Distributeur y réplique lors de l'audience du 21 janvier 2014¹⁷.

[25] Dans sa décision D-2014-013, la Régie a rejeté partiellement la Requête en rejet et radiation de preuve et accueilli sous réserve certains extraits de preuve.

[26] Il convient de reproduire le texte des motifs de la Régie à cet égard :

« [81] La Régie constate que certains extraits de preuve dont le Distributeur demande la radiation ne respectent pas le cadre procédural établi dans la décision D-2013-133. Dans cette décision, la Régie fait notamment référence à la décision D-2011-193.

[82] Au paragraphe 138 de la décision D-2011-193, la Régie “ constate qu'en vertu des Décrets, le service d'équilibrage et la puissance complémentaire (ou, selon le cas, la garantie de puissance) sont indissociables ”. En tenant compte de cette décision, la Régie a déterminé, au paragraphe 12 de la décision D-2013-133, que la question qui demeurerait à débattre quant à la scission des produits composant un service d'intégration éolienne était “ de savoir s'il est requis en vertu des décrets 352-2003, 926-2005, 1043-2008 et 1045-2008 du gouvernement du Québec, ou bien souhaitable, que les services complémentaires soient inclus dans le même appel d'offres que les retours d'énergie et la garantie de puissance ”.

[83] La Régie a rendu sa décision D-2013-133 en présumant de la validité des Règlements en cause. Après que cette décision ait été rendue publique, l'AQCIE/CIFQ demande à la Régie de reconnaître que les Dispositions réglementaires contestées sont invalides et, en conséquence, inapplicables aux fins de l'examen de la demande faisant l'objet du présent dossier.

¹⁶ Pièce A-0041, p. 150 à 187 et 206 à 208; pièce C-AQCIE-CIFQ-0013, par. 22 à 25 et pièce C-EBM-0019.

¹⁷ Pièce A-0042, p. 5 à 18.

[84] *Compte tenu de cette contestation, la Régie réserve sa décision sur la pertinence de toute preuve visant à ce que la puissance complémentaire (ou, selon le cas, la garantie de puissance) fasse partie d'un appel d'offres distinct du service d'équilibrage. Une preuve selon laquelle un service d'intégration éolienne n'a pas à contenir de la puissance complémentaire (ou, selon le cas, la garantie de puissance) est également prise sous réserve, puisque les Règlements la prévoient.*

[85] *Pour les motifs énoncés ci-après, la Régie est d'avis que les autres extraits de preuve dont le Distributeur demande la radiation sont conformes à la décision procédurale D-2013-133 et aux aspects du cadre réglementaire sur lesquels elle s'est prononcée. En conséquence, elle rejette la demande de radiation du Distributeur à l'égard de ces autres extraits de preuve.*

[86] *La Régie tient à préciser que certains des extraits de preuve dont la radiation est demandée relèvent plus de l'argumentation.*

[87] *Au paragraphe 13 de la décision D-2013-133, la Régie indique ce qui suit :*

“ [...] le Distributeur n'a pas à soumettre de preuve pour justifier la présentation de caractéristiques de produits différentes de celles de l'Entente globale de modulation (EGM) présentées dans le plan d'approvisionnement. En effet, par sa décision D-2011-193, la Régie a rejeté l'EGM. C'est donc dans le cadre du présent dossier que les caractéristiques du service d'intégration éolienne doivent être examinées ”.

[88] *La Régie s'est déclarée satisfaite des caractéristiques de l'EGM dans le cadre du plan d'approvisionnement, avec certaines réserves. Elle a rejeté l'entente lors de la demande du Distributeur visant son approbation en vertu de l'article 74.2 de la Loi, considérant que les services qui y était prévus devaient faire l'objet d'appels d'offres. C'est dans ce contexte que la Régie a indiqué que le Distributeur n'avait pas à soumettre de preuve, dans le présent dossier, pour justifier la présentation de caractéristiques de produits différentes de celles de l'EGM présentées dans le plan d'approvisionnement.*

[89] *Il serait, par ailleurs, illogique que le Distributeur doive, dans le présent cas, s'en tenir aux caractéristiques de l'EGM présentées dans le plan d'approvisionnement. D'une part, cette entente a été conclue avec un seul fournisseur et n'a donc pas été conçue dans l'optique d'appels d'offres ouverts à plusieurs fournisseurs. D'autre part, tel qu'indiqué par la Régie dans sa décision D-2011-193, l'EGM présentait des services qui n'étaient pas requis pour fournir la "garantie de puissance [...] sous forme de convention d'équilibrage" ou le "service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne" exigés par les Règlements [note de bas de page omise] [une référence est faite au paragraphe 139 de la décision].*

[90] *Cela étant dit, le paragraphe 13 de la décision D-2013-133 n'exclut pas la possibilité pour les intervenants de faire valoir que certaines caractéristiques de l'EGM étaient, par exemple, plus optimales que les caractéristiques du service d'intégration éolienne que le Distributeur présente dans le présent dossier.*

[91] *Sur la question particulière de savoir si les impacts de la production éolienne peuvent ou non être pris en charge par l'Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial, la Régie accueille la preuve portant sur ce sujet, puisqu'elle n'a rendu aucune décision à ce jour à cet égard.*

[92] *De plus, la Régie juge que ces autres extraits de preuve sont pertinents parce qu'ils pourraient apporter des éléments de réponse aux questions énoncées dans la décision D-2013-104 »¹⁸.*

Opinion de la Régie

[27] Tel qu'il appert des paragraphes 81 à 84 de sa décision D-2014-013, la Régie a réservé sa décision sur la pertinence de toute preuve visant à ce que la puissance complémentaire (ou, selon le cas, la garantie de puissance) fasse partie d'un appel d'offres distinct du service d'équilibrage et de toute preuve selon laquelle un service d'intégration éolienne n'a pas à contenir de la puissance complémentaire (ou, selon le cas, la garantie de puissance). Cette réserve a été émise dans le contexte où la Régie a convenu d'entendre la preuve des participants avant de se prononcer, si nécessaire, sur la

¹⁸ Décision D-2014-013, p. 29 à 31.

validité des Dispositions réglementaires contestées et leur applicabilité dans le présent dossier¹⁹.

[28] Le 8 octobre 2014, la Régie a rendu sa décision D-2014-174 par laquelle elle a rejeté la demande de l'AQCIE-CIFQ visant une déclaration d'inapplicabilité des Dispositions réglementaires contestées aux fins du présent dossier.

[29] Dans ce contexte, pour être pertinente et recevable, la preuve doit porter sur l'interprétation et l'application des Décrets, dont la Régie a l'obligation de tenir compte, tel qu'exposé dans sa décision D-2014-174²⁰.

[30] Par voie de conséquence, dans la mesure où des éléments de la preuve déposée par l'AQCIE-CIFQ et par EBM ainsi que du rapport de l'expert Marshall visent à recommander à la Régie de ne pas appliquer intégralement les prescriptions des Décrets en ce qui a trait à la « *garantie de puissance [...] sous forme de convention d'équilibrage* » ou le « *service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne* », ces éléments de preuve sont, en principe, irrecevables. C'est en ce sens que la Régie indiquait, dans sa décision D-2014-013, que certains extraits de preuve ne respectaient pas le cadre procédural établi dans sa décision D-2013-133²¹.

[31] Toutefois, après révision de l'ensemble de la preuve écrite et testimoniale de ces intervenants et de l'expert Marshall, la Régie en vient à la conclusion qu'il n'y a pas lieu d'accueillir la Requête en rejet et radiation de preuve quant aux extraits de preuve qu'elle a admis sous réserve, pour les motifs suivants.

¹⁹ Décision D-2014-013, p. 26, par. 71.

²⁰ Pages 23 à 26, par. 72 à 85.

²¹ Décision D-2014-013, p. 29, par. 81.

[32] En premier lieu, la Régie note que la preuve présentée par EBM repose notamment sur une interprétation des commentaires formulés par la Régie, dans ses décisions D-2011-162²² et D-2011-193²³, au sujet de l'Entente globale de modulation (EGM). Il en est de même du rapport de l'expert Marshall, auquel tant l'AQCIE-CIFQ qu'EBM réfèrent.

[33] Selon cette interprétation, confirmée par EBM lors de son argumentation relative à la Requête en rejet et radiation de preuve, la Régie aurait statué qu'en vertu de l'article 74.1 de la Loi, des appels d'offres distincts devaient être lancés pour chacun des produits de l'EGM que la Régie a qualifié d'approvisionnements au sens de la Loi. EBM en a conclu que la Régie devrait en venir à la même conclusion en ce qui a trait aux divers volets du SIÉ, les caractéristiques duquel font l'objet de la Demande d'approbation du Distributeur dans le présent dossier.

[34] La Régie estime que, dans sa décision D-2013-133, sa référence au paragraphe 138 de la décision D-2011-193 laissait clairement entendre que le constat exprimé à ce paragraphe s'appliquait au présent dossier, soit que, en vertu des Décrets, le service d'équilibrage et la puissance complémentaire (ou, selon le cas, la garantie de puissance) sont indissociables et que, par conséquent, un appel d'offres pour ces deux produits conjointement était requis. Cependant, la Régie comprend, notamment à la lumière des représentations faites par EBM²⁴, qu'une autre interprétation pouvait, de bonne foi, être envisagée par l'intervenante aux fins de la présentation de sa preuve et être soumise à la Régie à l'appui de sa recevabilité.

[35] Pour ce qui est, par ailleurs, des extraits contestés de la preuve de l'AQCIE-CIFQ, la Régie constate qu'ils intègrent en partie des éléments de réflexion relatifs à la prise en compte de l'*Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial*²⁵ (ESC), un enjeu que la Régie a jugé recevable²⁶.

²² Dossier R-3748-2010, Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur.

²³ Dossier R-3775-2011, Demande d'approbation d'une entente globale de modulation. La décision D-2011-193 a été rendue le 19 décembre 2011 avec la mention « motifs à suivre ». Dans la présente décision, lorsque la Régie fait mention de la décision D-2011-193, elle réfère aux Motifs de cette décision publiés le 10 février 2012.

²⁴ Pièce A-0041, p. 175 à 181, 186 et 187.

²⁵ Pièce C-EBM-0023 : entente signée le 15 février 2005 entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production.

²⁶ Décision D-2014-013, p. 31, par. 91.

[36] En second lieu, la Régie est d'avis que les extraits de preuve, dont le Distributeur demande le rejet et la radiation et qu'elle a accueillis sous réserve de sa décision quant à leur recevabilité, lui ont permis, dans leur ensemble, de bien établir les distinctions qui s'imposent aux fins de la présente décision et ont, en ce sens, été utiles.

[37] La Régie prend en considération, à cet égard, l'historique et l'évolution de la réflexion qu'a occasionné le sujet de l'intégration éolienne dans les dossiers soumis à son examen depuis les constats qu'elle a faits dans le cadre du dossier relatif au Plan d'approvisionnement 2005-2014 du Distributeur²⁷. Elle prend également en considération le fait que, pour les fins du présent dossier, elle a jugé nécessaire de requérir des participants leur interprétation des termes, non définis, employés dans les Décrets²⁸, et le fait que les concepts et les aspects techniques sous-jacents ne reçoivent pas une interprétation unanime des participants, tel qu'il ressort de l'analyse qu'en fait la Régie dans la présente décision²⁹.

[38] Enfin, tel qu'il appert de la présente décision³⁰, la Régie ne retient, dans les extraits de preuve dont le Distributeur demande le rejet et la radiation, aucune des interprétations et recommandations de l'AQCIE-CIFQ, d'EBM et de l'expert Marshall qui soient de nature à ne pas donner pleinement effet aux prescriptions des Décrets, ces dernières ayant été jugées valides par la Régie.

[39] Dans ce contexte, l'exercice de tri et d'identification des paragraphes ou parties de paragraphes qui devraient, en principe, être radiés, devient académique et peu utile. En conséquence, la Régie rejette, mais uniquement dans cette mesure, la Requête en rejet et radiation de preuve quant aux extraits de preuve qu'elle a accueillis sous réserve par sa décision D-2014-013.

²⁷ Dossier R-3550-2004, décision D-2005-076, p. 5 et 6 et décision D-2005-178, p. 25 à 27.

²⁸ Pièce A-0010 (questions 12 et 14) et pièces A-0016, A-0018, A-0020, A-0022, A-0024, A-0026, A-0028 et A-0030.

²⁹ Section 4.1.3 de la présente décision.

³⁰ En particulier, aux paragraphes 189 et suivants, 221 et suivants et 234 et suivants.

3. CONTEXTE

[40] Le Distributeur expose que, en 2003, 2005 et 2008, le gouvernement du Québec a adopté successivement les Règlements, lesquels ont conduit au lancement de trois appels d'offres distincts et à la conclusion de 34 contrats d'approvisionnement en électricité approuvés par la Régie, pour une puissance installée de 3 139 MW à l'horizon 2015³¹.

[41] Le Distributeur indique qu'en vertu des Règlements, les blocs d'énergie éolienne doivent être accompagnés d'une « *garantie de puissance hydroélectrique installée au Québec, sous forme de convention d'équilibrage* »³² ou d'un « *service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne* »^{33 34}.

[42] Le Distributeur a conclu, en 2005, une entente d'intégration éolienne (EIE) avec Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur), approuvée par la Régie³⁵, qui est présentement appliquée aux livraisons de l'énergie éolienne en vertu des contrats conclus par le Distributeur³⁶.

[43] L'EIE est composée d'un service d'équilibrage éolien permettant d'absorber l'impact de l'intermittence de la production éolienne par la modulation de la production hydraulique horaire du Producteur, d'une puissance garantie égale à 35 % de la production contractuelle des parcs éoliens en exploitation commerciale livrée à chaque heure de l'année, y incluant une puissance complémentaire égale à 20 % de la puissance contractuelle, tenant compte d'une quantité contributive des parcs éoliens alors estimée à 15 % de la puissance contractuelle³⁷.

[44] Le Distributeur indique qu'à la suite de la décision D-2011-193³⁸ de la Régie, il procédera à un appel d'offres suivant la *Procédure d'appel d'offres et d'octroi des*

³¹ Pièce B-0003, par. 3.

³² Décret 352-2003.

³³ Décrets 926-2005, 1043-2008 et 1045-2008.

³⁴ Pièce B-0004, p. 5.

³⁵ Dossier R-3573-2005, décision D-2006-27.

³⁶ Pièce B-0004, p. 5.

³⁷ Dossier R-3573-2005, pièce HQD-1, document 1, p. 3 et 4.

³⁸ Dossier R-3775-2011.

*contrats d’approvisionnement en électricité*³⁹ (la Procédure d’appel d’offres et d’octroi)⁴⁰.

[45] Il précise que sa demande est déposée conformément aux commentaires de la Régie dans sa décision D-2012-142⁴¹ et couvre les aspects suivants :

- les caractéristiques du service d’intégration éolienne recherché;
- la procédure d’appel d’offres en vue de l’acquisition d’un SIÉ;
- la grille d’analyse des soumissions⁴².

[46] Il soumet que les caractéristiques du produit recherché sont conformes aux exigences des Règlements et s’inscrivent en continuité des caractéristiques de l’EIÉ, à laquelle le SIÉ succédera⁴³.

[47] Il précise qu’en raison de la nature du produit recherché, il propose de n’utiliser qu’un critère monétaire fondé sur le prix aux fins du processus éventuel de sélection des soumissions⁴⁴.

4. CARACTÉRISTIQUES DU SERVICE D’INTÉGRATION ÉOLIENNE RECHERCHÉ PAR LE DISTRIBUTEUR

4.1 RETOURS D’ÉNERGIE – GARANTIE DE PUISSANCE

4.1.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[48] Le Distributeur indique que le service d’intégration éolienne est requis par les Règlements. Il explique que cette obligation découle avant tout d’un besoin d’équilibrage

³⁹ Procédure approuvée par la Régie, par sa décision D-2001-191 (dossier R-3462-2001), telle que modifiée par des décisions subséquentes de la Régie (voir la section 6 de la présente décision).

⁴⁰ Pièce B-0003, par. 8.

⁴¹ Dossier R-3806-2012.

⁴² Pièce B-0004, p. 6.

⁴³ Pièce B-0003, par. 7.

⁴⁴ Pièce B-0003, par. 9.

offre-demande en temps réel du réseau de transport, en raison du fait que les fluctuations en temps réel de la production éolienne doivent nécessairement être compensées par d'autres ressources en réseau, afin d'assurer en tout temps l'équilibre entre la production et la charge et garantir ainsi le maintien de la fréquence du réseau à 60 Hz⁴⁵.

Retours d'énergie

[49] Le service d'intégration recherché par le Distributeur est constitué d'un service d'équilibrage éolien assorti d'une puissance complémentaire, afin de raffermir les livraisons d'énergie en « *période d'hiver* »⁴⁶.

[50] Le Distributeur décrit ce service d'intégration éolienne comme suit :

- (i) le fournisseur absorbe, en temps réel, la production éolienne variable, jusqu'à concurrence d'une quantité qu'il déterminera dans sa soumission, laquelle quantité correspondra à la « quantité contractuelle »;
- (ii) le fournisseur retourne, en tout temps, une quantité d'électricité correspondant à 35 % de la quantité contractuelle;
- (iii) pendant la période d'hiver, les retours d'énergie décrits en (ii) sont assortis d'une garantie de puissance, et des pénalités additionnelles s'appliquent si la quantité livrée est inférieure à l'engagement du fournisseur⁴⁷.

[51] Le produit ainsi constitué des retours d'énergie fixés à l'avance et garantis permettra au Distributeur de respecter ses obligations à l'égard de la sécurité et de la fiabilité des approvisionnements. Il lui permettra également d'éviter le déploiement de moyens qui pourraient devenir inadéquats, en raison de la variabilité de la production éolienne pour tous les horizons de planification⁴⁸.

⁴⁵ Pièce B-0004, p. 9 et 17.

⁴⁶ Le Distributeur définit la « *période d'hiver* » comme étant la période comprise entre le 1^{er} décembre d'une année et le 31 mars de l'année suivante.

⁴⁷ Pièce B-0004, p. 7.

⁴⁸ Pièce B-0004, p. 10 et 11.

[52] Pour le Distributeur, tous les retours d'énergie doivent être garantis⁴⁹ en tout temps, ce qui signifie à chaque instant pour tous les mois de chaque année couverte par les contrats. Cette garantie est assurée par l'intermédiaire d'un mécanisme de pénalités⁵⁰.

[53] Sans des retours d'énergie prédéterminés et garantis, le Distributeur considère qu'il serait amené, sur une base régulière, à effectuer des achats sur les marchés afin de couvrir la variabilité de la production éolienne. Compte tenu de cette variabilité, ces achats s'avèreraient parfois inutiles ou parfois insuffisants⁵¹.

Retours d'énergie - valeurs

[54] Le Distributeur soutient que les retours d'énergie, qu'il établit à 35 % de la puissance éolienne installée, lui assurent un volume annuel d'énergie correspondant aux paramètres des contrats intervenus avec les fournisseurs éoliens et, ainsi, à la production éolienne attendue⁵².

[55] Le Distributeur mentionne que « *des livraisons uniformes d'énergie, conformément à ce qui est prévu dans les caractéristiques du service proposé, contribuent à simplifier et clarifier, auprès des soumissionnaires, les paramètres du service qu'ils doivent maintenir tout au long du contrat* »⁵³.

[56] Il mentionne également que, bien que plusieurs intervenants proposent 31 % comme valeur des retours d'énergie basé sur l'historique obtenu, il ne croit pas que cette valeur soit représentative de l'avenir. Il considère que 35 % est la valeur la plus adéquate dans la mesure où « *les paramètres des contrats indiquent plutôt que le FU [facteur d'utilisation] [de] la production éolienne devrait approcher 36 %* »⁵⁴.

⁴⁹ La garantie dont il s'agit est celle relative à l'engagement de livrer les retours d'énergie et non celle au sens de la garantie de puissance dont il est question plus loin dans la présente décision.

⁵⁰ Pièce B-0004, annexe B, p. 3 et pièce B-0036, p. 22.

⁵¹ Pièce B-0018, p. 10.

⁵² Pièce B-0004, p. 11.

⁵³ Pièce B-0024, p. 17.

⁵⁴ Pièce B-0016, p. 21 et pièce A-0052, p. 195.

[57] Le Distributeur indique que ses contrats sont en lien avec les conditions qui ont prévalu sur une période de 35 ans, soit entre 1971 et 2006 et que même si les hypothèses de certains parcs ont été révisées à la baisse, la contribution globale des contrats éoliens demeure au-delà de 35 %⁵⁵.

[58] Pour ce qui est d'un scénario de retours d'énergie non uniforme, tel que proposé par la Régie, le Distributeur précise qu'il privilégie un scénario constitué de retours d'énergie correspondant à 40 % de la puissance installée pour la période allant d'octobre à mars, assortis d'une garantie de puissance pour la période d'hiver, soit pour les mois de décembre à mars. Pour les autres mois de l'année, soit d'avril à septembre, le niveau des retours serait alors de 30 %⁵⁶.

Services complémentaires

[59] Le Distributeur mentionne que ce service d'équilibrage de la production éolienne s'inscrit dans l'obligation qu'il a, en vertu de l'annexe 8 des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (les Tarifs et conditions de transport), de fournir ou de faire fournir les services complémentaires requis pour assurer en tout temps la sécurité et la fiabilité du réseau de transport. Il explique que ces services permettent notamment d'assurer l'équilibre entre la production et la charge, de limiter les variations de fréquence sur le réseau et de combler les écarts par rapport aux prévisions de production éolienne⁵⁷.

[60] À cet égard, le Distributeur rappelle ses propos tenus dans le cadre de l'examen du dossier R-3799-2012, alors qu'il soulignait que la Régie, dans sa décision D-2008-133 portant sur l'approbation du plan d'approvisionnement 2008-2017, avait reconnu que « *sans entente d'intégration éolienne “ l'acquisition de services complémentaires serait tout de même requise pour la gestion du réseau [note de bas de page omise] ”* »⁵⁸.

⁵⁵ Pièce A-0054, p. 86 et 87.

⁵⁶ Pièce B-0042, p. 7 et 8.

⁵⁷ Pièce B-0004, p. 9 et 12.

⁵⁸ Pièce B-0004, p. 12 et 13.

[61] Le Distributeur mentionne que ce sont les mêmes équipements de production qui fournissent les services dans le cadre de l'ESC et ceux inclus dans l'EIE⁵⁹.

[62] Cependant, le Distributeur considère qu'en vertu du cadre réglementaire québécois, les impacts de la production éolienne ne peuvent être pris en charge par l'ESC. Selon lui, ces services complémentaires « *sont strictement associés à la fourniture de l'électricité patrimoniale et ne peuvent être utilisés à d'autres fins* »⁶⁰.

[63] Il précise que :

*« Les responsabilités du Producteur découlant de cette entente [l'ESC] sont clairement limitées à la fourniture de ce qui est requis pour l'électricité patrimoniale et le Distributeur n'est pas autorisé à utiliser les mêmes services à d'autres fins. Il n'a pas non plus l'autorisation d'utiliser, à d'autres fins, les marges disponibles entre les limites maximales incluses à l'ESC et les services complémentaires réellement utilisés pour la livraison de l'électricité patrimoniale [note de bas de page omise] »*⁶¹.

[64] De plus, le Distributeur mentionne que les besoins de services complémentaires strictement requis pour l'intégration de l'énergie éolienne n'ont pas été évalués. Les études qui sont en cours ne visent qu'à quantifier l'impact du profil et de la croissance de la charge sur les services complémentaires associés à l'ESC :

*« Il n'y a pas d'étude additionnelle sur les services complémentaires associés à l'impact de la production éolienne parce que le dossier qui est en cours [la présente demande] va couvrir tout ça »*⁶².

[65] Le Distributeur fait également remarquer qu'il est impossible d'associer une quantité de services complémentaires à une source particulière de variation, que ce soit la charge, la production ou les importations⁶³.

⁵⁹ Pièce A-0054, p. 9.

⁶⁰ Pièce B-0004, p. 12.

⁶¹ Pièce B-0019, p. 19.

⁶² Pièce A-0052, p. 31.

⁶³ Pièce A-0052, p. 44 et 45.

[66] Il indique que les valeurs utilisées dans le cadre de la demande d'approbation de l'EGM étaient fondées sur des évaluations des services complémentaires requis au-delà des quantités fournies par le Producteur et liées à ses obligations patrimoniales :

« Ces évaluations ont été utilisées dans le dossier de l'EGM [dossier R-3775-2011, Demande d'approbation d'une entente globale de modulation] qui constituait un tout indissociable où le Producteur fournissait un ensemble de services indistinctement liés à l'intégration éolienne et à la gestion de la charge du Distributeur. La facturation explicite et séparée de certains services ne peut être transposée dans un autre contexte puisqu'elle s'inscrivait dans le cadre d'une entente globale »⁶⁴.

[67] Le Distributeur précise que les évaluations de besoins additionnels de 82 MW pour le suivi de la charge et de 45 MW pour des besoins liés au service de provision pour aléas qui ont été établies dans le cadre de l'examen de l'EGM ne sont valides *« que dans le contexte où les services complémentaires reliés à l'électricité patrimoniale et à l'intégration éolienne sont mis en commun, comme c'est le cas dans le cadre d'une entente globale, telle l'EGM »⁶⁵.*

[68] Il ajoute que les études réalisées à cet égard avaient pour but de quantifier les impacts de la production éolienne, mais qu'elles n'avaient pas pour objectif d'établir des valeurs commerciales⁶⁶.

[69] Le Distributeur indique qu'actuellement, dans le cadre de l'EIIÉ, le Producteur réalise l'équilibrage éolien intrahoraire à l'aide de l'« automatisme de régulation fréquence-puissance » (RFP) et du suivi de la charge. Cet équilibrage est réalisé globalement pour l'ensemble du réseau, incluant l'éolien⁶⁷.

[70] Il rappelle que la prestation de services complémentaires fait appel à des équipements de production qui doivent être mis à la disposition d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) et soumis à des consignes envoyées

⁶⁴ Pièce B-0019, p. 25.

⁶⁵ Pièce B-0019, p. 25 et 26.

⁶⁶ Pièce A-0052, p. 28.

⁶⁷ Pièce B-0016, p. 9.

par le responsable de l'équilibrage du réseau⁶⁸. Il précise que les consignes de RFP sont envoyées à chaque minute et que celles des programmes le sont à chaque heure⁶⁹.

[71] Le Distributeur indique, par ailleurs, que le SIÉ qu'il propose « *permet d'équilibrer des livraisons qui fluctuent de minute en minute et qui sont accompagnées d'incertitudes importantes [et] procure implicitement les services complémentaires requis pour l'intégration de la production éolienne* »⁷⁰.

Garantie de puissance – puissance complémentaire

[72] Pour le Distributeur, l'expression « garantie de puissance » prévue au décret 352-2003 et l'expression « puissance complémentaire » prévue aux décrets 926-2005, 1043-2008 et 1045-2008 correspondent à la quantité de puissance fournie par chaque fournisseur de service d'intégration éolienne qui ne doit faire l'objet d'aucun autre engagement ferme de livraison à un tiers durant la période comprise entre le 1^{er} décembre d'une année et le 31 mars de l'année suivante, qu'il identifie comme étant la « *période d'hiver* »⁷¹.

[73] Il justifie cette période de quatre mois par le fait que, à son avis, le maintien d'une quantité de puissance suffisante ne saurait se limiter aux seuls mois [janvier et février] où la pointe annuelle se manifeste le plus fréquemment⁷². Il soutient que la situation géographique du Québec fait en sorte que des températures froides surviennent fréquemment en mars, entraînant des besoins de chauffage et, conséquemment, des périodes de charges élevées. Il souligne qu'une partie des 300 heures de plus fortes charges survient en mars⁷³.

[74] Il précise que les résultats obtenus des modèles probabilistes de puissance présentent des scénarios où la pointe hivernale survient en mars, en tenant compte de la dispersion de la demande et de l'aléa climatique⁷⁴.

⁶⁸ Pièce B-0016, p. 34.

⁶⁹ Pièce B-0016, p. 9.

⁷⁰ Pièce B-0004, p. 11 et 12; pièce B-0016, p. 31 et pièce B-0036, p. 12.

⁷¹ Pièce B-0004, p. 7 et pièce B-0016, p. 27.

⁷² Pièce B-0016, p. 25.

⁷³ Pièce B-0016, p. 25.

⁷⁴ Pièce A-0052, p. 128.

[75] À cet égard, le Distributeur juge qu'il serait imprudent d'exclure, comme le proposent certains intervenants, les mois de décembre ou mars dans les contrats d'approvisionnement de long terme. Il considère nécessaire que son portefeuille d'approvisionnements comporte des approvisionnements garantis sur l'ensemble de la période de décembre à mars inclusivement⁷⁵.

[76] Il ajoute que, bien qu'une portion limitée de son portefeuille d'approvisionnements puisse être constituée d'achats de produits de puissance *Unforced Capacity* (UCAP) concentrés en janvier et février seulement et dont l'utilisation est limitée à quelques heures par année, la majorité des approvisionnements en puissance doit, selon lui, être disponible tout au long de la période qui s'étend de décembre à mars inclusivement, comme c'est notamment le cas pour l'option d'électricité interruptible⁷⁶.

[77] Selon le Distributeur, sans la garantie de puissance associée à ces moyens de gestion, notamment l'électricité interruptible et le service d'intégration éolienne, il devrait nécessairement acquérir d'autres approvisionnements afin d'assurer la fiabilité et la sécurité de ses approvisionnements⁷⁷.

[78] Il mentionne que le service d'intégration éolienne est utile dans la mesure où il lui permet d'obtenir des livraisons fermes, particulièrement en période d'hiver, alors qu'il doit régulièrement acheter des quantités importantes d'électricité sur les marchés⁷⁸. Cependant, il souligne que « [l]es marchés de court terme sont là pour compléter et pour pallier à certains équilibres fins [...] en dernier recours »⁷⁹.

[79] Par ailleurs, le Distributeur indique que la garantie de puissance doit correspondre à ce qui est requis pour raffermir les retours d'énergie prévus au SIÉ qu'il propose, soit 35 % de la quantité contractuelle de la production éolienne en service. Ainsi, les fournisseurs devraient livrer 35 % d'énergie ainsi que la puissance y associée⁸⁰.

⁷⁵ Pièce B-0016, p. 25.

⁷⁶ Pièce B-0016, p. 25.

⁷⁷ Pièce B-0016, p. 25 et 26.

⁷⁸ Pièce B-0020, p. 11.

⁷⁹ Pièce A-0054, p. 77 et 78.

⁸⁰ Pièce B-0024, p. 15 et pièce A-0052, p. 101.

[80] Selon le Distributeur, la garantie de puissance ainsi établie est conforme à la décision D-2011-193 de la Régie, dans laquelle cette dernière indiquait que « *la garantie de puissance ou, selon le cas, la puissance complémentaire, exigée par les Décrets se limite au niveau de puissance requis seulement aux fins de l'équilibrage ou de l'intégration éolienne* [note de bas de page omise] »⁸¹.

[81] Le Distributeur précise que la garantie de puissance inclut 5 % de puissance complémentaire⁸², correspondant à la différence entre la garantie de puissance de 35 % et la contribution en puissance propre à la production éolienne, laquelle s'élève à 30 % de la puissance éolienne installée⁸³.

[82] Cette valeur de 30 % de contribution en puissance est utilisée par le Distributeur dans le cadre de ses évaluations de la fiabilité de la zone d'équilibrage Québec approuvées par le Northeast Power Coordinating Council (NPCC)⁸⁴ et résulte d'une étude que le Distributeur a réalisée en 2009 à l'aide de modèles stochastiques⁸⁵ (l'étude de 2009) et selon une variante de la méthode du *Effective Load Carrying Capability* (ELCC) recommandée par la North American Electricity Reliability Corporation (NERC)⁸⁶.

[83] Le Distributeur mentionne que le service qu'il a défini est « *un service qui [lui] permet d'avoir un aspect prévisible, mais surtout qui assure la fiabilité de l'intégration des éoliennes* »⁸⁷.

[84] Il soumet que, contrairement à ce que certains intervenants proposent, la valeur de 30 % de contribution en puissance ne doit pas être retenue comme valeur de la garantie de puissance. Il précise, à cet égard, que ce n'est que dans un contexte de tarification que cette valeur de 30 % a été utilisée dans le cadre de l'EIE⁸⁸.

⁸¹ Pièce B-0004, p. 11 et dossier R-3775-2011, décision D-2011-193 Motifs, p. 40, par. 139.

⁸² La Régie renomme « puissance additionnelle » cette puissance complémentaire de 5 % (voir le paragraphe 223 de la présente décision).

⁸³ Pièce B-0004, p. 11.

⁸⁴ Pièce B-0004, p. 11 et pièce B-0036, p. 22 à 24.

⁸⁵ Pièce C-EBM-0030, *Évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne sous contrat avec Hydro-Québec Distribution*, octobre 2009.

⁸⁶ Pièce B-0016, p. 26 et 29 et *Methods to Model and Calculate Capacity Contributions of Variable Generation for Resource Adequacy Planning*, NERC, mars 2011, p. 2 et 27.

⁸⁷ Pièce A-0052, p. 138.

⁸⁸ Pièce A-0062, p. 16 à 18.

[85] Selon le Distributeur, toute décision qui réduirait le pourcentage [35 %] de la garantie de puissance augmenterait son risque en termes de sécurité de ses approvisionnements en hiver. Il considère qu'une telle réduction ne serait pas optimale, dans la mesure où elle entraînerait une duplication dans l'achat de ses approvisionnements. Il souligne que les marchés ne sont pas un puits sans fond lorsque viennent les grandes périodes de pointe⁸⁹.

Indissociabilité des services requis

[86] Par ailleurs, le Distributeur affirme que le service recherché ne peut être scindé en différents services, même s'il comporte différentes facettes⁹⁰. Il précise que le fait de séparer le service d'équilibrage des services complémentaires n'a jamais été validé d'un point de vue opérationnel ni d'un point de vue économique⁹¹.

[87] Il mentionne que l'acquisition d'un service de puissance complémentaire associé au SIÉ permet de garantir que les retours d'énergie ne pourront être interrompus lors de la pointe du réseau.

[88] De plus, cette garantie de puissance est, selon lui, conforme à ce qui est défini dans les Règlements :

« Le bloc [d'énergie éolienne] est assorti d'une garantie de puissance [...] sous forme de convention d'équilibrage [note de bas de page omise] »

et que

« Le bloc [d'énergie éolienne] est assorti d'un service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne [...] [note de bas de page omise] » »⁹².

⁸⁹ Pièce A-0067, p. 21.

⁹⁰ Pièce B-0004, p. 13 et pièce B-0019, p. 12.

⁹¹ Pièce A-0050, p. 27.

⁹² Pièce B-0004, p. 13.

[89] Il considère que le scindement en un service horaire et un service intrahoraire constituerait un dédoublement de services, ce qui serait inefficace d'un point de vue opérationnel et aucunement avantageux financièrement pour la clientèle⁹³ :

« Le service horaire [...] nécessiterait l'émission d'une consigne de programmation qui serait émise à chaque heure, suivant la prévision de la production éolienne. Cette consigne viserait la fourniture des retours d'énergie demandés, soit 35 % de la puissance éolienne installée. Cependant, en raison des caractéristiques de la production éolienne, laquelle peut varier à tout moment, la mise à jour à chaque heure de la consigne de programmation serait insuffisante pour assurer le niveau des retours d'énergie demandés.

Pour cette raison, un service intrahoraire devrait nécessairement être mis en place afin de compenser, en tout temps, la variabilité de la production éolienne. Le service intrahoraire viserait à combler les écarts entre la production éolienne réelle et la prestation du service d'équilibrage horaire »⁹⁴.

[90] De plus, le Distributeur indique qu'il se trouverait à payer à la fois pour un service horaire et pour un service intrahoraire. Il explique que l'imprécision de la prévision éolienne pourrait faire en sorte que les effets des services horaires et intrahoraires s'annulent. Il ajoute que cette situation est évitée lorsque les deux services sont intégrés :

« Dans une situation où la production éolienne au début d'une heure était inférieure aux retours d'énergie demandés, le prestataire du service horaire devrait compenser la production éolienne manquante avec une production additionnelle qu'il maintiendrait tout au long de l'heure. Si, au cours de la même heure, la production éolienne augmentait, le prestataire du service intrahoraire devrait absorber la production additionnelle non prévue.

Le Distributeur se trouverait donc à payer pour deux services dont les effets combinés s'annulent. Ainsi, dans l'exemple qui précède, le Distributeur paie un premier prestataire de service (service horaire) pour fournir une production additionnelle et paie simultanément un second prestataire (service intrahoraire) pour absorber en tout ou en partie la production additionnelle fournie par le premier. Cette situation est évitée lorsque les deux services sont intégrés »⁹⁵.

⁹³ Pièce B-0036, p. 26.

⁹⁴ *Ibid.*

⁹⁵ Pièce B-0036, p. 27.

[91] Pour le Distributeur, le fait de « [p]artager le service d'intégration éolienne en différents services n'a pas de fondement pratique, ne favorise pas la fiabilité des approvisionnements du Distributeur et contrevient aux dispositions des Règlements »⁹⁶.

Position de l'expert Philip Q. Hanser

[92] De son côté, l'expert Hanser, mandaté par le Distributeur, considère que ce serait extrêmement difficile de séparer les différents services requis par le Distributeur :

« I think the difficulty with unbundling the services is that, there's a very broad range of services being offered, and those services include everything from intra-hourly support, to assuring that the capacity is at the level that is being requested, to in essence making sure that these resources are, can be included by HQD in its requirements for providing reliability to its customers »⁹⁷.

[93] L'expert Hanser indique que la variabilité de la production éolienne est gérée différemment selon l'horizon : intrahoraire, d'une heure à l'autre, d'un jour à l'autre ou à long terme⁹⁸.

[94] Il précise que, dans sa planification à long terme, l'exploitant du réseau ne peut considérer qu'un certain pourcentage de la puissance installée des parcs éoliens à la pointe, étant donné la variabilité de la production éolienne. À court et moyen terme, il s'assure d'avoir suffisamment de ressources programmées pour répondre à la demande en énergie et en puissance, en tenant compte des erreurs de prévision qui peuvent être particulièrement importantes pour la production éolienne⁹⁹.

[95] Il ajoute que les variations intrahoraires de la production et de la charge sont, entre autres, compensées par les services complémentaires qui sont commandés par différents outils d'exploitation du Centre de contrôle du réseau (CCR) :

« [...] In the seconds to tens of seconds timeframe, the supply-demand balance is ensured by Automatic Generator Control ("AGC") [RFP], whereas in the timeframe of several minutes, supply-demand balance is done by tertiary

⁹⁶ Pièce B-0004, p. 13 et 14; voir également la pièce B-0016, p. 31, 34 et 35.

⁹⁷ Pièce A-0050, p. 40.

⁹⁸ Pièce B-0005, p. 3.

⁹⁹ Pièce B-0005, p. 3 et 4.

generator control, with units following economic dispatch orders from the control center. The resource responses in the different intra-hourly timeframes are associated with different so-called Ancillary Services »¹⁰⁰.

[96] Il précise que, étant donné son imprévisibilité, la variation de la production éolienne peut nécessiter des ressources supplémentaires pour équilibrer le réseau¹⁰¹.

[97] L'expert Hanser propose, d'une part, de retenir ce que Bonneville Power Authority (BPA) définit pour les services complémentaires visant à assurer l'intégration de la production éolienne :

« BPA defines regulation, following and imbalance ancillary services. “Variable Energy Resource Balancing Service (“VERBS”) utilizes balancing reserve capacity for wind and solar resources to meet: (1) the moment-to-moment variations in generation (regulation), (2) the longer timeframe variations over 10 minutes (following), and (3) the total hourly deviation between actual and scheduled output (imbalance)” »¹⁰².

[98] D'autre part, il décrit de la façon suivante les différentes approches retenues dans l'ensemble des juridictions étudiées et souligne que la production éolienne est rarement équilibrée au-delà de l'heure :

« To date “integration services” include all of the services (and associated costs) necessary to compensate for the intra-hour variability and uncertainty associated with variable energy resources. It is important to note that variable energy resources are not typically made firm beyond an hour with these integration services, unless the wind plant owner or a third-party aggregator controls a pool of resources including dispatchable resources, and sells the firm output, the wind power off-taker bears the burden of dealing with the wind plant variability and uncertainty beyond the hour »¹⁰³.

¹⁰⁰ Pièce B-0005, p. 4.

¹⁰¹ Pièce B-0005, p. 4.

¹⁰² Pièce B-0005, p. 7 et 8.

¹⁰³ Pièce B-0005, p. 5.

[99] De plus, il fait remarquer que l'ordonnance 888 de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) exige des transporteurs qu'ils offrent les services complémentaires séparément, pour permettre aux clients de fournir eux-mêmes certains services complémentaires¹⁰⁴.

[100] À cet égard, l'expert Hanser mentionne l'exemple de NatureEner Power Watch LCC qui équilibre la production éolienne isolément et qui, à cette fin, « *must contract with third parties for both balancing services and generation off-taks* »¹⁰⁵.

[101] Selon cet expert, le SIÉ recherché par le Distributeur n'a pas d'équivalent dans le réseau nord-américain, puisqu'il doit équilibrer la production éolienne sur une longue période et non seulement à l'intérieur d'une heure :

*« [...] wind integration services needed by HQD differ substantially in length and type due to the unique regulatory situation in Québec, including the regulations related to the Heritage Pool of supply and wind power purchase requirements. Moreover, as a load serving entity, HQD has specific reliability obligations and, thus, must deal with wind impacts in all timeframes, not just intra-hourly, but also well beyond the hour »*¹⁰⁶.

[102] L'expert Hanser ajoute :

*« As a distribution company, HQD needs to meet both energy and capacity demands. Thus, HQD needs to procure both energy and capacity to meet the demand beyond the heritage pool requirements. Moreover, HQD does not control balancing resources. Therefore, intra-hour, hourly and longer-term integration services, including capacity firming, are required to enable HQD to use the output of its wind contracts to meet its energy and capacity demand obligation »*¹⁰⁷.

¹⁰⁴ Pièce B-0005, p. 6.

¹⁰⁵ Pièce B-0005, p. 27.

¹⁰⁶ Pièce B-0005, p. 2.

¹⁰⁷ Pièce B-0005, p. 29.

4.1.2 POSITION DES INTERVENANTS

[103] Il importe de préciser que la position de certains intervenants se définit en tout ou en partie par le rapport et le témoignage de l'expert dont ils ont retenu les services.

[104] Ainsi, la FCEI a produit en preuve le rapport d'expertise de M. Marcel Paul Raymond. Elle indique, en argumentation, qu'elle « [...] *adopte le rapport et les conclusions du témoin expert, M. Marcel Paul Raymond* »¹⁰⁸.

[105] Pour leur part, l'AQCIE-CIFQ et EBM ont déposé chacun un mémoire ainsi que, conjointement, le rapport d'expertise de M. William K. Marshall. L'AQCIE-CIFQ a indiqué s'en remettre « [...] *pour les questions d'ordre technique aux analyses, commentaires et conclusions de leur expert [Marshall], [que l'AQCIE et le CIFQ] endossent entièrement* »¹⁰⁹. EBM a précisé s'en remettre essentiellement au rapport de M. Marshall « [q]uant à *l'opportunité du SIÉ en matière de fiabilité et de sécurité du réseau et des caractéristiques proposées* »¹¹⁰.

Service d'équilibrage - Retours d'énergie

[106] Pour ce qui est du service d'équilibrage, l'ACEFO¹¹¹, le GRAME¹¹² et l'UC¹¹³ considèrent que ce service, requis selon les décrets, inclut les retours d'énergie et les services complémentaires.

[107] L'expert Raymond considère que le service d'équilibrage inclut les services complémentaires ainsi que d'autres services, sans préciser lesquels. Sans les exclure du service d'équilibrage, M. Raymond précise que les retours d'énergie s'apparentent davantage à un service de stockage qui, à son avis, facilite sûrement la tâche du Distributeur, mais au sujet duquel ce dernier n'a pas fait la démonstration économique¹¹⁴.

¹⁰⁸ Pièce A-0065, p. 8 et pièce C-FCEI-0019, par. 3.

¹⁰⁹ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0008, p. 2.

¹¹⁰ Pièce C-EBM-0014, par. 70.

¹¹¹ Pièce C-ACEFO-0009, p. 2 à 5.

¹¹² Pièce C-GRAME-0010, p. 2 à 4.

¹¹³ Pièce C-UC-0009, p. 40 et pièce C-UC-0011, p. 4 à 8.

¹¹⁴ Pièce C-FCEI-0013, p. 2 à 4.

[108] Selon SÉ-AQLPA, les retours d'énergie sont inclus au service d'équilibrage¹¹⁵ et consistent à recevoir une quantité annuelle d'énergie variable et à retourner cette quantité d'énergie (ou une autre quantité convenue) sur une base à peu près constante¹¹⁶.

[109] L'intervenant est d'avis que, dans le contexte québécois où la variation éolienne sur un horizon de 24 heures et d'une heure est assurée par la gestion des bâtonnets patrimoniaux¹¹⁷, seules « *la gestion de l'incertitude intra-horaire et l'incertitude reliée à la régulation de fréquence donc associée au RFP* »¹¹⁸ sont nécessaires comme services complémentaires pour assurer l'intégration de la production éolienne.

[110] SÉ-AQLPA ne croit pas que le fait de scinder le service recherché par le Distributeur en un simple service d'équilibrage horaire et un service intrahoraire soit souhaitable. Il considère que la solution consiste à habiliter les soumissionnaires potentiels à offrir le service intégré et non d'adapter l'appel d'offres au fait que certains soumissionnaires pourraient éprouver de la difficulté à offrir un service intégré¹¹⁹.

[111] Le RNCREQ mentionne que le service d'équilibrage doit avoir la même signification que celle de l'article 5.1 de l'entente actuelle (EIÉ) que la Régie interprète comme étant des retours d'énergie. Selon l'intervenant, les services complémentaires sont exclus du service d'équilibrage¹²⁰.

[112] L'AQCIE-CIFQ et EBM appuient les propos de l'expert Marshall qui considère que seuls les services complémentaires sont inclus au service d'équilibrage¹²¹.

[113] Plus particulièrement, EBM considère que le service d'intégration éolienne regroupe plusieurs produits (ou services) qui peuvent être séparés. Selon l'intervenante, « *il s'agit d'approvisionnements distincts qui n'ont aucune raison d'être jumelés* » et qui devraient faire l'objet d'appels d'offres distincts¹²².

¹¹⁵ Pièce C-SÉ-AQLPA-0008, p. 7.

¹¹⁶ *Ibid.*

¹¹⁷ Valeurs horaires de puissances classées de l'électricité patrimoniale.

¹¹⁸ Pièce A-0061, p. 42.

¹¹⁹ Pièce C-SÉ-AQLPA-0014, p. 9.

¹²⁰ Pièce C-RNCREQ-0011, p. 2 et 3.

¹²¹ Pièce C-EBM-0017, p. 3 et pièce C-AQCIE-CIFQ-0011, p. 2 et 3.

¹²² Pièce A-0056, p. 15.

[114] L'expert Marshall insiste sur le fait que l'impact de l'intégration éolienne se mesure sur l'exploitation en temps réel « [t]he issue for integration of wind relates to the security aspect, the real time operation of the system [...] security is to [...] continuously balance load and generation »¹²³. Il est d'avis que seuls des services complémentaires sont requis pour rendre le service d'intégration de l'énergie éolienne¹²⁴.

[115] Il indique également qu'il est économiquement plus avantageux de profiter de la diversité des sources de variation en équilibrant l'ensemble du réseau, plutôt que d'équilibrer la production éolienne isolément. Il réfère aux recommandations suivantes, énoncées dans l'ordonnance 764 de la FERC :

« "... the Commission [la FERC] encourages transmission providers, generators, and transmission customers to work together to explore options to find the least cost methods of balancing the system as a whole. " [note de bas de page omise] [...]

" The Commission has required that overall generator regulation requirements be established by taking diversity benefits into account. Diversity benefits result from aggregating the variations of all resources so that one resource's negative deviation can offset some or all of another resource's positive deviation ... this portfolio-wide approach to assessing generator regulation charges appropriately shares diversity benefits among generators and load " [note de bas de page omise] [...] »¹²⁵.

[116] L'expert Marshall insiste cependant sur le fait qu'équilibrer la production éolienne isolément est contraire aux standards de l'industrie¹²⁶.

[117] Il rappelle que le critère de fiabilité du NPCC comporte deux volets importants, l'« Adequacy » et la « Security » :

« Now, the reliability aspects of electricity have two significant components: adequacy and security. Now, adequacy means, answers the question essentially, are there enough resources. In other words, the requirement is an amount of

¹²³ Pièce A-0054, p. 127, 128, 130 et 131.

¹²⁴ Pièce A-0054, p. 145.

¹²⁵ Pièce C-EBM-0015, p. 45.

¹²⁶ Pièce C-EBM-0029, p. 23.

physical resources, generation and transmission capability to be able to meet a forecast load into the future.

[...]

The security aspect of reliability is in real time, can these physical resources be operated continuously so that they will continuously supply customers with the electricity that they want? The requirement to do that in real time requires operating flexibility to provide ancillary services in real time in order to continuously balance the load and the generation »¹²⁷.

[118] Selon l'expert Marshall, il n'est pas requis de convertir la production éolienne en production de base à puissance constante pour assurer la fiabilité du réseau en temps réel (« *Security* »)¹²⁸.

[119] Ainsi, il est d'avis que la modulation horaire décrite dans l'EIE est un service commercial qui permet d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement du Distributeur (« *Adequacy* ») et non la fiabilité du réseau en temps réel¹²⁹.

[120] Il affirme que ses propos relatifs au fait que l'intégration éolienne a trait essentiellement à l'équilibrage intrahoraire et l'exploitation sécuritaire du réseau sont cohérents avec ceux de l'expert Hanser :

« [...] when I talk about reliable integration of wind, I want to make it clear, it's consistent with what Mr. Hanser said, that the integration of wind is about the intra-hourly balancing and secure operation of wind on the grid. That's what I'm talking about. It is not about the long-term future adequacy of the system.

Now, Hydro-Québec may choose to want this modulation agreement accounted for adequacy as part of their supply plan, but that's a choice. It is not a reliability requirement to integrate the wind into the system. It's a choice as to where they choose to source the capacity that's needed for adequacy. So, it's an adequacy issue, not a security issue.

[...]

¹²⁷ Pièce A-0054, p. 124 et 125.

¹²⁸ Pièce C-EBM-0029, p. 12.

¹²⁹ Pièce C-EBM-0029, p. 11.

The wind modulation component of that agreement [EIE] and of the current application is not required for reliable integration of wind. It is a commercial product, because Hydro-Québec wants to get thirty-five percent (35%) flat »¹³⁰.

[121] Il est d'avis que ce qui est requis pour l'intégration de la production éolienne se limite à la fourniture de certains services complémentaires et que ces services devraient faire l'objet d'appels d'offres distincts¹³¹.

[122] L'expert Marshall, l'AQCIE-CIFQ et EBM considèrent que l'entente d'intégration de l'énergie éolienne mentionnée dans les Décrets consiste exclusivement en l'obtention des services complémentaires en sus de ce qui est actuellement fourni par l'ESC¹³².

[123] EBM indique qu'il y a différents types de services complémentaires et qu'ils sont décrits séparément dans l'annexe 8 des Tarifs et conditions de transport ainsi que dans l'ESC¹³³.

[124] L'intervenante mentionne qu'elle pourrait offrir un service de modulation horaire si le Distributeur jugeait cet approvisionnement nécessaire¹³⁴. Cependant, elle précise qu'elle ne serait pas en mesure de fournir, avec ses installations, le service intégré demandé par le Distributeur¹³⁵.

[125] Pour sa part, l'AQCIE-CIFQ fait remarquer que :

« Si le Distributeur a les moyens de gérer une partie de cette imprévisibilité (sur de plus longs horizons temporels) par la flexibilité que lui offrent l'électricité patrimoniale (les « bâtonnets ») et l'accès aux marchés, il aura néanmoins besoin de services complémentaires pour la gestion à plus court terme de cette

¹³⁰ Pièce A-0054, p. 143 et 144.

¹³¹ Pièce C-EBM-0029, p. 31 et pièce A-0054, p. 180 à 182.

¹³² Pièce C-AQCIE-CIFQ-0008, p. 18; pièce C-EBM-0017, p. 3 et pièce A-0056, p. 66 à 70.

¹³³ Pièce C-EBM-0036, p. 10.

¹³⁴ Pièce A-0056, p. 16.

¹³⁵ Pièce A-0056, p. 29 et 31.

imprévisibilité s'il veut respecter ses obligations en vertu des Tarifs et conditions du réseau de transport et ne pas causer de problèmes de fréquence sur le réseau du Transporteur. Dans la mesure où les services complémentaires dont il bénéficie déjà (entente sur les services complémentaires) seraient insuffisants, il s'agirait donc d'en obtenir de nouveaux »¹³⁶.

Retours d'énergie - valeurs

[126] Selon l'AQCIE-CIFQ, la proposition du Distributeur reprend essentiellement les caractéristiques de l'actuelle EIÉ dont le niveau des livraisons reste fixe à 35 % de la capacité de la production éolienne installée, malgré une contribution historique en énergie éolienne de 31 %¹³⁷.

[127] L'intervenant comprend de l'analyse du Distributeur que les résultats de 2013 seraient meilleurs que ceux des années antérieures, avec une moyenne pour les trois premiers trimestres de 31,5 %, soit trois points de plus que pour les années 2010 à 2012. Or, selon l'intervenant, ce résultat n'indique pas que le seuil de 35 % sera atteint en 2013. Il considère que cela permettra tout au plus une légère hausse de la moyenne des dernières années pour les trimestres du printemps et de l'été¹³⁸.

[128] Il soumet que le Distributeur devrait éliminer les retours d'énergie fixes et chercher à mieux faire correspondre ces retours d'énergie à la production historique des éoliennes, en établissant le niveau des retours d'énergie mensuellement, en fonction des données historiques, tel que suggéré dans le rapport de l'expert Marshall¹³⁹.

[129] Pour sa part, l'expert Raymond a examiné la contribution mensuelle en énergie attendue de la production éolienne, telle que présentée dans le graphique ci-après.

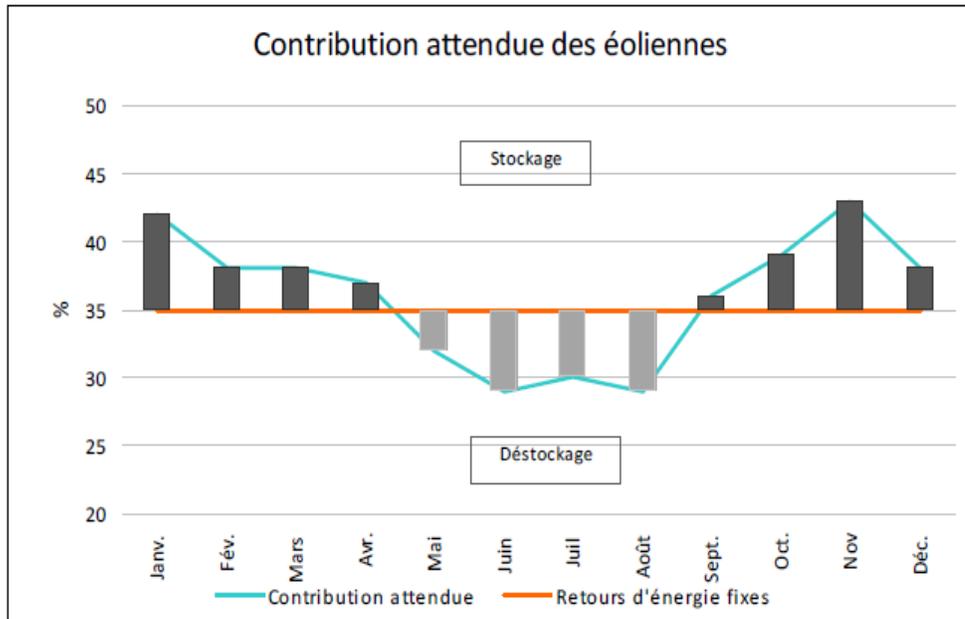
¹³⁶ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0011, p. 2.

¹³⁷ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0008, p. 2.

¹³⁸ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0008, p. 4 et 6.

¹³⁹ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0008, p. 6.

Graphique 1



Source : Pièce C-FCEI-0011, p. 36.

[130] Selon M. Raymond, cette figure illustre l'inadéquation entre le profil attendu de la production éolienne réelle et celui des retours d'énergie uniforme de 35 %.

[131] M. Raymond a évalué que le Distributeur pourrait diminuer ses coûts d'approvisionnement durant la période d'hiver d'environ 15 M\$ annuellement, pour une puissance totale des parcs de 3 139 MW¹⁴⁰.

[132] Il indique qu'il « pourrait être tenté de recommander de faire varier les retours d'énergie à tous les mois selon le patron de la production attendue. Toutefois, [M. Raymond] constate une variation importante entre les années pour un même mois [...] et, par conséquent, l'imposition d'une valeur différente par mois pourrait ne pas rendre justice aux parties »¹⁴¹.

¹⁴⁰ Pièce C-FCEI-0011, p. 37.

¹⁴¹ Pièce C-FCEI-0011, p. 39 et 40 et annexe A, tableau A-3.

[133] M. Raymond recommande :

« de modifier les caractéristiques du service d'intégration proposées en retenant un taux de retours d'énergie uniformes à l'intérieur de la période d'octobre à avril inclusivement et un autre taux de retours d'énergie uniformes à l'intérieur de la période de mai à septembre inclusivement. Pour chacune de ces deux périodes, le taux uniforme correspondra au taux équivalant à la production attendue moyenne de la production éolienne sous contrat avec le Distributeur [...] »¹⁴².

[134] Par ailleurs, il conclut qu'il ne croit pas que les soumissionnaires potentiels, qui ont l'habitude de gérer des changements de programmes de production et d'échanges à toutes les heures, verraient un inconvénient majeur à changer le taux de retours d'énergie deux fois par année¹⁴³.

[135] Selon le RNCREQ, le pourcentage des retours d'énergie à prévoir dans l'appel d'offres ne doit pas être basé sur des hypothèses quant au FU réel des parcs éoliens, mais sur les engagements contractuels avec les producteurs éoliens.

[136] À cet effet, il propose de diminuer le FU contractuel en appliquant l'article 30.2 des contrats d'énergie éolienne, qui prévoit le paiement de frais de dédommagement au Distributeur pour un défaut dans la livraison de l'énergie contractuelle, et l'article 8 de ces mêmes contrats, qui permet à un producteur éolien de réduire le FU contractuel pour éviter de payer des dommages¹⁴⁴.

[137] Ainsi, selon le RNCREQ, le pourcentage de retours d'énergie correspondrait au FU annuel moyen contractuel de toute la production éolienne. De plus, cette valeur serait ajustée en fonction des modifications pouvant être apportées aux contrats¹⁴⁵.

¹⁴² Pièce C-FCEI-0011, p. 40.

¹⁴³ Pièce C-FCEI-0011, p. 40.

¹⁴⁴ Pièce C-RNCREQ-0009, p. 13.

¹⁴⁵ Pièce C-RNCREQ-0009, p. 14.

[138] Le RNCREQ recommande :

« que le FU du retour d'énergie corresponde au FU moyen de la production éolienne et que les termes de l'appel d'offres prévoient des modalités qui permettront d'ajuster le facteur d'utilisation de retour en fonction du facteur d'utilisation des nouveaux parcs qui seront mis en exploitation durant la durée de l'entente à conclure et des modifications qui pourraient être apportées aux contrats »¹⁴⁶.

[139] Selon l'intervenant, l'obligation qui serait faite aux fournisseurs de retourner l'énergie en tout temps, selon le même pourcentage de la capacité contractuelle, doit être modifiée¹⁴⁷.

[140] Il considère que le profil de l'énergie éolienne livrée serait mieux adapté à celui des besoins du Distributeur si les retours d'énergie correspondaient à un taux fixe sur une base mensuelle ou trimestrielle. Ces taux pourraient être déterminés de façon à ce que, sur une base annuelle, la somme des quantités d'énergie mensuelles corresponde à l'énergie prévue selon le FU contractuel¹⁴⁸.

[141] À cet égard, le RNCREQ présente les profils mensuels de la production éolienne et de la charge pour l'année 2013 qui, selon lui, montrent que le profil de la production éolienne s'apparente à celui des besoins du Distributeur¹⁴⁹.

[142] Le RNCREQ recommande d'exiger que les termes de l'appel d'offres précisent que les fournisseurs retournent la production d'énergie selon un profil adapté à celui des besoins du Distributeur et que le profil de retour se fasse selon le FU mensuel moyen historique¹⁵⁰.

¹⁴⁶ Pièce C-RNCREQ-0009, p. 14.

¹⁴⁷ Pièce C-RNCREQ-0006, p. 14.

¹⁴⁸ Pièce C-RNCREQ-0006, p. 15.

¹⁴⁹ Pièce C-RNCREQ-0006, p. 15.

¹⁵⁰ Pièce C-RNCREQ-0006, p. 17.

[143] Selon l'intervenant, cette recommandation est cohérente avec l'opinion exprimée par la Régie dans sa décision D-2008-133, où « [elle] *conclut, sur la base des informations disponibles à ce jour, qu'une puissance uniforme garantie douze mois par année ne serait pas requise* [note de bas de page omise] »¹⁵¹.

[144] Pour sa part, SÉ-AQLPA est d'avis que le fait que les retours d'énergie soient fixes tout au long de l'année n'est certainement pas optimal. Il considère cette exigence comme une « police d'assurance » dont le Distributeur n'a pas besoin, puisqu'il possède d'autres outils pour couvrir l'incertitude de l'hiver. Il estime que le Distributeur devrait, tout au moins, faire de la modulation pour « *essayer de suivre un peu plus, à la fois la courbe de besoins puis la courbe de capacité des éoliennes* »¹⁵².

[145] L'UC conteste la position du Distributeur relative aux retours d'énergie uniformes. Elle est d'avis que le Distributeur n'a fait aucune démonstration chiffrée des avantages des retours d'énergie fixes¹⁵³.

[146] L'intervenante prétend qu'un profil uniforme en tout temps des retours d'énergie ne correspond ni aux besoins du Distributeur et des consommateurs, ni aux aléas de la production des éoliennes.

[147] L'UC appuie sa position, notamment, sur les données relatives aux besoins énergétiques de l'ensemble de la clientèle du Distributeur déposées dans le cadre du dossier R-3854-2013¹⁵⁴. Ces données illustrent, selon l'intervenante, que les besoins énergétiques des consommateurs dépassent la moyenne annuelle durant les mois de novembre à mars, alors qu'à l'inverse, pour les mois d'avril à octobre, ils sont inférieurs à la moyenne annuelle¹⁵⁵.

[148] Selon l'UC, cette situation durant les mois d'avril à octobre risque de forcer le Distributeur à revendre ses surplus sur les marchés à un moment non propice, ce qui créerait des pertes financières à être assumées par l'ensemble de sa clientèle.

¹⁵¹ Pièce C-RNCREQ-0009, p. 17 et 18.

¹⁵² Pièce A-0061, p. 59 et 60.

¹⁵³ Pièce C-UC-0009, p. 18.

¹⁵⁴ Dossier R-3854-2013, pièce B-0045, p. 75.

¹⁵⁵ Pièce C-UC-0009, p. 18.

[149] L'UC appuie également sa position sur les données présentées au tableau suivant, qui montrent la contribution énergétique mensuelle attendue par le Distributeur. Selon l'intervenante, ce tableau permet clairement de constater que la production éolienne est plus élevée durant les mois d'hiver, alors que les besoins énergétiques des consommateurs sont importants.

Tableau 1
Profils mensuels des contributions
énergétiques attendues des éoliennes selon HQD

	Contribution énergétique attendue des éoliennes
Janvier	42%
Février	38%
Mars	38%
Avril	37%
Mai	32%
Juin	29%
Juillet	30%
Août	29%
Septembre	36%
Octobre	39%
Novembre	43%
Décembre	38%
Moyenne	36%

Source : Pièce C-UC-0009, p. 20.

[150] En conséquence, l'UC est d'avis que des retours d'énergie fixes à hauteur de 35 % de la puissance contractuelle au niveau annuel sont inappropriés. Elle soumet qu'il serait souhaitable et avantageux pour les consommateurs de rechercher des retours d'énergie plus élevés en hiver et moins élevés en été¹⁵⁶.

[151] L'UC recommande à la Régie de rejeter la proposition du Distributeur d'utiliser un profil uniforme des retours d'énergie et d'approuver « *l'utilisation d'un profil non uniforme des retours d'énergie, déterminés mensuellement selon le profil de production naturel des éoliennes* »¹⁵⁷.

¹⁵⁶ Pièce C-UC-0018, p. 13.

¹⁵⁷ Pièce C-UC-0018, p. 14.

Garantie de puissance – puissance complémentaire

[152] Pour l'AQCIE-CIFQ, la valeur de 35 % de la puissance éolienne installée proposée par le Distributeur pour la garantie de puissance, comme dans l'EIE, n'a plus sa raison d'être. En effet, selon l'intervenant, d'une part, il est maintenant connu que les éoliennes ont une contribution en puissance de 30 % de leur capacité installée et, d'autre part, la « puissance complémentaire » de 5 % n'est pas requise aux fins de l'intégration éolienne, mais pour atteindre les retours d'énergie fixes de 35 % déterminés, de l'avis de l'intervenant, arbitrairement par le Distributeur¹⁵⁸.

[153] L'intervenant fonde son analyse sur son interprétation des paragraphes 139 et 140 de la décision D-2011-193, où la Régie s'exprimait comme suit :

« [139] À cet égard, la Régie juge utile de préciser qu'à son avis, la garantie de puissance ou, selon le cas, la puissance complémentaire, exigée par les Décrets se limite au niveau de puissance requis seulement aux fins de l'équilibrage ou de l'intégration éolienne.

[140] En ce qui a trait à la puissance complémentaire de 15 % prévue à l'EGM, la Régie est d'avis que ce pourcentage va au-delà de la puissance requise aux fins de l'équilibrage ou de l'intégration éolienne exigés par les Décrets »¹⁵⁹.

[154] Selon la compréhension de l'AQCIE-CIFQ :

« [...] il faut distinguer, comme la Régie le fait aux paragraphes 139 et 140 ci-dessus (Décision D-2011-193 Motifs), entre la « puissance complémentaire » prévue à certains décrets (paragraphe 139) et la « puissance complémentaire » additionnelle, allant au-delà de ce qui est requis par les décrets (paragraphe 140).

Dans le premier cas (paragraphe 139), il s'agit d'une puissance requise seulement aux fins de l'équilibrage ou de l'intégration éolienne. Or, tel que l'a démontré M. Marshall, tout ce qui est requis pour l'équilibrage ou l'intégration

¹⁵⁸ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0008, p. 7 et 8.

¹⁵⁹ Dossier R-3775-2011, décision D-2011-193 Motifs, p. 40 et 41.

éoliens c'est la puissance associée à certains services complémentaires. Il ne s'agit donc pas de puissance au sens du bilan en puissance du Distributeur (resource adequacy), en planification, mais plutôt de puissance associée aux services complémentaires – soit, par exemple, de 80 à 126 MW de Load Following - pour rencontrer d'autres normes (security and reliability) en temps réel. C'est là tout ce qui serait requis par les Décrets.

Dans le second cas (paragraphe 140), il s'agit de puissance aux fins du bilan en puissance du Distributeur (resource adequacy) qui s'ajoute à celle fournie par l'éolien et par tous les autres contrats d'approvisionnement (bloc patrimonial, 250MW et 350MW d'HQP, etc.). C'est par exemple le cas des 5% de puissance complémentaire proposés ici, ou des 15% proposés à l'EGM, tous deux au-delà des 30% fournis par les éoliennes elles-mêmes. Tel que mentionné par la Régie aux paragraphes 134 [139] et 140 de cette décision, cette puissance n'est pas requise aux fins de l'équilibrage ou l'intégration éoliens »¹⁶⁰.

[155] Pour sa part, l'expert Raymond est d'avis que la notion de « garantie de puissance » utilisée dans le décret 352-2003 est la même que la notion de « puissance complémentaire » utilisée dans les décrets 926-2005, 1043-2008 et 1045-2008.

[156] Il fonde sa compréhension sur la définition du terme « *complément* » du Petit Larousse illustré de 2013 :

« « Ce qu'il faut ajouter à une chose pour la rendre complète » [note de bas de page omise] »¹⁶¹.

[157] Selon M. Raymond, la garantie de puissance doit correspondre à la puissance intrinsèquement garantie du bloc d'énergie, laquelle a été déterminée, selon les études du Distributeur, à 30 % de la puissance éolienne installée¹⁶².

¹⁶⁰ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0008, p. 8.

¹⁶¹ Pièce C-FCEI-0011, p. 23.

¹⁶² Pièce C-FCEI-0011, p. 23.

[158] M. Raymond note que les Décrets ne mentionnent pas de valeur chiffrée pour la garantie de puissance ou la puissance complémentaire. Selon lui, si l'intention [du gouvernement du Québec] exprimée dans les Décrets était que la garantie de puissance ou la puissance complémentaire corresponde à l'énergie moyenne du service d'équilibrage, il en aurait fait mention spécifiquement¹⁶³.

[159] M. Raymond considère qu'en précisant la quantité d'énergie et la puissance garantie correspondant à la contribution en pointe d'un bloc de production éolienne, on obtient un tout complet qui décrit les caractéristiques intrinsèques d'un tel bloc. Ainsi, selon lui, ce bloc ne requiert aucune puissance additionnelle pour être complet et il conclut que toute puissance en sus de la contribution en pointe de l'énergie éolienne, présentement établie à 30 %, serait plutôt une puissance « additionnelle »¹⁶⁴.

[160] Dans cette optique, pour éviter toute équivoque, il suggère de renommer « puissance additionnelle » la « puissance complémentaire » de 5 %¹⁶⁵.

[161] M. Raymond considère que le Distributeur respecte la décision D-2006-27¹⁶⁶, en limitant l'exigence d'une garantie de puissance aux seuls mois d'hiver. Cependant, il considère que le Distributeur ne se conforme pas à la décision D-2011-193¹⁶⁷, en ne limitant pas cette exigence au niveau de puissance requis aux fins de l'intégration éolienne¹⁶⁸.

[162] En conséquence, M. Raymond recommande que la Régie ordonne au Distributeur de plafonner l'exigence de la puissance garantie demandée à la quantité de contribution en pointe de la production éolienne, qui est à 30 % de la puissance éolienne installée¹⁶⁹.

[163] Par ailleurs, il considère que, contrairement à ce que laisse entendre le Distributeur, il est possible de livrer une énergie garantie dont la moyenne de puissance soit différente de la puissance garantie. Afin d'intégrer toute l'énergie, soit 35 % de la

¹⁶³ Pièce C-FCEI-0011, p. 23 et 25.

¹⁶⁴ Pièce C-FCEI-0011, p. 23 et 24.

¹⁶⁵ Pièce C-FCEI-0011, p. 24.

¹⁶⁶ Dossier R-3573-2005.

¹⁶⁷ Dossier R-3775-2011.

¹⁶⁸ Pièce C-FCEI-0011, p. 90.

¹⁶⁹ Pièce C-FCEI-0011, p. 27.

production éolienne, il recommande que les intégrateurs aient la possibilité, pour un maximum de 300 heures par hiver à leur discrétion, de programmer et de fournir leurs retours d'énergie en les plafonnant à la contribution en pointe de la production éolienne qu'ils auront la tâche d'intégrer, présentement fixée à 30 % de la puissance éolienne installée. Cette recommandation éliminerait totalement, selon cet expert, les coûts de puissance non requis¹⁷⁰.

[164] Pour sa part, EBM propose, pour la puissance complémentaire de 5 %, d'utiliser l'appellation « puissance supplémentaire »¹⁷¹. L'intervenante considère que « *le 5 % de puissance supplémentaire demandée pour les mois d'hiver dans le présent dossier doit être distingué et séparé du service d'intégration recherché* »¹⁷². Elle fonde son opinion sur sa compréhension des propos suivants de la Régie exprimés dans la décision D-2011-193 :

*« ce pourcentage va au-delà de la puissance requise aux fins de l'équilibrage ou de l'intégration éolienne exigés par les Décrets »*¹⁷³.

[165] SÉ-AQLPA soumet que le Distributeur serait « gagnant » s'il pouvait obtenir des retours d'énergie à un niveau de 45 % pour le mois de janvier, assortis d'une puissance garantie de 45 %, même si cela impliquait qu'il ne puisse obtenir des retours d'énergie à un niveau de 20 % durant le mois de juin¹⁷⁴.

[166] Par ailleurs, SÉ-AQLPA et l'UC recommandent à la Régie de s'assurer que la garantie de puissance associée au premier bloc d'énergie éolienne visé par le décret 352-2003 provienne de source hydroélectrique, conformément à ce qui est précisé à ce décret¹⁷⁵.

[167] De plus, l'UC s'interroge sur la justification d'engager l'achat de puissance garantie en mars, à coût fixe, sans possibilité d'ajustement en fonction de l'évolution des besoins. L'intervenante soumet que, considérant la plus faible probabilité de ces besoins

¹⁷⁰ Pièce C-FCEI-0011, p. 22, 26, 27, 30 et 35.

¹⁷¹ Pièce C-EBM-0014, p. 4.

¹⁷² Pièce C-EBM-0014, p. 8.

¹⁷³ Dossier R-3775-2011, décision D-2011-193 Motifs, p. 41, par. 140 et pièce C-EBM-0014, p. 8.

¹⁷⁴ Pièce A-0061, p. 60.

¹⁷⁵ Pièce C-UC-0009, p. 9.

en mars, il serait plus prudent de limiter la garantie de puissance à la période du 1^{er} décembre d'une année au 28 février de l'année suivante. Elle justifie sa recommandation par référence aux coûts qui découleraient de l'inclusion du mois de mars à la période pour laquelle la garantie de puissance serait exigée et au fait, qu'à son avis, le Distributeur n'a pas justifié ce besoin par une étude rigoureuse¹⁷⁶.

4.1.3 OPINION DE LA RÉGIE

[168] La Régie, avant de se prononcer sur les caractéristiques spécifiques demandées par le Distributeur dans le présent dossier, apporte certaines précisions.

[169] En premier lieu, elle constate que l'interprétation des termes des Décrets diffère selon les participants. À cet égard, elle a demandé à chacun des participants d'en préciser leur interprétation et elle entend se prononcer sur ce point.

[170] En second lieu, la Régie constate que le SIÉ recherché par le Distributeur est différent du service requis selon certains intervenants. À cet égard, elle a réalisé une analyse des concepts et aspects techniques qui lui ont été présentés, ce qui lui a permis d'arriver à une interprétation de ce que doit être le service d'intégration éolienne, en conformité avec les Décrets.

[171] Finalement, la Régie entend préciser sa compréhension et clarifier la signification et l'utilisation, des termes « garantie de puissance » et « puissance complémentaire » utilisés par le Distributeur et les intervenants, en conformité avec les Décrets.

[172] La Régie juge utile, au préalable, de faire un bref rappel des différents services qui lui ont été présentés par le Distributeur pour approbation.

¹⁷⁶ Pièce C-UC-0018, p. 16.

Rappel des demandes du Distributeur

EIÉ

[173] Dans l'EIÉ, le service d'équilibrage éolien est décrit comme étant l'absorption des impacts sur le réseau du Transporteur des variations horaires de l'énergie éolienne livrée par les parcs éoliens par la modulation de la production horaire des groupes turbines-alternateurs du Producteur. Le Producteur reçoit l'énergie éolienne et livre au Distributeur, en échange, de l'énergie à un taux de puissance garantie, correspondant à 35 % de la puissance contractuelle des parcs éoliens en exploitation commerciale. Dans cette entente, la puissance complémentaire est définie comme étant égale à la différence entre la puissance garantie de 35 % et la quantité contributive des parcs éoliens pour les 300 plus grandes valeurs horaires de consommation des clients du Distributeur, cette quantité étant estimée, lors de la signature de l'entente, à 15 % de cette puissance contractuelle¹⁷⁷.

[174] La Régie constate que ce service est comptabilisé commercialement sur une base horaire. Cependant, le Producteur livre cette énergie en tout temps (c'est-à-dire en temps réel), ce qui en fait aussi un service intrahoraire.

[175] De plus, comme ce sont les mêmes équipements du Producteur qui fournissent les services complémentaires associés à l'électricité patrimoniale et le service d'intégration prévu à l'EIÉ, le Producteur fournit implicitement les services complémentaires nécessaires à l'intégration éolienne.

[176] Avec l'EIÉ, le Distributeur s'assure de pallier l'imprévisibilité de la production de l'énergie éolienne sur le réseau du Transporteur.

EGM

[177] Dans le cadre de l'EGM, le but recherché par le Distributeur est demeuré le même. Cependant, le service recherché englobait, en plus de la production éolienne, l'impact de la production de petites centrales hydrauliques et de centrales alimentées par biomasse.

¹⁷⁷ Dossier R-3573-2005, pièce HQD-1, document 1, articles 5.1.1, 5.2.1 (c et d) et 5.2.2. (a).

[178] Les retours d'énergie de ce service étaient établis à partir d'une équation dans laquelle la valeur retenue pour la production éolienne en service était de 30 %.

[179] De plus, ce service incluait une puissance complémentaire définie comme correspondant à 15 % de la puissance des parcs éoliens en exploitation. Ce service incluait également les services complémentaires.

SIÉ

[180] Avec le SIÉ proposé dans le cadre du présent dossier, le fournisseur du service absorbe, en temps réel, la production éolienne variable et retourne, en tout temps, de l'énergie en quantité correspondant à 35 % de la quantité contractuelle de la production éolienne en service. Durant la période des quatre mois d'hiver¹⁷⁸, ces retours sont assortis d'une garantie de puissance. De plus, le service proposé permet d'obtenir du fournisseur les services complémentaires nécessaires à l'intégration de la production éolienne.

[181] Pour chacun des modes de raccordement (RFP ou à la minute) aux fins du SIÉ, le Distributeur recherche un produit qui lui permette de compenser l'ensemble des fluctuations causées par la variabilité de la production éolienne.

Service d'équilibrage

[182] La Régie constate que le Distributeur et certains intervenants diffèrent d'opinion sur ce qui est requis comme service d'équilibrage, particulièrement sur ce qui est requis en vertu des Décrets.

[183] En effet, le Distributeur a toujours recherché, par le biais des trois produits précités (EIÉ, EGM et SIÉ), un service permettant de compenser l'impact du caractère intermittent de la production éolienne sur le réseau du Transporteur.

¹⁷⁸ Période du 1^{er} décembre d'une année au 31 mars de l'année suivante, telle qu'approuvée par la Régie au paragraphe 230 de la présente décision.

[184] Par ailleurs, la Régie constate que, du point de vue technique, le service d'intégration éolienne peut être rendu de différentes façons et qu'il est adapté à la juridiction concernée. Elle constate également que plusieurs juridictions optent pour un service d'équilibrage intrahoraire effectué par les services complémentaires et que ces services ne visent pas uniquement à équilibrer la production éolienne, mais ils servent également à assurer l'équilibre global du réseau.

[185] À cet égard, la Régie partage l'opinion de l'expert Marshall quant à l'avantage économique d'équilibrer le réseau globalement. Une telle approche permet de bénéficier de la diversité des différentes sources de variation (production, charge et interconnexion) et d'ainsi limiter la quantité des ressources requises pour l'intégration éolienne et, par conséquent, les coûts qui y sont associés.

[186] Elle partage également l'opinion de cet expert quant à la distinction à effectuer, du point de vue technique, entre les volets « *Adequacy* » et « *Security* » de l'intégration de la production éolienne. Elle partage son avis à l'effet que le maintien de l'équilibre offre-demande du réseau en temps réel est le principal défi de l'intégration éolienne et que cette dernière ne devrait, du point de vue technique, se rapporter qu'au volet « *Security* ».

[187] À cet égard, la Régie retient de la preuve que les services complémentaires sont nécessaires à l'intégration de la production éolienne. Elle rappelle qu'elle a déjà noté qu'en l'absence d'une EIÉ, « *l'acquisition de certains services complémentaires serait tout de même requise pour la gestion du réseau* [note de bas de page omise] »¹⁷⁹.

[188] La Régie retient également que les services complémentaires requis sont le réglage de fréquence, le réglage de production et un service qui compense les erreurs de prévision et que, dans certaines juridictions, ces services complémentaires sont offerts séparément.

[189] Cependant, elle ne retient pas la position de l'expert Marshall et de l'AQCIE-CIFQ et d'EBM selon laquelle le Distributeur devrait se limiter à acquérir des services complémentaires pour les strictes fins de l'équilibrage de la production éolienne.

¹⁷⁹ Dossier R-3648-2007, décision D-2008-133, p. 42.

[190] Tel que mentionné précédemment¹⁸⁰, la Régie doit tenir compte des exigences formulées par le gouvernement du Québec dans les Décrets, aux fins de l'examen du SIÉ que le Distributeur propose d'acquérir.

[191] Or, la Régie est d'avis qu'en vertu des Décrets, il apparaît clairement que le gouvernement du Québec ne vise pas uniquement à assurer l'équilibrage de la production éolienne au moyen de services complémentaires. Si telle avait été son intention, il l'aurait expressément indiqué en ces termes.

[192] Selon la Régie, il appert plutôt que, par l'emploi des expressions « *garantie de puissance [...] sous forme de convention d'équilibrage* » dans le décret 352-2003, et « *service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne* » dans les décrets 926-2005, 1043-2008 et 1045-2008, le gouvernement du Québec vise à assurer davantage que l'équilibrage de la production éolienne par les services complémentaires. Il vise également à assurer que la variabilité de la production éolienne n'ait aucun impact, tant pour la fiabilité de l'approvisionnement (« *Adequacy* ») du Distributeur que pour la stabilité du réseau du Transporteur (« *Security* »).

[193] À cet égard, la Régie est d'avis que la proposition du Distributeur d'exiger des retours d'énergie garantis en tout temps répond adéquatement à ces objectifs et procure implicitement, tel qu'il l'affirme, les services complémentaires nécessaires à l'intégration de la production éolienne.

[194] À cet effet, la Régie constate que le SIÉ proposé s'apparente, à plusieurs égards, au service d'intégration éolienne défini dans l'EIE. En effet, les deux services répondent au critère de fiabilité du NPCC, tant pour le volet « *Adequacy* », avec les retours d'énergie garantis, que pour le volet « *Security* », par les modes de raccordement retenus.

[195] Par ailleurs, la Régie partage l'avis du Distributeur à l'effet qu'un service de modulation horaire devrait inévitablement être compensé en temps réel par un service intrahoraire et que, de ce fait, le Distributeur se trouverait à payer pour deux services.

¹⁸⁰ Au paragraphe 29 de la présente décision.

[196] De plus, elle constate que si la prévision de la production éolienne présentait une erreur importante, les effets combinés d'un service de modulation horaire de la production éolienne et d'un service intrahoraire fourni par le RFP pourraient s'annuler.

[197] Par conséquent, la Régie est d'avis qu'étant donnée l'imprécision, à ce jour, des prévisions de la production éolienne, l'acquisition d'un service de modulation horaire qui serait complété séparément par l'action des services complémentaires ne serait pas optimale.

[198] Pour ces motifs, la Régie conclut que la proposition du Distributeur d'exiger, aux fins du SIÉ, des retours d'énergie garantis et des services complémentaires est conforme aux Décrets.

[199] Par ailleurs, la Régie juge utile de formuler un commentaire relatif à la proposition de certains intervenants selon laquelle l'ESC puisse être prise en considération aux fins de la détermination des services complémentaires requis pour l'intégration de la production éolienne.

[200] La Régie comprend que ce sont les mêmes équipements de production du Producteur qui fournissent les services complémentaires inclus dans l'EiÉ et ceux associés à l'électricité patrimoniale en vertu de l'ESC.

[201] Cependant, la Régie partage l'avis du Distributeur à l'effet que la responsabilité du Producteur à l'égard de l'ESC se limite à ce qui est requis pour l'électricité patrimoniale¹⁸¹ et que le Distributeur ne peut exiger de lui qu'il rende disponibles les quantités inutilisées de l'ESC à d'autres fins.

[202] La Régie est d'avis que, pour autant qu'il remplisse ses obligations à l'égard du Distributeur en assurant la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial, le Producteur est libre d'utiliser à d'autres fins ses équipements et les réserves disponibles.

¹⁸¹ En vertu de l'article 22 (2^e alinéa) de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ, c. H-5) et de l'article 6 du Décret 1277-2001 *CONCERNANT les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale*, (2001) 133, G.O. II, 7705.

Retours d'énergie - valeurs

[203] En ce qui a trait au volume de 35 % d'énergie retourné sur une base annuelle, la Régie note que le Distributeur juge que l'historique actuel de la contribution des parcs éoliens en exploitation est insuffisant pour établir la contribution anticipée pour les prochaines années.

[204] La Régie prend note également du fait que même si la contribution annuelle de certains parcs a été révisée à la baisse, le Distributeur demeure confiant d'atteindre le FU contractuel global de 36 %¹⁸².

[205] Pour ces motifs, la Régie accepte le volume annuel des retours d'énergie demandé, soit à 35 %, pour le présent appel d'offres.

[206] Cependant, ce volume devra être réévalué plus en détails lors de la prochaine demande d'approbation en vue d'un prochain appel d'offres du service d'intégration éolienne, en considérant, notamment, le nouvel historique de la contribution de chacun des parcs éoliens en exploitation.

[207] Par ailleurs, le Distributeur n'a pas convaincu la Régie de l'intérêt, ni de l'avantage de maintenir des livraisons d'énergie uniformes tout au long de l'année.

[208] Dans sa décision D-2005-178, la Régie mentionnait que « *l'obtention de livraisons uniformes tout au long de l'année n'est pas nécessairement la façon optimale d'intégrer la production éolienne aux bilans en énergie et en puissance* »¹⁸³.

[209] Dans sa décision D-2008-133, la Régie concluait également que « *sur la base des informations disponibles à ce jour, qu'une puissance uniforme garantie douze mois par année ne serait pas requise* »¹⁸⁴.

¹⁸² Pièce B-0036, p. 19.

¹⁸³ Dossier R-3550-2004, décision D-2005-178, p. 26.

¹⁸⁴ Dossier R-3648-2007, décision D-2008-133, p. 42.

[210] De plus, dans l'État d'avancement 2009 du Plan d'approvisionnement 2008-2017¹⁸⁵, le Distributeur a reconnu qu'il n'y avait plus d'intérêt pour le maintien de livraisons d'énergie uniformes tout au long de l'année.

[211] Cependant, la Régie constate que le Distributeur recherche toujours un service dont les retours d'énergie sont constants tout au long de l'année.

[212] À cet égard, la Régie ne partage pas l'opinion du Distributeur à l'effet que les livraisons uniformes d'énergie contribuent à simplifier et clarifier les paramètres du service que les fournisseurs devront fournir.

[213] La Régie retient plutôt l'avis de l'expert Raymond à l'effet que les producteurs qui ont l'habitude des opérations des parcs éoliens et des changements fréquents de consignes sont tout à fait en mesure de gérer la modification du taux de retours d'énergie deux fois par année.

[214] La Régie est d'avis que les retours d'énergie ainsi modulés correspondent mieux au profil de la production éolienne et constituent un avantage pour le Distributeur, en lui permettant de limiter les approvisionnements additionnels qui seraient requis durant la période où les besoins énergétiques des consommateurs sont les plus importants. Par ailleurs, la Régie retient le scénario privilégié par le Distributeur, dans l'hypothèse d'un scénario de retours d'énergie non uniforme¹⁸⁶.

[215] Dans ce contexte, la Régie demande au Distributeur d'indiquer, dans l'appel d'offres, des retours d'énergie selon deux périodes de l'année, l'une pour les mois couvrant d'hiver et une seconde pour les autres mois de l'année. Elle fixe les retours d'énergie à 40 % pour la période d'octobre à mars et à 30 % pour la période d'avril à septembre.

¹⁸⁵ Page 25, lignes 11 à 23.

¹⁸⁶ Voir le paragraphe 58 de la présente décision.

Garantie de puissance - puissance complémentaire – terminologie et valeur

[216] Dans le décret 352-2003, l'expression « garantie de puissance » est utilisée, alors que, dans les décrets 926-2005, 1043-2008 et 1045-2008, l'expression « puissance complémentaire » est utilisée. Ces expressions ne sont pas définies dans les Règlements.

[217] La Régie constate qu'il n'y a pas unanimité chez les participants et les experts quant à la signification de ces expressions et que des précisions sont requises à cet égard.

[218] Dans sa décision D-2011-193, la Régie mentionnait ce qui suit :

« [138] [...], la Régie constate qu'en vertu des Décrets, le service d'équilibrage et la puissance complémentaire (ou, selon le cas, la garantie de puissance) sont indissociables. Ceci découle des termes suivants des Décrets :

“ Le bloc visé au paragraphe 1^o du premier alinéa est assorti d'une garantie de puissance hydroélectrique installée au Québec, sous forme de convention d'équilibrage [...] [référence au décret 352-2003] [nous soulignons] ”

“ Le bloc visé au premier alinéa [ou : Ce bloc d'énergie] est assorti d'un service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne [...] [référence aux décrets 926-2005, 1043-2008 et 1045-2008] [nous soulignons] ”¹⁸⁷.

[219] La Régie partage l'avis de l'expert Raymond à l'effet que l'expression « garantie de puissance » utilisée au décret 352-2003 et l'expression « puissance complémentaire » utilisée aux décrets 926-2005, 1043-2008 et 1045-2008 réfèrent à la même notion.

[220] Dans chacun des Décrets, la « garantie de puissance » ou, selon le cas, la « puissance complémentaire » est associée au service d'équilibrage. Il va de soi, à cet égard, que dans le décret 352-2003, la référence à une « convention d'équilibrage » implique nécessairement qu'il y ait un service d'équilibrage.

¹⁸⁷ Dossier R-3775-2011, décision D-2011-193 Motifs, p. 40.

[221] Or, tel que mentionné précédemment¹⁸⁸, par l'emploi des expressions « *garantie de puissance [...] sous forme de convention d'équilibrage* » dans le décret 352-2003 et « *service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne* » dans les décrets 926-2005, 1043-2008 et 1045-2008, le gouvernement du Québec vise à assurer, non seulement l'équilibrage de la production éolienne par les services complémentaires, mais également que la variabilité de la production éolienne n'ait aucun impact, tant pour la fiabilité de l'approvisionnement (« *Adequacy* ») du Distributeur que pour la stabilité du réseau du Transporteur (« *Security* »).

[222] De l'avis de la Régie, il en découle qu'en vertu des décrets 926-2005, 1043-2008 et 1045-2008, la « *puissance complémentaire* » implique nécessairement une garantie à l'égard du service d'équilibrage, à l'instar de la « *garantie de puissance* » prévue au décret 352-2003 à l'égard du service d'équilibrage. En définitive, la Régie conclut que, dans le contexte des Décrets, les expressions « *garantie de puissance* » et « *puissance complémentaire* » sont synonymes. On peut également s'y référer comme étant de la « *puissance garantie* »¹⁸⁹.

[223] Cela dit, la Régie juge important de noter qu'elle est d'accord avec la proposition de l'expert Raymond d'identifier comme étant de la « *puissance additionnelle* » la différence entre la « *puissance complémentaire* » et la « *contribution en puissance propre à la production éolienne* ». Dans le cas présent, la puissance additionnelle correspond à 5 % des quantités contractuelles, compte tenu de la proposition du Distributeur d'établir la puissance complémentaire (ou garantie de puissance) à 35 % des quantités contractuelles et compte tenu que, selon l'étude de 2009 du Distributeur, la « *contribution en puissance propre à la production éolienne* » a été établie à 30 %. La Régie ne retient donc pas la dénomination « *puissance complémentaire* » que le Distributeur associe à cette valeur de 5 %¹⁹⁰ et qui provient de la définition de « *puissance complémentaire* » contenue à l'EIÉ¹⁹¹.

¹⁸⁸ Au paragraphe 192 de la présente décision.

¹⁸⁹ En conséquence, pour la suite de cette décision, la Régie emploie indistinctement les termes « *puissance complémentaire* » et « *garantie de puissance* », comme synonymes dans l'examen de la proposition du Distributeur.

¹⁹⁰ Pièce B-0004, p. 11 et pièce B-0019, p. 11.

¹⁹¹ Dossier R-3573-2005, pièce HQD-1, document 1, articles 1.7 et 5.2.1 (d).

[224] Dans sa décision D-2011-193, la Régie indiquait ce qui suit :

« la garantie de puissance ou, selon le cas, la puissance complémentaire, exigée par les Décrets se limite au niveau de puissance requis seulement aux fins de l'équilibrage ou de l'intégration éolienne »¹⁹².

[225] La valeur de la puissance complémentaire n'est pas déterminée dans les Décrets. Dans la proposition de SIÉ du Distributeur, elle est fixée à 35 %, soit la valeur définie pour les retours d'énergie garantis en tout temps du service d'équilibrage.

[226] La Régie ayant conclu que la proposition du Distributeur d'exiger, aux fins du SIÉ, notamment des retours d'énergie garantis, est conforme aux Décrets, il s'ensuit que la garantie de puissance ou la puissance complémentaire, selon le cas, consiste essentiellement en une assurance que donne un fournisseur du service d'intégration éolienne, à la fois de la disponibilité de la puissance requise pour la livraison des retours d'énergie garantis et, tel que le conçoit le Distributeur, du fait que cette puissance ne fera l'objet d'aucun engagement ferme à l'égard de tiers.

[227] En conséquence, la Régie juge que la proposition du Distributeur à l'effet que la puissance complémentaire correspond à la puissance associée aux retours d'énergie garantis est justifiée et conforme aux Décrets.

[228] À cet égard, la Régie ne retient pas le point de vue de M. Raymond voulant que la garantie de puissance soit complémentaire à la « *contribution en puissance propre à la production éolienne* », non plus que celui d'EBM sur ce même sujet¹⁹³. D'une part, les Décrets ne réfèrent pas à une telle contribution. D'autre part, cette contribution sert un objectif différent, à savoir la prise en compte de la puissance contractuelle des parcs éoliens en exploitation commerciale dans l'évaluation du respect du « critère de fiabilité en puissance », tel qu'il ressort de l'étude de 2009 du Distributeur.

¹⁹² Dossier R-3775-2011, décision D-2011-193 Motifs, p. 40, par. 139.

¹⁹³ Pièce C-EBM-0014, par. 29, 30 et 128.

[229] Par ailleurs, la Régie juge appropriée la proposition de Distributeur de limiter la période pour laquelle la puissance complémentaire serait exigée, soit la période d'hiver. Elle constate, à cet égard, que le Distributeur a tenu compte des décisions antérieures de la Régie à ce sujet¹⁹⁴.

[230] La Régie juge également raisonnable la proposition du Distributeur de définir la période d'hiver comme étant la période du 1^{er} décembre d'une année au 31 mars de l'année suivante, pour les motifs qu'il a invoqués.

[231] Dans ce contexte, compte tenu que la Régie a fixé à 40 % la valeur des retours d'énergie pour la période d'octobre d'une année à mars de l'année suivante, elle fixe à 40 % la valeur de la puissance complémentaire exigible pour la période d'hiver.

[232] En conséquence, la Régie accueille la proposition du Distributeur relative à l'exigence d'une garantie de puissance pour la période d'hiver, mais elle fixe à 40 % la valeur de cette garantie de puissance.

Source hydroélectrique

[233] La Régie demande au Distributeur de tenir compte du décret 352-2003 quant à la provenance d'une source hydroélectrique.

Indissociabilité des services aux fins de la procédure d'appel d'offres

[234] Le Distributeur affirme que le SIÉ « *forme un tout qui, bien qu'il comporte différentes facettes, ne pourrait être scindé en différents services* ». Il réfère au commentaire de la Régie, dans sa décision D-2011-193, quant à l'indissociabilité, en vertu des Décrets, du service d'équilibrage et, selon le cas, de la puissance complémentaire ou de la garantie de puissance. Tel que mentionné précédemment¹⁹⁵, il ajoute que le fait de « *[p]artager le service d'intégration éolienne en différents services n'a pas de fondement pratique, ne favorise pas la fiabilité des approvisionnements du Distributeur et contrevient aux dispositions des Règlements* ».

¹⁹⁴ Dossier R-3573-2005, décision D-2006-27, p. 10; dossier R-3648-2007, décision D-2008-133, p. 42 et dossier R-3748-2010, décision D-2011-162, p. 74.

¹⁹⁵ Au paragraphe 91 de la présente décision.

[235] Pour sa part, EBM affirme que, dans sa décision D-2011-193, la Régie a statué que les divers services prévus à l'EGM devaient faire l'objet d'appels d'offres distincts¹⁹⁶. L'intervenante soumet qu'il doit en être de même quant au SIÉ, dont elle identifie les services suivants comme étant des approvisionnements distincts devant chacun faire l'objet d'un appel d'offres spécifique : les retours d'énergie prédéterminés et garantis, la garantie de puissance (incluant ce que EBM identifie comme de la « puissance supplémentaire », mais que la Régie qualifie de « puissance additionnelle »¹⁹⁷) et les services complémentaires¹⁹⁸.

[236] La Régie souligne qu'elle n'a pas mentionné spécifiquement, dans sa décision D-2011-193, que les services prévus à l'EGM devaient faire l'objet d'appels d'offres distincts, ce qu'EBM admet¹⁹⁹. La Régie y a examiné de façon distincte chacun des services prévus à l'EGM (dont, contrairement au SIÉ, certains n'étaient pas requis en vertu des Décrets²⁰⁰) et a conclu qu'ils constituaient tous des approvisionnements devant faire l'objet d'appels d'offres en vertu de la Loi²⁰¹. Mais la Régie y a également constaté « *qu'en vertu des Décrets, le service d'équilibrage et la puissance complémentaire (ou, selon le cas, la garantie de puissance) sont indissociables* »²⁰², ce qu'EBM admet également²⁰³. La présente formation a estimé que ce constat s'appliquait au présent dossier et exprimé l'avis que la question qui demeurerait à débattre était « *de savoir s'il est requis en vertu des décrets 352-2003 [note de bas de page omise], 926-2005 [note de bas de page omise], 1043-2008 [note de bas de page omise] et 1045-2008 [note de bas de page omise] du gouvernement du Québec, ou bien souhaitable, que les services complémentaires soient inclus dans le même appel d'offres que les retours d'énergie et la garantie de puissance* »²⁰⁴. [nous soulignons]

¹⁹⁶ Pièce C-EBM-0014, par. 2, 5, 9, 10, 14, 54, 62, 74 et 125 et pièce C-EBM-0019, par. 26 et 35.

¹⁹⁷ Au paragraphe 223 de la présente décision.

¹⁹⁸ Pièce C-EBM-0014, par. 9 et pièce C-EBM-0036, par. 32 et 33. Voir également le par. 113 de la présente décision.

¹⁹⁹ Pièce A-0041, p. 178.

²⁰⁰ Dossier R-3775-2011, décision D-2011-193 Motifs, p. 39, par. 134.

²⁰¹ Dossier R-3775-2011, décision D-2011-193 Motifs, p. 28, par. 91, p. 35, par. 120, p. 40, par. 136 et p. 41, par. 142.

²⁰² Dossier R-3775-2011, décision D-2011-193 Motifs, p. 40, par. 138.

²⁰³ Pièce A-0041, p. 179.

²⁰⁴ Décision D-2013-133, p. 5 et 6, par. 10 à 12.

[237] Cela dit, tel que mentionné précédemment²⁰⁵, la Régie comprend qu'une autre interprétation de la décision D-2011-193 relativement à la question des appels d'offres pouvait, de bonne foi, être envisagée par EBM. Dans ce contexte, la Régie a pris en considération les extraits de la preuve de l'AQCIE-CIFQ, d'EBM et de l'expert Marshall qu'elle avait pris sous réserve et les argumentations desdits intervenants qui étaient reliées à ces extraits de preuve.

[238] Après examen de la preuve dans son ensemble, y incluant la preuve prise sous réserve, la Régie maintient son opinion précitée quant à l'indissociabilité, en vertu des Décrets, du service d'équilibrage et de la garantie de puissance (ou de la puissance complémentaire).

[239] À cet égard, la Régie retient, en particulier, les éléments suivants :

- l'interprétation des Décrets quant aux objectifs qu'ils visent²⁰⁶;
- le constat que la proposition du Distributeur d'exiger des retours d'énergie garantis et des services complémentaires est conforme aux Décrets²⁰⁷;
- la nature de la garantie de puissance (ou de la puissance complémentaire)²⁰⁸;
- le constat que la proposition du Distributeur d'exiger que la puissance complémentaire corresponde à la puissance associée aux retours d'énergie garantie est conforme aux Décrets²⁰⁹.

[240] La Régie conclut également que les services complémentaires requis pour l'équilibrage ne doivent pas faire l'objet d'un appel d'offres distinct.

[241] D'une part, compte tenu de la signification qu'elle retient du terme « équilibrage », à la lumière de la preuve reçue du point de vue technique, la Régie conclut que ces services sont implicitement prévus par le terme « équilibrage » mentionné aux Décrets.

²⁰⁵ Au paragraphe 34 de la présente décision.

²⁰⁶ Aux paragraphes 191 et 192 de la présente décision.

²⁰⁷ Aux paragraphes 193 et 198 de la présente décision.

²⁰⁸ Aux paragraphes 219 à 222 de la présente décision.

²⁰⁹ Aux paragraphes 226 et 227 de la présente décision.

[242] D'autre part, tel que mentionné précédemment²¹⁰, bien que les services complémentaires requis aux fins de l'équilibrage puissent, dans certaines juridictions, être offerts séparément, la Régie est d'avis que les Décrets visent non seulement l'équilibrage de la production éolienne par les services complémentaires, mais également l'absence d'impact de la variabilité de cette production, tant pour la fiabilité de l'approvisionnement du Distributeur que pour la stabilité du réseau du Transporteur.

[243] Dans ce contexte, vu la conclusion de la Régie quant à l'indissociabilité, en vertu des Décrets, du service d'équilibrage et de la garantie de puissance (ou de la puissance complémentaire), les services complémentaires nécessaires à l'équilibrage de la production éolienne doivent faire partie intégrante du même appel d'offres que les retours d'énergie garantis et la garantie de puissance (ou la puissance complémentaire).

[244] En conséquence, la Régie approuve la proposition du Distributeur de lancer un seul appel d'offres, qui couvrirait l'ensemble des services prévus au SIÉ.

4.2 DURÉE DES CONTRATS

Position du Distributeur

[245] Dans le cadre du présent dossier, le Distributeur cherche à se procurer des services d'intégration éolienne pour une durée de cinq ans. Cependant, il indique qu'il pourrait accepter des contrats d'une durée de trois ans, à la condition qu'un autre fournisseur consente à assurer la relève pour les années restantes à la fin du contrat²¹¹.

[246] Le Distributeur explique que des contrats d'une durée de cinq ans lui permettraient de réduire l'incertitude sur la disponibilité des ressources requises pour satisfaire, entre autres, les besoins d'hiver et que cet horizon de cinq ans s'apparente à la période couverte par les revues de fiabilité en puissance déposées au NPCC²¹².

²¹⁰ Aux paragraphes 184 à 193, 221 et 222 de la présente décision.

²¹¹ Pièce B-0004, p. 6 et 7.

²¹² Pièce B-0016, p. 3 et 4.

[247] Il ajoute que cette période lui permettrait également d'amortir, sur une période suffisamment longue, les frais liés à la gestion d'un appel d'offres et au processus d'approbation²¹³.

[248] Finalement, il souligne que l'EIE²¹⁴ comportait également une durée initiale de cinq ans²¹⁴.

Position des intervenants

[249] L'ACEFO considère qu'un producteur pourrait hésiter à se commettre pour une période de cinq ans et, conséquemment, que ce terme serait de nature à réduire le nombre de soumissionnaires. À cet égard, l'intervenante appuie la proposition du Distributeur d'accepter des contrats de trois ans, à la condition qu'un autre fournisseur consente à assurer la relève pour les années restantes²¹⁵.

[250] Pour leur part, EBM, le RNCREQ et l'UC recommandent à la Régie de retenir une durée de contrat de trois ans.

[251] Pour EBM, ce terme permettrait un meilleur arrimage avec les prix de marché²¹⁶. Selon le RNCREQ, cette durée est préférable dans le contexte énergétique actuel, où il est difficile de prévoir le prix de l'énergie lié au prix du gaz naturel ainsi que l'évolution des besoins du Distributeur²¹⁷. Quant à l'UC, elle est d'avis que cette durée permettrait de limiter les risques liés à la variabilité du prix de l'énergie sur le marché, lesquels seraient assumés par les consommateurs, ainsi que ceux associés aux difficultés techniques que pourrait éprouver le Distributeur dans la coordination de la fourniture de plusieurs fournisseurs²¹⁸.

²¹³ Pièce B-0016, p. 4.

²¹⁴ Pièce B-0016, p. 4.

²¹⁵ Pièce C-ACEFO-0007, p. 13 et 14.

²¹⁶ Pièce C-EBM-0014, p. 26.

²¹⁷ Pièce C-RNCREQ-0009, p. 18 et 19.

²¹⁸ Pièce C-UC-0009, p. 41 à 43.

[252] Pour sa part, l'expert Raymond recommande un terme de trois ans pour les ententes d'intégration. À l'appui de sa recommandation, il met en perspective divers facteurs qui influencent la durée d'une EIE. Selon lui, seuls les coûts de gestion d'un appel d'offres militent en faveur d'une plus longue durée. Toutefois, il considère que si l'appel d'offres est bien préparé, il pourrait facilement être réutilisé²¹⁹.

Opinion de la Régie

[253] La Régie considère que la durée des contrats constitue un élément pouvant influencer sur le prix des offres qui seront déposées. Elle estime qu'une entente de plus longue durée comporte plus de risques associés à la variabilité du prix de l'énergie sur le marché, lesquels sont susceptibles d'occasionner un coût de contrat plus élevé, même en tenant compte des coûts de gestion de l'appel d'offres.

[254] **En conséquence, la Régie détermine à trois ans la durée pour les contrats qui résulteront de l'appel d'offres.**

4.3 BESOINS TOTAUX EN MATIÈRE D'INTÉGRATION ÉOLIENNE

Position du Distributeur

[255] Le Distributeur établit ses besoins, en matière de service d'intégration éolienne, sur la base de la puissance contractuelle totale des parcs en exploitation. Cette puissance était de 1 505 MW en date du 31 mai 2013 et devait augmenter à 2 208 MW au 1^{er} janvier 2014, pour atteindre 3 139 MW à la fin de 2015²²⁰.

[256] Il précise que ces besoins pourraient croître en fonction de nouveaux blocs d'énergie éolienne que le gouvernement du Québec pourrait déterminer par règlement²²¹.

²¹⁹ Pièce C-FCEI-0011, p. 59 et 60.

²²⁰ Pièce B-0004, p. 6.

²²¹ Pièce B-0004, p. 6 et annexe A, p. 21 et pièce B-0019, p. 3.

Position de l'ACEFO

[257] L'ACEFO recommande à la Régie de ne pas approuver le principe que l'appel d'offres tienne compte de la croissance des besoins du Distributeur découlant des mises en service de nouveaux parcs éoliens. Elle recommande plutôt, afin d'établir des conditions favorables à une compétition qui est nécessaire à la protection des intérêts de la clientèle, que les quantités admissibles aux fins de l'appel d'offres soient limitées aux engagements contractuels existants au 31 mai 2013²²².

Opinion de la Régie

[258] Le service d'intégration éolienne est nécessaire pour des fins de sécurité et de fiabilité du réseau. À cet égard, le Distributeur recherche un produit qui couvrira l'ensemble de la production éolienne en service. La Régie note que l'EIE s'applique à la totalité de la production éolienne en service.

[259] La Régie juge qu'il est raisonnable que le SIÉ couvre toute la production éolienne qui sera mise en service au cours de la période du contrat²²³.

[260] La Régie approuve la proposition du Distributeur selon laquelle le SIÉ s'appliquera à l'ensemble de la production éolienne en service, incluant d'éventuels engagements issus de nouveaux appels d'offres ou programmes faisant suite à la détermination de blocs d'énergie par le gouvernement du Québec.

4.4 PROGRAMME DES RESSOURCES

[261] Tel que mentionné précédemment²²⁴, le Distributeur doit fournir ou faire fournir les services complémentaires requis pour assurer en tout temps la sécurité et la fiabilité du réseau de transport.

²²² Pièce C-ACEFO-0007, p. 13.

²²³ Le ou les contrats à la suite de l'appel d'offres.

²²⁴ Paragraphes 59 à 71 de la présente décision.

[262] À cet égard, il considère qu'il :

« doit s'assurer que tous les impacts de la production éolienne soient absorbés par le service qu'il met en place, de manière à ce que la fourniture des services complémentaires associés à l'alimentation de la charge locale ne soit pas affectée par la production éolienne. De plus, il cherche à uniformiser la qualité du service reçu, indépendamment du fournisseur ou des équipements utilisés pour fournir le service »²²⁵.

[263] De plus, *« selon les critères et exigences déterminés par le Transporteur, le fournisseur qui suivrait une consigne de programmation émise à toutes les minutes fournirait un niveau de service équivalent à celui qui asservirait ses équipements aux automatismes de réglage fréquence-puissance »²²⁶.*

[264] À cet égard, le Distributeur rappelle les exigences que stipule le Transporteur pour que ce dernier soit en mesure de respecter ses propres obligations. Ces obligations et exigences du Transporteur sont énoncées ci-après²²⁷.

[265] Le Transporteur indique qu'il doit répondre aux obligations suivantes :

- assurer la fiabilité de son réseau, en conformité avec les normes approuvées par la Régie;
- maintenir en tout temps l'équilibre offre-demande sur son réseau;
- assurer le respect des Tarifs et conditions de transport.

[266] À ces fins, le Transporteur exige que chaque fournisseur du service d'intégration éolienne :

- possède un engagement de livraison ferme à l'intérieur de la zone d'équilibrage Québec ou sur un point d'interconnexion entre la zone d'équilibrage Québec et les zones d'équilibrage voisines (charge du fournisseur);
- asservisse sa production (ou sa charge, si elle est à l'intérieur de la zone d'équilibrage Québec) aux consignes du CCR;

²²⁵ Pièce B-0019, p. 30.

²²⁶ Pièce B-0019, p. 30.

²²⁷ Pièce B-0004, annexe B, p. 1 et 2.

- mette à la disposition du Transporteur une plage de variation dont l'importance sera fonction de sa quantité contractuelle;
- respecte, dans un délai maximum de une minute suivant sa réception, toute consigne transmise par le CCR.

[267] Le Distributeur indique que les fournisseurs du SIÉ devront asservir leur production au RFP ou, sinon, ils devront l'asservir, et possiblement leur charge, aux consignes de programmation transmises à toutes les minutes par le CCR du Transporteur²²⁸. Les fournisseurs dont les équipements ne sont pas asservis au RFP doivent utiliser le protocole ICCP²²⁹ pour les échanges de type temps-réel.

[268] A cet égard, le Transporteur précise que :

« Lorsqu'un équipement est asservi au RFP, la consigne agit directement sur l'unité de production. Par contre, lorsqu'un lien ICCP [note de bas de page omise] est utilisé, la consigne est transmise à un opérateur qui doit prendre action pour modifier la production. Le risque de ne pas répondre dans le délai prescrit ou d'erreur est plus grand pour une consigne transférée par un lien ICCP »²³⁰.

[269] Il précise également que seul le Producteur possède des groupes turbines-alternateurs asservis au RFP et que si un fournisseur choisissait d'asservir ses groupes au RFP, la consigne qu'il recevrait serait la même que celle reçue par les groupes du Producteur. Cette consigne tiendrait compte à la fois de la production éolienne et de la fréquence du réseau²³¹.

[270] Toutefois, le Transporteur précise que si le fournisseur du service n'est pas asservi au RFP, il recevra une consigne tenant compte uniquement de la production éolienne. Pour sa part, le Distributeur indique que dans ce cas, la consigne envoyée par le CCR à chaque minute sera calculée de façon à indiquer le niveau de production qu'il devra livrer afin d'assurer l'équilibre offre-demande. Il indique également que l'équation nécessaire au calcul de la consigne sera présentée dans le document d'appel d'offres à venir et conforme aux caractéristiques du produit qui seront approuvées par la Régie²³².

²²⁸ Pièce B-0004, p. 8 et annexe B, p. 2.

²²⁹ *Inter-Control Center Communications Protocol*.

²³⁰ Pièce B-0023, p. 11.

²³¹ Pièce B-0036, p. 8.

²³² Pièce B-0036, p. 7 et 8.

[271] Tel que mentionné précédemment²³³, l'expert Hanser considère que :

« As a distribution company, HQD needs to meet both energy and capacity demands. Thus, HQD needs to procure both energy and capacity to meet the demand beyond the heritage pool requirements. Moreover, HQD does not control balancing resources. Therefore, intra-hour, hourly and longer-term integration services, including capacity firming, are required to enable HQD to use the output of its wind contracts to meet its energy and capacity demand obligation »²³⁴.

[272] De plus, d'un point de vue technique, il mentionne que :

« the location of an intra-hourly wind integration service provider to HQD needs to be such that it can receive real-time signals from the Québec transmission operator (Hydro-Québec TransÉnergie) at rates between seconds and minutes, and that it can deliver the services to Québec by modulating controllable generation or load resources »²³⁵.

[273] Selon l'expert Hanser, l'utilisation d'une interconnexion à courant continu est possible, *« but there are reliability, operational and regulatory issues that would need to be resolved »²³⁶.*

[274] Il ajoute que les interconnexions à courant continu ne sont pas toujours disponibles et qu'il faudrait prévoir des dispositions alternatives à ces interruptions. Pour justifier ces propos, il énumère la durée d'interruption que certaines interconnexions ont eue durant l'année 2012²³⁷.

[275] Au sujet de l'opérationnalité reliée à l'utilisation potentielle d'une interconnexion, l'expert Hanser ajoute que :

« Because the DC ties are currently scheduled every 15 minutes or longer, having integration service providers located outside of Québec would require a significant change in the way the interconnections between Québec and its

²³³ Au paragraphe 102 de la présente décision.

²³⁴ Pièce B-0005, p. 29.

²³⁵ Pièce B-0005, p. 29.

²³⁶ Pièce B-0005, p. 30.

²³⁷ Pièce B-0005, p. 30.

neighbors are operated. The effort to change the operational procedures could be significant, and may require upgrading tie operation systems. Even if the interconnection operations were adapted, there are other limitations that would have to be considered, depending on the specific location of the wind integration service provider »²³⁸.

[276] De plus, l'expert Hanser explique les raisons pour lesquelles les interconnexions à courant continu avec les réseaux de New York et de l'Ontario ne peuvent être utilisées pour rendre le service recherché²³⁹. Pour sa part, le Transporteur mentionne ce qui suit :

« Pour le moment, il n'existe aucune unité asservie au RFP hors de la zone d'équilibrage du Transporteur.

Dans le contexte où la zone d'équilibrage du Transporteur est asynchrone avec les zones d'équilibrage voisines, un changement du programme d'échange est requis afin qu'une variation de production découlant d'une consigne envoyée par le Transporteur se répercute dans sa zone d'équilibrage. Les mécanismes existants ne permettent pas de traiter ce genre de situation. À l'heure actuelle, il est donc impossible, pour un fournisseur hors de la zone d'équilibrage du Transporteur, de répondre aux exigences du Transporteur »²⁴⁰.

[277] En ce qui a trait à la plage de variation exigée par le Transporteur, le Distributeur indique qu'elle doit être établie par le fournisseur, en considérant que le taux de production éolienne peut varier de 0 % à 100 % et que les retours d'énergie attendus correspondent à 35 % de la quantité contractuelle. De plus, le Distributeur précise que chaque soumissionnaire devra démontrer la faisabilité de sa proposition et sa conformité aux exigences minimales lors du dépôt de sa soumission²⁴¹. À cet égard, le Transporteur précise qu'il s'attend à ce que la plage de variation soit équivalente pour tous les fournisseurs, que leurs équipements soient asservis ou non au RFP²⁴².

²³⁸ Pièce B-0005, p. 30.

²³⁹ Pièce B-0005, p. 31.

²⁴⁰ Pièce B-0016, p. 18, 19 et 39.

²⁴¹ Pièce B-0036, p. 14.

²⁴² Pièce B-0053, p. 3.

[278] Par ailleurs, le Distributeur indique que « [c]haque fournisseur du service d'intégration est responsable de mobiliser une charge en mesure d'absorber la production éolienne non requise pour retourner au Distributeur les livraisons garanties par le service d'intégration (35 % de la quantité contractuelle)²⁴³ ».

[279] De plus, le Transporteur précise que, si la charge du fournisseur est située sur un point d'interconnexion, elle devra être associée à un engagement ferme de livraison sur les points d'interconnexion entre le réseau du Transporteur et les réseaux voisins. Elle devra également être stable à l'intérieur d'une heure, mais pourra être modifiée à chaque heure. Il exige également que la prévision de la charge du lendemain soit fournie au moins à midi, la veille, sous forme d'un programme horaire²⁴⁴.

[280] Le Distributeur ajoute qu'il transmettra au fournisseur une prévision de la production éolienne pour lui permettre de planifier sa production ou sa charge, selon le cas²⁴⁵. À cet égard, il présente un tableau permettant d'apprécier la performance de la prévision de la production éolienne mesurée entre le 1^{er} avril et le 31 août 2013²⁴⁶.

[281] Quant à la performance du fournisseur, le Transporteur exige que la consigne de programmation soit suivie avec une précision de 5 % pour les programmes de 20 MW et plus et une précision de 1 MW pour les programmes en deçà de 20 MW²⁴⁷.

[282] Pour assurer la fiabilité et l'équilibre du réseau, le Transporteur exige également que le Distributeur prévoie un mécanisme pour traiter toute déviation par rapport à la consigne du CCR, mécanisme dont les dispositions pénaliseront toutes déviations, tant pour un non-respect des consignes à chaque minute que pour la valeur intégrée horaire²⁴⁸.

²⁴³ Pièce B-0004, p. 7.

²⁴⁴ Pièce B-0004, annexe B.

²⁴⁵ Pièce B-0004, p. 7.

²⁴⁶ Pièce B-0023, p. 7, tableau R-1-5-A.

²⁴⁷ Pièce B-0004, annexe B, p. 3.

²⁴⁸ Pièce B-0004, annexe B, p. 3. Ce mécanisme est discuté à la section 4.5.2 de la présente décision.

Position des intervenants

[283] SÉ-AQLPA considère que le RFP est un logiciel complexe auxquelles sont asservies certaines unités de production dans la zone de réglage du Transporteur et dont la consigne varie en fonction des paramètres des centrales²⁴⁹.

[284] À cet effet, il précise que :

« Le choix des groupes qui seront appelés à corriger l'écart est un exercice extrêmement complexe effectué automatiquement par le logiciel en fonction de paramètres précis qui tiennent compte du seuil de fonctionnement actuel, du rendement des groupes, des zones interdites et de l'état des réservoirs. Cette consigne peut être en valeur relative ou en valeur absolue mais elle est adressée par le logiciel directement aux groupes alternateurs choisis sans passer par aucun intermédiaire »²⁵⁰.

[285] Il ajoute que *« toute centrale qui peut emmagasiner son combustible ou sa source d'énergie est susceptible de contribuer au RFP et pourrait conséquemment offrir ce service complémentaire »²⁵¹.*

[286] De plus, SÉ-AQLPA considère que la probabilité qu'un fournisseur ne puisse fournir le service dans le délai prescrit est beaucoup plus importante pour celui qui n'est pas asservi au système RFP, lequel réajuste automatiquement les unités de production. Selon l'intervenant, cela se refléterait dans la fréquence des écarts et dans les coûts de ce fournisseur²⁵².

[287] L'intervenant conclut que les fournisseurs non asservis au RFP sont désavantagés quant à leur capacité de fournir le service intégré²⁵³.

[288] Par ailleurs, SÉ-AQLPA considère qu'il manque une procédure et des conditions claires qui permettraient aux fournisseurs de se raccorder au RFP²⁵⁴.

²⁴⁹ Pièce C-SÉ-AQLPA-0014, p. 4.

²⁵⁰ Pièce C-SÉ-AQLPA-0014, p. 7.

²⁵¹ Pièce C-SÉ-AQLPA-0014, p. 8.

²⁵² Pièce C-SÉ-AQLPA-0014, p. 11.

²⁵³ Pièce C-SÉ-AQLPA-0014, p. 12.

²⁵⁴ Pièce C-SÉ-AQLPA-0014, p. 13.

[289] Pour leur part, l'ACEFO et le GRAME considèrent que les exigences du Transporteur sont justifiées, vu l'incertitude de la production éolienne et l'obligation qu'a ce dernier de maintenir l'équilibre offre-demande sur son réseau²⁵⁵.

[290] Pour sa part, EBM mentionne ce qui suit :

« 102. [...] le Distributeur a même restreint encore plus le potentiel de concurrence en réduisant de 5 à 1 minute les besoins d'équilibrage.

103. En plus de complexifier le service qui devra être offert par les générateurs situés au Québec, cette modification élimine l'utilisation potentielle des interconnexions qui pourraient techniquement offrir un service d'échanges aux 5 minutes.

104. À cet effet, selon le NYISO, l'interconnexion entre le Québec et l'État de New-York pourrait permettre l'échange d'énergie sur une base de 5 minutes. Cette information a été rendue publique dans une présentation du NYISO intitulé Enhanced Inter-Regional Transaction Coordination with Hydro Quebec. [note de bas de page omise]

105. Plus spécifiquement, il est mentionné à la page 6 de cette présentation: " The Desired Net Interchange (DNI) with the HQ control area would be updated on a 5 minute basis as a result of the RTC and RTD evaluations " »²⁵⁶.

[291] L'intervenante ajoute que « [l]e Distributeur ne peut [...] pas exiger que le SIÉ amalgamé provienne d'une unité de production située au Québec, raccordée de manière synchrone au réseau du Transporteur et à l'intérieur de sa zone d'équilibrage »²⁵⁷.

Opinion de la Régie

[292] Le service proposé par le Distributeur lui permet d'absorber tous les impacts de la production éolienne, de manière à ce que la fourniture des services complémentaires associés à l'alimentation de la charge locale ne soit pas affectée par cette production éolienne.

²⁵⁵ Pièce C-ACEFO-0007, p. 25 et pièce C-GRAME-0008, p. 15 à 18.

²⁵⁶ Pièce C-EBM-0014, p. 24 et 25.

²⁵⁷ Pièce C-EBM-0014, p. 26.

[293] À cet égard, la Régie note que le Distributeur propose au fournisseur du service de choisir entre deux options : asservir ses groupes turbines-alternateurs (ou possiblement sa charge) à des consignes transmises par le CCR ou les asservir aux consignes du RFP.

[294] La Régie constate que la charge d'un fournisseur du service peut être située sur un point d'interconnexion si elle est associée à un engagement ferme de livraison et que cette livraison demeure stable à l'intérieur de l'heure.

[295] Elle observe également qu'actuellement, la consigne de programmation de l'ensemble des interconnexions est à l'heure, sauf pour celle de l'interconnexion MASS qui est aux 15 minutes à la demande du marché de New York, et que les efforts requis pour modifier ces consignes nécessitent des modifications importantes.

[296] Dans cette perspective, la Régie conclut qu'aucune interconnexion ne peut actuellement atteindre les exigences du Transporteur, même si ces dernières impliquent un délai de réaction de cinq minutes.

[297] La Régie ne retient pas la position d'EBM à l'effet que la réduction des besoins d'équilibrage de cinq minutes à une minute aurait pour effet de restreindre l'utilisation des interconnexions à courant continu.

[298] La Régie juge probants les arguments du Distributeur quant à l'utilisation des interconnexions et le fait que le service que ce dernier met en place doit assurer que tous les impacts de la production éolienne soient absorbés, de manière à ce que la fourniture des services complémentaires associés à l'alimentation de la charge locale ne soit pas affectée par la production éolienne.

[299] En conséquence, la Régie approuve les caractéristiques relatives aux types de raccordement proposés par le Distributeur.

[300] La Régie constate qu'il y a peu d'information dans la preuve permettant à un fournisseur d'évaluer son intérêt à asservir ou non ses équipements au RFP.

[301] La Régie retient des propos du Distributeur qu'il inclura, aux documents d'appel d'offres, l'équation permettant de calculer la consigne transmise par le CCR aux fournisseurs du service mais pas celle du RFP.

[302] De plus, la Régie constate que le Transporteur remet au fournisseur la responsabilité d'établir la plage de variation à rendre disponible en fonction de sa quantité contractuelle ainsi que la démonstration sur la faisabilité de sa proposition, que ses groupes turbines-alternateurs soient asservis ou non au RFP.

[303] La Régie constate également que le Transporteur exige une plage de variation équivalente, quelle que soit l'option retenue.

[304] Afin que les soumissionnaires puissent évaluer adéquatement leur intérêt à être asservis ou non au RFP, la Régie demande au Distributeur d'inclure aux documents d'appel d'offres les informations pertinentes quant aux conditions et équipements requis pour raccorder les groupes du fournisseur au RFP.

[305] La Régie est d'avis que la plage de variation doit être bien définie pour éviter au fournisseur de s'exposer à des pénalités.

[306] La Régie demande au Distributeur d'inclure aux documents d'appel d'offres l'équation permettant de déterminer les consignes transmises par le RFP aux groupes turbines-alternateurs d'un fournisseur.

[307] La Régie conclut que le SIÉ proposé par le Distributeur est un produit adapté au contexte québécois, qu'il répond au critère de fiabilité du NPCC, qu'il inclut les caractéristiques nécessaires pour compenser, en tout temps, l'impact de la variabilité de la production éolienne sur le réseau de transport et qu'il permet d'atteindre les objectifs visés par les Décrets quant à l'intégration de la production éolienne.

4.5 BASE DE RÉMUNÉRATION

4.5.1 COMPENSATIONS

Position du Distributeur

[308] Le Distributeur entend recevoir de chaque soumissionnaire un prix, par mégawattheure, s'appliquant aux retours d'énergie correspondant à 35 % de la quantité contractuelle et un prix pour les écarts entre la production éolienne réelle et les retours d'énergie contractuels, lesquels écarts feront l'objet d'une compensation annuelle entre le Distributeur et le fournisseur²⁵⁸.

[309] Chaque soumissionnaire pourra également soumettre un prix applicable aux écarts entre la production éolienne réelle et la prévision de la production éolienne, selon l'horizon de prévision déterminé par chaque soumissionnaire²⁵⁹.

[310] À partir de ces propositions, le Distributeur calculera un coût global pour chaque offre reçue, basé sur la quantité contractuelle proposée par chaque soumissionnaire²⁶⁰.

[311] Des précisions sur chacun de ces éléments sont discutées ci-après.

Détermination du coût des retours d'énergie

[312] Le Distributeur entend établir la valeur annuelle du service d'équilibrage à partir du volume d'énergie des retours. Ainsi, la quantité contractuelle²⁶¹ proposée par le soumissionnaire sera multipliée par 35 %, puis par le nombre d'heures dans une année, soit 8 760. Le coût annuel du service d'équilibrage correspondra au prix soumis multiplié par ce volume d'énergie²⁶².

²⁵⁸ Pièce B-0004, p. 8.

²⁵⁹ Pièce B-0004, p. 8.

²⁶⁰ Pièce B-0031, p. 5.

²⁶¹ Pièce B-0004, p. 7; valeur de la production éolienne pour laquelle le fournisseur est prêt à fournir un service d'équilibrage.

²⁶² Pièce B-0031, p. 5.

[313] Le Distributeur précise que « [l]a base de rémunération du service d'intégration éolienne n'inclut aucun prix spécifique au raffermisssement en puissance pendant la période d'hiver. Le prix de la puissance est plutôt intégré au prix par mégawattheure s'appliquant aux retours d'énergie »²⁶³.

Compensation pour l'écart entre la production éolienne réelle et les retours d'énergie

[314] Le Distributeur indique que l'écart entre la production éolienne réelle et les retours d'énergie contractuels fera l'objet d'une compensation avec le fournisseur du service²⁶⁴. Si la production éolienne réelle annuelle est supérieure aux retours d'énergie contractuels, le fournisseur du service d'intégration éolienne versera une compensation au Distributeur pour les volumes d'énergie éolienne excédentaires. À l'inverse, si la production éolienne réelle annuelle est inférieure aux retours d'énergie contractuels, une compensation sera versée par le Distributeur au fournisseur du service d'intégration éolienne²⁶⁵.

[315] Le volume d'énergie annuel correspondant à cet écart sera multiplié par le prix soumis aux fins du calcul de cette compensation²⁶⁶. Afin d'établir la valeur annuelle de cette compensation, le Distributeur supposera, pour chaque soumission, le même écart de livraison, en pourcentage, tant pour le scénario où la production éolienne réelle serait supérieure aux retours d'énergie contractuels que pour celui où cette production serait inférieure. Si le fournisseur soumet un prix unique pour chacun de ces écarts, la valeur annuelle de cette compensation s'annulera²⁶⁷.

[316] Le Distributeur précisera, lors du lancement de l'appel d'offres, les paramètres nécessaires aux soumissionnaires pour qu'ils puissent établir leur proposition relative à cette formule de prix²⁶⁸.

²⁶³ Pièce B-0018, p. 8.

²⁶⁴ Pièce B-0004, p. 8.

²⁶⁵ Pièce B-0036, p. 5.

²⁶⁶ Pièce B-0031, p. 5.

²⁶⁷ Pièce A-0054, p. 89 et 90.

²⁶⁸ Pièce B-0024, p. 25.

Compensation pour l'écart entre la prévision de la production éolienne et la production éolienne réelle

[317] Le Distributeur indique que les soumissionnaires pourront également soumettre un prix applicable aux écarts entre la prévision de la production éolienne et la production éolienne réelle²⁶⁹.

[318] Il précise que le choix de l'horizon sur lequel s'appliquera ce prix appartiendra aux soumissionnaires et que l'horizon de prévision devra être compris entre une heure et 48 heures. À cet effet, il déposera, lors du lancement de l'appel d'offres, « *une grille associant à chaque horizon [de temps] un écart de prévision attendu, lequel sera basé sur des données historiques. Un volume d'énergie annuel relatif à cet écart sera établi, en proportion de la quantité contractuelle proposée, et multiplié par le prix soumis afin d'évaluer la valeur annuelle de cette compensation* »²⁷⁰. Selon le Distributeur, ceci permettra aux soumissionnaires de proposer une tarification en fonction de leur propre gestion de risque²⁷¹.

[319] Par ailleurs, le Distributeur précise que la prévision de la production éolienne utilisée pour établir la rémunération applicable aux écarts de prévision de la production éolienne sera une prévision globale couvrant l'ensemble des parcs éoliens²⁷².

Coût global

[320] Le Distributeur indique que le coût global de chaque soumission correspondra à la somme des trois éléments suivants : soit le coût des retours d'énergie, la compensation pour l'écart entre la production éolienne réelle et les retours d'énergie et, le cas échéant, la compensation pour l'écart entre la prévision de la production éolienne et la production éolienne réelle.

[321] Il précise que pour comparer les soumissions, ce coût global sera ramené en \$/MWh, établi en divisant le coût global par le volume d'énergie annuel correspondant aux retours d'énergie contractuels²⁷³.

²⁶⁹ Pièce B-0004, p. 8.

²⁷⁰ Pièce B-0031, p. 6.

²⁷¹ Pièce B-0020, p. 6 et pièce A-0054, p. 69.

²⁷² Pièce B-0018, p. 4.

²⁷³ Pièce B-0031, p. 6.

[322] Par ailleurs, le Distributeur indique que les prix offerts par le soumissionnaire devront tenir compte des coûts associés à la mise en place des infrastructures de télécommunications qui seront requises, afin de satisfaire aux exigences du Transporteur en matière d'échange d'information²⁷⁴.

[323] De plus, le Distributeur indique qu'il inclura, dans les documents d'appel d'offres, les encadrements relatifs aux mécanismes d'indexation qui seront admissibles²⁷⁵.

Position des intervenants

[324] Pour sa part, l'UC appuie la proposition du Distributeur à l'égard de la compensation pour l'écart entre la production éolienne réelle et les retours d'énergie, au motif que cela permettrait le traitement impartial de tous les soumissionnaires et cela tant à l'étape de comparaison que de la sélection des offres²⁷⁶.

[325] Cependant, l'intervenante souligne qu'en raison de la variabilité relativement grande de la production éolienne, l'écart entre la production éolienne et l'énergie demandée à hauteur de 35 % de la puissance éolienne installée pourrait être très élevé dans les prochaines années et, par conséquent, représenter des coûts importants à assumer par les consommateurs²⁷⁷.

[326] Pour ce qui est de l'écart entre la production éolienne réelle et les retours d'énergie, l'expert Raymond propose une structure contractuelle ainsi qu'un mécanisme d'ajustement où le Distributeur pourrait ajuster la quantité de la production éolienne attendue à la production éolienne réelle. De plus, il est d'avis que la compensation monétaire ne devrait s'appliquer qu'à l'échéance du contrat avec le fournisseur du service²⁷⁸.

[327] Il recommande également que le Distributeur accepte que, dans le cadre de l'appel d'offres, les soumissionnaires puissent soumettre un prix pour divers scénarios de modulation des retours d'énergie, soit le scénario saisonnier qu'il recommande, le

²⁷⁴ Pièce B-0016, p. 7.

²⁷⁵ Pièce B-0020, p. 16.

²⁷⁶ Pièce C-UC-0009, p. 39.

²⁷⁷ Pièce C-UC-0009, p. 38.

²⁷⁸ Pièce C-FCEI-0011, p. 41 à 46.

scénario uniforme sur l'année, tel que proposé par le Distributeur, et tout autre scénario que le soumissionnaire jugerait approprié²⁷⁹.

[328] Quant aux écarts de prévision, M. Raymond est d'avis que ces coûts, qui ont représenté moins de 1 % des coûts de l'EIE sur la période de 2008 à 2012, devraient continuer à représenter une faible proportion des coûts d'intégration éolienne dans le SIÉ proposé par le Distributeur. Selon M. Raymond, dans le but d'obtenir un prix juste et raisonnable, le Distributeur devrait s'assurer que les prix soumis pour les erreurs de prévisions soient faibles²⁸⁰.

[329] M. Raymond est d'avis que la description des mécanismes d'indexation doit être précisée par le Distributeur et approuvée par la Régie dans le cadre du présent dossier²⁸¹.

[330] À cet égard, il recommande que des mécanismes soient prévus dans les documents d'appel d'offres et dans les contrats qui s'ensuivront, afin de permettre une flexibilité pour changer les prix relatifs à la compensation pour les écarts d'énergie ainsi que le prix de la puissance, s'il s'avérait que leur évaluation change²⁸².

Opinion de la Régie

[331] La Régie ne retient pas la proposition de l'expert Raymond, selon laquelle les soumissionnaires devraient pouvoir soumettre un prix pour divers scénarios de retours d'énergie. En effet, cette proposition est inconciliable avec les retours d'énergie modulés, tels que retenus par la Régie, soit selon deux périodes définies (décembre à mars et avril à novembre).

[332] Par ailleurs, la Régie ne partage pas l'avis de M. Raymond à l'effet que la compensation monétaire entre l'écart de la production éolienne réelle et les retours d'énergie contractuels ne devrait être effectuée qu'à l'échéance du contrat avec le fournisseur du service. Elle juge préférable que cette compensation soit effectuée annuellement, de sorte que le coût de cette compensation soit pris en compte dans l'examen du dossier tarifaire annuel.

²⁷⁹ Pièce C-FCEI-0011, p. 9.

²⁸⁰ Pièce C-FCEI-0011, p. 52 à 54.

²⁸¹ Pièce C-FCEI-0011, p. 10.

²⁸² Pièce C-FCEI-0011, p. 58.

[333] À propos des encadrements des mécanismes d'indexation, la Régie prend acte du fait que le Distributeur les inclura aux documents d'appel d'offres. Elle juge que le processus actuellement en place par lequel elle prend connaissance, notamment, des mécanismes d'indexation retenus, au moment de l'approbation du contrat conclu entre le Distributeur et son fournisseur de service est suffisant.

[334] En conséquence, la Régie est satisfaite de la méthode proposée par le Distributeur pour le calcul du coût global de chaque soumission.

4.5.2 PÉNALITÉS

Position du Distributeur

[335] Pour assurer la sécurité et la fiabilité de ses approvisionnements, le Distributeur rappelle qu'il doit mettre en place un service d'intégration fiable dont les livraisons seront garanties en tout temps et dont la puissance sera garantie en période d'hiver²⁸³.

[336] À cet égard, il souligne que des pénalités s'appliqueront si la quantité livrée est inférieure à l'engagement du fournisseur²⁸⁴.

[337] Le Distributeur explique que son but n'est pas de percevoir des montants reliés à des pénalités mais bien de recevoir un service fiable²⁸⁵.

Pénalités liées à la garantie de puissance

[338] Le Distributeur indique qu'il exige que les retours d'énergie soient assortis d'une garantie de puissance pendant la période d'hiver. Il précise que des pénalités s'appliquent si la quantité livrée est inférieure à l'engagement du fournisseur²⁸⁶.

²⁸³ Pièce B-0027, p. 3.

²⁸⁴ Pièce B-0004, p. 7.

²⁸⁵ Pièce B-0027, p. 3.

²⁸⁶ Pièce B-0004, p. 7.

[339] Il ajoute que ces pénalités seront établies selon des principes comparables à ceux déterminant les pénalités des contrats de type UCAP²⁸⁷ que le Distributeur conclut à chaque hiver avec ses fournisseurs. Il ajoute que, dans ces contrats, la pénalité payée par un fournisseur pour chaque heure en défaut de livraison de l'énergie associée à ce contrat correspond à 25 % du revenu de ce fournisseur pour le mois visé. Cette pénalité est calculée au prorata de la portion d'énergie en défaut de livraison par rapport à celle qui devait être livrée²⁸⁸.

[340] Il signale toutefois que certaines modalités devront être adaptées au service d'intégration éolienne, dont les services rendus et les formules de prix qui diffèrent de ceux des contrats de UCAP²⁸⁹.

[341] De plus, le Distributeur indique qu'une clause de révision des quantités contractuelles sera intégrée aux contrats en cas de non-respect des engagements d'un fournisseur en période d'hiver²⁹⁰ et qu'un tel processus de révision des quantités contractuelles pourra être enclenché si un défaut de livraison était constaté pour plus de 50 heures en hiver²⁹¹.

Pénalités liées aux déviations par rapport à la consigne de programmation

[342] Tel que mentionné précédemment²⁹², à la demande du Transporteur, qui s'assure de l'équilibre offre-demande à chaque instant, et pour des raisons d'équité envers tous les fournisseurs, le Distributeur mettra en place un mécanisme de pénalités en cas de non-respect des consignes à la minute et de non-respect de la valeur intégrée horaire²⁹³.

[343] Il précise que ce sont les ressources du Producteur qui devront compenser pour toutes déviations produites sur le réseau du Transporteur²⁹⁴.

²⁸⁷ Pièce B-0024, p. 25.

²⁸⁸ Pièce B-0029, p. 4.

²⁸⁹ Pièce B-0036, p. 7.

²⁹⁰ Pièce B-0024, p. 25.

²⁹¹ Pièce B-0029, p. 4.

²⁹² Au paragraphe 282 de la présente décision.

²⁹³ Pièce B-0004, annexe B, p. 3.

²⁹⁴ Pièce B-0027, p. 4.

[344] Le Distributeur précise également que l'analyse des offres ne tiendra pas compte des pénalités qui pourraient être perçues et qu'il sera de la responsabilité des fournisseurs de s'assurer de la bonne prestation du service²⁹⁵.

[345] Par ailleurs, le Distributeur indique que les formules de pénalités seront précisées lors du lancement de l'appel d'offres, une fois que la Régie aura approuvé les caractéristiques du produit recherché²⁹⁶. Il considère qu'il serait prématuré, à ce moment, de préciser les mécanismes opérationnels à mettre en place, puisque les fournisseurs et le mode d'assujettissement de leurs équipements ne sont pas connus²⁹⁷.

[346] Toutefois, il précise que le Transporteur et lui-même veilleront à ce que le mécanisme de pénalités qui sera mis en place par le Distributeur et celui déjà prévu à l'annexe 4 des Tarifs et conditions de transport²⁹⁸ ne résultent pas en l'imposition de double pénalités pour les fournisseurs²⁹⁹.

Position des intervenants

[347] Selon EBM, le Distributeur ne semble pas vouloir définir les pénalités qui pourraient être imposées. L'intervenante est d'avis qu'il s'agit d'une caractéristique importante qui devrait être définie dès à présent, afin que les fournisseurs potentiels connaissent le risque monétaire associé aux pénalités et pour assurer un traitement équitable et impartial des fournisseurs³⁰⁰.

[348] L'intervenante comprend que le Producteur, en tant que fournisseur, ne serait pas assujéti à des pénalités, puisque ce sont ses propres « machines » qui offrent le service de compensation. Selon EBM, une telle situation conférerait un avantage marqué au Producteur par rapport aux autres fournisseurs qui, pour leur part, devront assumer les pénalités monétaires. Elle ajoute qu'un mécanisme de pénalité trop contraignant résulterait à donner un avantage encore plus important au Producteur³⁰¹.

²⁹⁵ Pièce B-0027, p. 4.

²⁹⁶ Pièce B-0016, p. 48.

²⁹⁷ Pièce B-0027, p. 4.

²⁹⁸ Service de compensation d'écart de réception - http://www.regie-energie.qc.ca/consommateur/Tarifs_CondServices/HQT_Tarifs2012.pdf.

²⁹⁹ Pièce B-0027, p. 4 et pièce B-0017, p. 11.

³⁰⁰ Pièce C-EBM-0014, p. 26.

³⁰¹ Pièce C-EBM-0014, p. 27.

[349] EBM rappelle qu'à son avis, les pénalités prévues dans le cadre de l'appel de qualification étaient exagérées et contraires à ce que la Régie avait décidé dans sa décision D-2012-010³⁰².

[350] Pour sa part, la FCEI se dit satisfaite des précisions apportées par le Distributeur sur les méthodes d'établissement des pénalités, en autant qu'elles apparaissent aux documents d'appel d'offres³⁰³.

Opinion de la Régie

[351] La Régie retient que les formules de pénalités qui seront mises en place par le Distributeur seront, avant tout, dissuasives, mais qu'elles ne seront pas incluses au processus d'évaluation des soumissions.

[352] La Régie comprend que le Producteur compensera, avec ses équipements, toute déviation de consigne de programmation puisqu'une telle déviation pourrait porter atteinte à l'équilibre du réseau.

[353] La Régie partage l'avis du Distributeur à l'effet qu'il est de la responsabilité des fournisseurs de s'assurer de la bonne prestation du service et que le fait que le Producteur compensera les écarts, n'exempte pas les fournisseurs des pénalités applicables.

[354] La Régie constate que, puisque le Producteur compense tout écart, il ne peut en créer et, par conséquent, ne serait pas appelé à payer de pénalités. Elle note, par ailleurs, qu'il est possible que les équipements du Producteur soient plus sollicités, étant donné qu'ils seront disponibles pour compenser les écarts des autres fournisseurs. La Régie en conclut que cette situation ne constitue pas un avantage en faveur du Producteur.

[355] La Régie retient que les formules de pénalités constituent un enjeu important pour les divers soumissionnaires qui doivent bien connaître leurs impacts et coûts potentiels pour établir leur soumission.

³⁰² Pièce C-EBM-0014, p. 26 et 27.

³⁰³ Pièce C-FCEI-0011, p. 9.

[356] **La Régie prend acte du fait que les formules de pénalités seront précisées lors du lancement de l'appel d'offres et que les pénalités ne viendront pas dupliquer celles incluses aux Tarifs et conditions de transport.**

5. PROCÉDURE D'APPEL D'OFFRES ET CRITÈRES DE SÉLECTION

5.1 COMMENTAIRE PRÉLIMINAIRE RELATIF À L'ARTICLE 74.1.1 DE LA LOI

[357] Dans sa décision D-2013-104³⁰⁴, la Régie a posé une question relative à l'incidence de l'article 74.1.1 de la Loi, introduit en vertu des articles 5 et 8 de la *Loi concernant principalement la mise en œuvre de certaines dispositions du discours du budget du 20 novembre 2012*³⁰⁵ et entré en vigueur le 14 juin 2013 en vertu de l'article 216 de cette loi.

[358] L'article 74.1.1 de la Loi se lit comme suit :

« 74.1.1. Le gouvernement peut, afin de permettre la conclusion de contrats d'approvisionnement auprès de fournisseurs liés à une communauté autochtone, dispenser le distributeur d'électricité de recourir à l'appel d'offres pour les contrats suivants:

1° les contrats relatifs à un bloc d'énergie qu'il détermine, sans excéder 150 MW;

2° les contrats relatifs à l'approvisionnement nécessaire à l'intégration de tout bloc d'énergie visé au paragraphe 1° ou au paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112.

Lorsqu'il accorde une dispense, le gouvernement peut, conformément aux engagements intergouvernementaux et internationaux du Québec en matière de commerce, déterminer ses modalités, les fournisseurs et la quantité d'électricité visée par chaque contrat d'approvisionnement ainsi que son prix maximal aux

³⁰⁴ Page 6, par. 17.

³⁰⁵ 2013, chapitre 16.

fins de l'établissement du coût de fourniture de l'électricité visé à l'article 52.2 ou du plan d'approvisionnement prévu à l'article 72 ».

[359] La Régie partage l'opinion du GRAME³⁰⁶ et de SÉ-AQLPA³⁰⁷, selon laquelle cet article n'a aucune application pour les fins du présent dossier.

[360] Les contrats relatifs à l'approvisionnement nécessaire à l'intégration des blocs d'énergie éolienne visés par les Règlements n'ont fait l'objet d'aucun décret de dispense de recourir à l'appel d'offres en vertu de l'article 74.1.1 (1^{er} alinéa, paragraphe 2^o) de la Loi depuis l'entrée en vigueur de cet article.

5.2 PROCESSUS DE SÉLECTION

Position du Distributeur

[361] Le Distributeur indique qu'il appliquera un processus de sélection en trois étapes pour évaluer les offres qui découleront de l'appel d'offres, conformément à la Procédure d'appel d'offres et d'octroi approuvée par la Régie.

[362] Il mentionne que la première étape d'évaluation des offres lui permettra de s'assurer que les exigences minimales suivantes soient respectées :

- le service d'intégration éolienne devra provenir d'unités de production situées au Québec, raccordées de manière synchrone au réseau de transport intégré d'Hydro-Québec et à l'intérieur de la zone d'équilibrage Québec, le tout, selon le Distributeur, en conformité avec les Règlements;
- le soumissionnaire ou ses sociétés affiliées devront avoir une expérience dans l'exploitation d'au moins une unité de production d'électricité sur une base commerciale;
- le soumissionnaire devra être en mesure de satisfaire aux exigences techniques émises par le Transporteur dans le cadre de l'appel d'offres;

³⁰⁶ Pièce C-GRAME-0008, p. 36.

³⁰⁷ Pièce C-SÉ-AQLPA-0015, p. 27.

- le soumissionnaire devra être en mesure de satisfaire aux exigences de solidité financière émises par le Distributeur.

[363] À la deuxième étape, le Distributeur précise que les offres seront évaluées uniquement sur la base d'un critère monétaire, c'est-à-dire selon la base de rémunération discutée précédemment³⁰⁸.

[364] La troisième étape, soit l'analyse de combinaisons de soumissions retenues à la deuxième étape, sera appliquée au besoin. Dans ce cas, l'évaluation du Distributeur sera également faite sur la base du critère monétaire.

[365] Le Distributeur précise que :

« Les critères de développement durable, l'expérience du soumissionnaire et la faisabilité du projet sont conçus pour une application dans le cadre de la mise en place de nouvelles installations de production. Or, les délais pour la mise en place du service excluent la construction d'une nouvelle installation de production dédiée à l'équilibrage éolien. [...] De plus, les exigences du Distributeur en lien avec le critère de solidité financière sont prises en compte à la première étape d'évaluation, tandis que le critère de flexibilité est au cœur même du service demandé »³⁰⁹.

Position des intervenants

[366] L'ACEFO est d'avis que l'exigence de solidité financière est raisonnable. Toutefois, elle note que la cote de crédit acceptable n'est pas précisée et recommande qu'elle le soit dans les documents d'appel d'offres³¹⁰.

[367] Quant à l'exigence relative à l'expérience dans l'exploitation d'au moins une unité de production d'électricité sur une base commerciale, l'intervenante est d'avis que les sanctions prévues en cas de non-exécution du contrat peuvent suppléer à l'absence d'exigence d'expérience en matière d'intégration éolienne. Ainsi, elle recommande de ne pas exiger des soumissionnaires une expérience en la matière³¹¹.

³⁰⁸ Section 4.5 de la présente décision.

³⁰⁹ Pièce B-0004, p. 16.

³¹⁰ Pièce C-ACEFO-0007, p. 22.

³¹¹ Pièce C-ACEFO-0007, p. 22.

[368] Le GRAME soumet que les critères non monétaires, tels qu'élaborés dans la décision D-2004-212³¹², devraient être appliqués dans le cadre d'appels d'offres visant l'intégration éolienne. Il rappelle que, dans cette décision, la Régie a approuvé un critère de développement durable qui doit s'appliquer à tous les appels d'offres de long terme et qu'elle ne faisait pas de distinction entre les anciennes installations et les nouvelles.

[369] SÉ-AQLPA recommande de maintenir comme critères de sélection pour l'appel d'offres, outre le critère monétaire, les caractéristiques reliées à l'existence d'un système de gestion environnementale, celles relatives aux émissions de gaz à effet de serre (GES) et de NOx et celles relatives au caractère renouvelable de l'approvisionnement³¹³.

[370] L'UC est d'avis :

« [qu'e]n utilisant dans sa première étape de sélection et comme exigences minimales des critères qui devraient figurer dans une grille d'analyse (c'est le cas des 3 premières exigences minimales [décrites au paragraphe 362 de la présente décision]) puis en utilisant le critère monétaire comme unique critère lors de la deuxième étape, le Distributeur semble instaurer une barrière à l'entrée telle qu'un traitement impartial des fournisseurs et un traitement égal des sources d'approvisionnement ne seraient pas a priori garantis. Toutefois, UC considère que cette démarche permet de ne retenir d'emblée que les fournisseurs sérieux »³¹⁴.

[371] De plus, l'UC ne voit pas en quoi le critère de développement durable ne pourrait s'appliquer dans le cas du SIÉ, puisqu'une unité de production d'énergie renouvelable n'est pas la même chose qu'un service d'intégration éolienne provenant d'une unité de production polluante.

[372] À cet égard, l'UC appuie la position du GRAME sur l'importance de maintenir ce critère³¹⁵ et l'intervenante s'attend à ce qu'une grille de pondération pour l'analyse des soumissions, similaire à celles déjà utilisées par le Distributeur, fasse partie des documents de l'appel d'offres³¹⁶.

³¹² Dossier R-3525-2004.

³¹³ Pièce C-SÉ-AQLPA-0014, p. 19.

³¹⁴ Pièce C-UC-0009, p. 44.

³¹⁵ Pièce A-0065, p. 139 et 140.

³¹⁶ Pièce C-UC-0009, p. 45.

Opinion de la Régie

[373] La Régie constate que certains critères non monétaires, tels la solidité financière et l'expérience financière, en lien avec la décision D-2004-212³¹⁷, ont été introduits dans les exigences minimales de l'étape 1. Elle constate également que les critères de développement durable sont exclus du processus présenté par le Distributeur.

[374] À cet égard, lors de l'audience, un des témoins du Distributeur indiquait qu'il ne retenait pas le critère de développement durable parce que le produit recherché n'est pas un produit standard et que ce critère pourrait entraîner une diminution de la concurrence³¹⁸.

[375] La Régie considère que le produit recherché par le Distributeur, dans le temps prescrit, s'adresse spécifiquement à une production existante et, de ce fait, cette production est nécessairement soumise aux critères environnementaux en vigueur.

[376] Elle est d'avis que la méthode présentée par le Distributeur pour pondérer les trois bases de rémunération, en établissant une valeur annuelle, est valable et simple d'application.

[377] La Régie juge que la proposition du Distributeur est justifiée, compte tenu du produit proposé. Elle ne juge pas souhaitable d'ajouter d'autres critères de sélection, considérant que ces critères risqueraient de limiter le nombre d'offres dans un marché potentiel restreint. **Ainsi, la Régie accepte la proposition du Distributeur de ne considérer que l'aspect monétaire comme seul critère sur lequel sera basée l'évaluation effectuée à l'étape 2 du processus de sélection.**

5.3 ÉVALUATION DES SOUMISSIONS

Position du Distributeur

[378] Pour ce qui est de l'évaluation du caractère raisonnable des offres de services par un soumissionnaire, le Distributeur considère qu'en raison de la nature des services

³¹⁷ Dossier R-3525-2004.

³¹⁸ Pièce A-0052, p. 116.

requis, la comparaison des prix obtenus avec des équivalences sur les marchés nord-américains sera difficile³¹⁹. Il mentionne qu'il ne dispose pas d'information sur les coûts assumés par les fournisseurs potentiels pour fournir le service d'intégration éolienne³²⁰.

[379] De plus, le Distributeur mentionne qu'il ressort du recensement des pratiques des autres zones de réglage nord-américaines en matière d'intégration éolienne que :

« l'absence de marché organisé pour les transactions de court terme d'énergie et de services complémentaires distingue le Québec de la plupart des juridictions aux États-Unis. En outre, les quelques cas recensés de services d'intégration éolienne se limitent aux services requis afin de gérer les fluctuations intrahoraires de la production et d'assurer le réglage de la fréquence. Aucun des services recensés ne couvre les impacts de la production éolienne au-delà de l'horizon d'une heure »³²¹.

[380] Il mentionne également que, selon le recensement de l'expert Hanser, « en tant que responsable de l'approvisionnement de la charge locale et puisqu'il [le Distributeur] ne possède aucune ressource de production, doit se procurer un service d'intégration éolienne dont la portée s'étend bien au-delà des services intrahoraires mis en place aux États-Unis »³²².

[381] Le Distributeur indique toutefois qu'il peut utiliser trois références pour déterminer le caractère raisonnable des prix déposés par les soumissionnaires, soit :

- les offres reçues;
- les coûts répertoriés dans le balisage de l'expert Hanser pour des produits moins complets;
- le coût de l'EIE en vigueur³²³.

³¹⁹ Pièce A-0054, p. 63 et 64.

³²⁰ Pièce B-0016, p. 17.

³²¹ Pièce B-0004, p. 16.

³²² Pièce B-0004, p. 16.

³²³ Pièce A-0054, p. 31 et 32.

[382] Quant aux cas recensés par l'expert Hanser pour une prestation d'un service plus restreint que celui demandé, le Distributeur retient quelques indications sur les coûts associés à la fourniture d'un service d'équilibrage limité à la gestion des variations intrahoraires de la production éolienne³²⁴. En ce qui a trait à la comparaison des prix entre un service horaire et un service intrahoraire, l'expert Hanser indique que :

« In general, regulation service needs for areas with intra-hourly scheduling will be lower than in areas without intra-hourly wind scheduling. The reason for the lower regulation capacity needs is that part of the regulation needs is transferred to load following services. As a result, the price of load following would tend to increase and the price of regulation would tend to decrease »³²⁵.

[383] Pour ce qui est des coûts de l'EIE actuelle, le Distributeur précise qu'en 2005, le prix se situait aux environs de cinq dollars du mégawattheure alors qu'en 2014, avec l'indexation, il est autour de six dollars du mégawattheure³²⁶.

[384] Par ailleurs, selon le Distributeur, le processus actuel est suffisant, puisqu'il comprend un suivi administratif de la part de la Régie, suivi de l'approbation des contrats conclus³²⁷ où une démonstration du respect du plan d'approvisionnement et du caractère raisonnable des prix obtenus doit être faite³²⁸.

Position des intervenants

[385] L'expert Marshall s'exprime ainsi, en marge du rapport de l'expert Hanser, à propos de la situation au Québec :

« Most of the costs in this report, you know, are very different than the costs that would be incurred here in Quebec »³²⁹.

³²⁴ Pièce B-0020, p. 17; pièce A-0054, p. 38 et pièce A-0067, p. 25 et 26.

³²⁵ Pièce B-0018, p. 14.

³²⁶ Pièce A-0052, p. 43.

³²⁷ Pièce A-0062, p. 39 et 40.

³²⁸ Pièce A-0067, p. 35.

³²⁹ Pièce A-0054, p. 176.

[386] Quant au type d'installation répertorié, il précise que « *[a]ll of those are predominantly thermal systems* » [alors qu'au Québec les installations de production sont principalement hydrauliques]. De plus, il indique que « *all of these systems have higher penetration rates than Quebec* »³³⁰.

[387] Selon l'expert Marshall, « *BPA system is the most similar to Quebec. It's mainly hydro with large interconnections, but Hydro-Québec has more hydro than BPA and they only had eight percent (8 %) penetration, their costs [ceux d'Hydro-Québec] should be much less. My view is, their cost is likely only two to three dollars (\$2 - 3) at most, not five (\$5)* »³³¹.

[388] Pour sa part, l'expert Raymond considère que le système de BPA ne peut être comparé à celui d'Hydro-Québec, tant en terme de flexibilité qu'en terme de capacité de stockage de ses réservoirs hydriques³³².

[389] M. Raymond présente trois méthodes utilisées pour vérifier l'obtention d'un prix juste et raisonnable dans le domaine de l'intégration éolienne :

- la méthode par évaluation de l'alternative;
- la méthode par comparaison des coûts avec d'autres juridictions;
- la méthode par évaluation des coûts encourus par les intégrateurs³³³.

[390] M. Raymond est d'avis que même si la méthode par évaluation de l'alternative a été appliquée pour justifier les prix que le Distributeur proposait de payer au Producteur pour l'intégration éolienne dans le cadre de l'EGM³³⁴, cette méthode ne serait pas applicable au présent dossier puisqu'en réalité, le Distributeur ne dispose d'aucune alternative.

³³⁰ Pièce A-0054, p. 176.

³³¹ Pièce A-0054, p. 176 et 177.

³³² Pièce C-FCEI-0011, p. 73 à 75.

³³³ Pièce C-FCEI-0011, p. 64.

³³⁴ Pièce C-FCEI-0011, p. 65.

[391] La méthode par comparaison des coûts avec d'autres juridictions, bien que simple, comporte, selon lui, certains désavantages, puisque la fourchette de prix peut être assez large, étant donné les grandes différences qui existent entre les systèmes des différentes juridictions. M. Raymond ne recommande pas cette méthode dans le contexte québécois.

[392] M. Raymond considère que la méthode par évaluation des coûts encourus par les intégrateurs est la meilleure, étant donné les disparités parfois importantes entre les juridictions et les moyens plus ou moins flexibles dont chaque fournisseur dispose pour intégrer la production éolienne. Par ailleurs, il constate que cette méthode est la plus couramment utilisée³³⁵.

[393] Après analyse, il soumet qu'aucun des cas répertoriés par l'expert Hanser ne doit être utilisé pour juger des coûts d'intégration éolienne au Québec. Il considère que pour juger du caractère juste et raisonnable des prix d'intégration, le Distributeur ne peut se contenter de les comparer avec les exemples de tarifs fournis dans le rapport de l'expert Hanser. Toutefois, il conclut de son analyse des cas soumis par l'expert Hanser que les coûts devraient être significativement moindres au Québec que ceux présentés pour l'intégration intrahoraire de la production éolienne³³⁶.

[394] Pour sa part, SÉ-AQLPA est d'avis que pour le service recherché par le Distributeur, dans le cas des « *systèmes hydrauliques avec des grands réservoirs tels qu'Hydro-Québec, le coût devrait être certainement inférieur à deux dollars (2 \$) le mégawattheure* »³³⁷:

Opinion de la Régie

[395] La Régie constate que le produit recherché par le Distributeur est unique et adapté au Québec et qu'il peut difficilement être comparé aux autres produits disponibles dans les autres juridictions. Il en résulte que les coûts attendus pour ce type de produit sont difficiles à prévoir. **En conséquence, la Régie ne retient aucune des méthodes présentées par l'expert Raymond pour l'évaluation du caractère juste et raisonnable des soumissions.**

³³⁵ Pièce C-FCEI-0011, p. 66.

³³⁶ Pièce C-FCEI-0011, p. 77.

³³⁷ Pièce A-0061, p. 61.

[396] Cependant, compte tenu notamment des évaluations qui précèdent, **la Régie est d'avis qu'il est raisonnable de s'attendre à ce que les prix soumis dans le cadre de l'appel d'offres à venir génèrent, pour le SIÉ proposé, un coût substantiellement inférieur aux coûts de l'EIÉ.**

5.4 CLAUSE LIÉE AUX PRIX JUGÉS NON CONCURRENTIELS

Position du Distributeur

[397] Le Distributeur confirme qu'il inclura aux documents de l'appel d'offres une clause qui lui permettra de se prémunir contre un résultat où des soumissions reçues seraient jugées inappropriées ou non concurrentielles³³⁸.

[398] Cette clause serait similaire à celle incluse aux documents des appels d'offres A/O 2009-01 et A/O 2009-02, qui se lit comme suit :

« Hydro-Québec Distribution se réserve le droit d'annuler l'appel d'offres en tout temps, ou d'en diminuer la quantité, notamment si les besoins exprimés ont changé significativement ou si les conditions ou le coût total de l'électricité (incluant le transport) des soumissions sont jugés inappropriés ou non concurrentiels. Une offre dont le coût total de l'électricité est jugé non concurrentiel ne sera pas considérée »³³⁹.

[399] **La Régie juge que l'ajout d'une telle clause aux documents de l'appel d'offres est essentielle, car elle permettra au Distributeur de ne conserver que les quantités nécessaires pour répondre à ses besoins et de rejeter toute offre jugée inappropriée ou non concurrentielle.**

³³⁸ Pièce B-0016, p. 37.

³³⁹ Pièce B-0016, p. 36.

5.5 DIVULGATION DES COÛTS

[400] M. Raymond recommande que les soumissionnaires incluent à leur proposition toutes les informations requises permettant de justifier les prix offerts, afin de permettre à la Régie de juger du caractère juste et raisonnable de ces offres.

[401] Le Distributeur s'oppose à cette recommandation car, il est d'avis que les fournisseurs ne dévoileront pas leur structure de coûts. Il précise qu'aucun appel d'offres n'a exigé ce type de divulgation jusqu'à maintenant et qu'il ne compte pas l'exiger dans l'appel d'offres à venir. À cet égard, il ajoute qu'il ne connaît pas la structure de coûts du Producteur ni d'aucun producteur électrique au Québec³⁴⁰.

[402] Par ailleurs, le Distributeur soumet « *qu'une telle demande peut non seulement avoir un impact sur les coûts qui seront offerts aux termes de l'appel d'offres, mais pourrait également effrayer certains offrants* »³⁴¹.

[403] Il mentionne que :

« [1]a divulgation des coûts des fournisseurs constituerait un pas que je ne vous [la Régie] invite pas à franchir, qui irait à l'encontre un petit peu de l'ensemble du processus où on fait appel au marché justement pour s'éviter de faire un processus « cost base », et sans compter que ça peut avoir un impact sur la « frilosité », dirons-nous, du fournisseur »³⁴².

Opinion de la Régie

[404] La Régie reconnaît que le fait de révéler la structure de coûts des fournisseurs pourrait éloigner certains soumissionnaires potentiels.

³⁴⁰ Pièce A-0054, p. 30 et 33.

³⁴¹ Pièce A-0062, p. 39.

³⁴² Pièce A-0067, p. 24.

[405] Or, considérant le nombre restreint de soumissionnaires susceptibles de participer à cet appel l'offres, la Régie juge qu'il est important de maintenir la participation du plus grand nombre possible de soumissionnaires. **En conséquence, la Régie ne retient pas la recommandation de M. Raymond.**

6. DÉPÔT EN VERTU DES ARTICLES 72 ET 74.1 DE LA LOI

[406] Le Distributeur a déposé sa demande en vertu de l'article 72 de la Loi. Il indique que c'est conformément aux commentaires de la Régie dans sa décision D-2012-142³⁴³ que sa demande couvre les aspects suivants :

« []

- *les caractéristiques du service d'intégration éolienne recherché;*
- *la procédure d'appel d'offres en vue de l'acquisition d'un service d'intégration éolienne;*
- *la grille d'analyse des soumissions »³⁴⁴.*

[407] Dans sa décision D-2013-104, la Régie a posé la question suivante :

« La demande déposée en vertu de l'article 72 doit-elle également être déposée en vertu de l'article 74.1, compte tenu du fait que le Distributeur demande à la Régie d'approuver une grille d'analyse des soumissions? »³⁴⁵.

[408] Le Distributeur prétend qu'il n'a pas à soumettre sa demande en vertu de l'article 74.1 de la Loi. Il précise que les modifications requises, le cas échéant, à la grille d'analyse qui servira à l'évaluation des offres sont soumises pour approbation dans le cadre d'une demande faite en vertu de l'article 72 de la Loi, mais que la grille d'analyse ne fait pas partie de la procédure d'appel d'offres, mais du document d'appel d'offres. À l'appui de sa prétention, il réfère à la décision D-2001-191³⁴⁶ et souligne qu'il a déjà

³⁴³ Dossier R-3806-2012.

³⁴⁴ Pièce B-0004, p. 6.

³⁴⁵ Décision D-2013-104, p. 6, par. 17.

³⁴⁶ Dossier R-3462-2001.

soumis une procédure d'appel d'offres à l'approbation de la Régie en vertu de l'article 74.1 de la Loi³⁴⁷.

[409] L'ACEFO, EBM, le GRAME et le RNCREQ considèrent que la demande du Distributeur a trait à l'acquisition d'un produit qui constitue un approvisionnement et qu'elle doit donc être présentée également en vertu de l'article 74.1 de la Loi.

Opinion de la Régie

[410] Dans sa décision D-2012-142³⁴⁸, la Régie a procédé à une revue des pouvoirs que la Loi lui confère en matière d'approvisionnement, d'appels d'offres et d'octroi de contrats. Elle y a notamment fait référence à ses décisions D-2001-191³⁴⁹, D-2002-17³⁵⁰ et D-2002-169³⁵¹, relativement à l'approbation de la Procédure d'appel d'offres et d'octroi et de la grille d'analyse des soumissions qui y est prévue. Elle a également précisé qu'elle retenait « *l'approche voulant que les pouvoirs qu'elle exerce fassent partie d'un « continuum » de pouvoirs qu'elle peut exercer en tout temps* »³⁵².

[411] La Régie résume ci-après les décisions relatives à la Procédure d'appel d'offres et d'octroi pertinentes aux blocs d'énergie éolienne visés par les Décrets.

[412] Dans sa décision D-2001-191 relative à l'approbation de la Procédure d'appel d'offres et d'octroi, la Régie a requis que le document d'appel d'offres soit déposé dans un délai raisonnable, préalablement au lancement de l'appel d'offres, afin de lui permettre de s'assurer de sa conformité avec les critères prévus à l'article 74.1 (2^e alinéa) de la Loi³⁵³. En ce qui a trait au processus de sélection, comme la procédure présentée par le Distributeur se voulait générique et applicable à des appels d'offres couvrant un grand éventail de produits et ne présentait pas spécifiquement les critères d'analyse et les méthodes d'évaluation qui seraient utilisés dans le processus de sélection, la Régie a pris acte de l'engagement du Distributeur de présenter les critères et la pondération de la

³⁴⁷ Pièce A-0062, p. 40 à 43.

³⁴⁸ Dossier R-3806-2012.

³⁴⁹ Dossier R-3462-2001.

³⁵⁰ Dossier R-3470-2001.

³⁵¹ Dossier R-3470-2001.

³⁵² Dossier R-3806-2012, décision D-2012-142, p. 36, par. 92.

³⁵³ Dossier R-3462-2001, décision D-2001-191, p. 12.

grille d'évaluation applicables aux divers appels d'offres dans le cadre du plan d'approvisionnement triennal³⁵⁴.

[413] Dans sa décision D-2002-17 relative à la demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2002-2011, la Régie a d'abord approuvé, avec certaines précisions et modifications, la grille d'évaluation et la pondération proposées par le Distributeur pour le premier appel d'offres que ce dernier devait lancer depuis l'approbation de la Procédure d'appel d'offres et d'octroi. Dans sa décision D-2002-169 relative au même dossier, la Régie a approuvé, avec certaines précisions et modifications, la grille d'évaluation et sa pondération pour les futurs appels d'offres.

[414] Par ailleurs, dans sa décision D-2003-69 relative à l'ajout de modalités au processus de sélection des offres et à la modification des critères et de la grille de sélection pour les appels d'offres découlant du décret 352-2003, et pour tenir compte des préoccupations gouvernementales exprimées dans le décret 352-2003³⁵⁵, la Régie indiquait ce qui suit :

« Considérant que la Régie a approuvé la Procédure d'appel d'offres du Distributeur dans sa décision D-2001-191 de même que la grille de sélection pour l'évaluation des soumissions et sa pondération dans ses décisions D-2002-17 et D-2002-169, la Régie est d'avis que le Distributeur ne peut modifier unilatéralement certaines modalités de la Procédure d'appel d'offres et notamment celles relatives au processus de sélection des offres. Aussi, à la suite de l'information transmise par le Distributeur dans ses lettres, la Régie estime qu'elle doit considérer et approuver les modifications proposées au processus de sélection des offres »³⁵⁶.

[415] Après avoir souligné, en référence à l'article 74.1 de la Loi, « l'importance du processus de sélection des offres et notamment des critères et de la grille de sélection pour l'évaluation des soumissions »³⁵⁷, et avant de procéder à l'approbation des

³⁵⁴ Dossier R-3462-2001, décision D-2001-191, p. 13 et 14.

³⁵⁵ Décret 352-2003 concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard de l'énergie éolienne et de l'énergie produite avec de la biomasse, (2003) 135 G.O. II, 1677.

³⁵⁶ Dossier R-3513-2003, décision D-2003-69, p. 4.

³⁵⁷ Dossier R-3513-2003, décision D-2003-69, p. 6.

modifications que le Distributeur prévoyait apporter à la grille de sélection et à la pondération des critères, la Régie précisait également ce qui suit :

« Vu la teneur des décisions antérieures à cet égard, la Régie doit donc se satisfaire que le processus de sélection des offres, les critères et les grilles de sélection ainsi que la pondération des critères rencontrent les exigences de la Loi en terme d'équité et d'impartialité envers les soumissionnaires »³⁵⁸.

[416] Dans sa décision D-2004-212, la Régie a approuvé un critère non monétaire relié au développement durable, applicable à tous les appels d'offres de long terme, et fixé des pointages pour les indicateurs relatifs à ce critère ainsi que pour les autres critères non monétaires. La demande était présentée par le Distributeur en vertu des articles 72 et 74.1 de la Loi. La Régie précisait ce qui suit :

« La Régie décide que le critère [de développement durable] s'appliquera à tous les appels d'offres de long terme, qu'ils soient ou non ouverts à toutes les sources d'approvisionnement. Cependant, lorsque le gouvernement indiquera des préoccupations économiques, sociales ou environnementales à prendre en compte pour un bloc d'énergie, le Distributeur devra présenter une demande à la Régie pour modifier sa grille d'évaluation des soumissions en conséquence.

À défaut d'indications particulières par le gouvernement, le critère de développement durable, tel qu'adopté, s'appliquera. Le cas échéant, le Distributeur devra soumettre à la Régie, pour fins d'approbation, tout changement qu'il voudra appliquer à l'évaluation des soumissions »³⁵⁹.

[417] Dans sa décision D-2005-201³⁶⁰, la Régie a procédé à l'approbation de modifications à la grille de sélection et à la pondération des critères, en vue de l'appel d'offres prévu au décret 926-2005³⁶¹ et tenant compte des préoccupations gouvernementales exprimées dans le décret 927-2005³⁶², en se référant à l'article 74.1 de la Loi. Dans sa décision D-2006-166³⁶³, la Régie a fait référence aux décisions D-2003-69 et D-2004-212 comme exemples de modifications approuvées « à cette

³⁵⁸ Dossier R-3513-2003, décision D-2003-69, p. 7.

³⁵⁹ Dossier R-3525-2004, décision D-2004-212, p. 8.

³⁶⁰ Dossier R-3589-2005.

³⁶¹ Décret 926-2005 concernant le Règlement sur le second bloc d'énergie éolienne, (2005) 137 G.O. II, 5859B.

³⁶² Décret 927-2005 concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard du second bloc d'énergie éolienne, (2005) 137 G.O. II, 5867B.

³⁶³ Dossier R-3595-2006.

procédure d'appel d'offres [celle approuvée en vertu de l'article 74.1 de la Loi par la décision D-2001-191] *au gré des caractéristiques des approvisionnements du Distributeur* »³⁶⁴. Elle s'est également référée à l'article 74.1 de la Loi dans le dispositif de la décision par laquelle elle a révisé un élément du critère relatif au développement durable.

[418] Par la suite, la Régie a rendu sa décision D-2007-59³⁶⁵ modifiant la grille de sélection pour l'appel d'offres relatif au bloc d'énergie visé par le décret 926-2005, ainsi que la décision D-2009-073³⁶⁶, par laquelle elle a approuvé les grilles de sélection pour les fins des appels d'offres relatifs aux blocs d'énergie éolienne visés par les décrets 1043-2008 et 1045-2008. Aucune référence spécifique à l'article 74.1 de la Loi n'est incluse dans ces décisions, mais la Régie a procédé au même exercice d'analyse que celui qu'elle a appliqué dans les décisions précédentes de même nature, où elle s'était référée à l'article 74.1 de la Loi.

[419] À la lumière de ce qui précède, la Régie en vient à la conclusion que les caractéristiques des approvisionnements du Distributeur doivent faire l'objet d'une demande d'approbation en vertu de l'article 72 de la Loi. Cependant, toute demande du Distributeur visant l'approbation de modifications à la Procédure d'appel d'offres et d'octroi doit être faite en vertu de l'article 74.1 de la Loi, y incluant les modifications rendues nécessaires par les caractéristiques des approvisionnements du Distributeur et, le cas échéant, par les préoccupations du gouvernement du Québec exprimées par décret pris en vertu de l'article 72 de la Loi.

[420] La Régie a, certes, dans sa décision D-2001-191³⁶⁷, pris acte de l'engagement du Distributeur de présenter les critères et la pondération de la grille d'évaluation applicables aux divers appels d'offres dans le cadre du plan d'approvisionnement triennal. Ce faisant, la Régie tenait compte du fait que la Procédure d'appel d'offres et d'octroi approuvée par ladite décision se voulait générique et applicable à un grand nombre de produits et que des modalités particulières ou des critères différents pourraient s'avérer nécessaires, au cas par cas, au gré des approvisionnements dont le Distributeur ferait état dans le plan.

³⁶⁴ Dossier R-3595-2006, décision D-2006-166, p. 26.

³⁶⁵ Dossier R-3628-2007.

³⁶⁶ Dossier R-3685-2009.

³⁶⁷ Dossier R-3462-2001.

[421] Toutefois, pour chaque appel d'offres associé à un produit décrit dans un plan d'approvisionnement soumis à l'approbation de la Régie ou dans le cadre d'un dossier spécifique durant la période précédant le dépôt du plan suivant, l'examen des modalités et des critères d'analyse des soumissions aux fins de l'appel d'offres est effectué par la Régie en vertu des principes énoncés à l'article 74.1 de la Loi. Il s'ensuit que ces modalités et ces critères sont de même nature que ceux approuvés à l'origine dans le cadre des décisions D-2001-191, D-2002-17 et D-2002-169 et doivent donc être soumis pour approbation en vertu de la même disposition législative.

[422] Le fait que certaines demandes à cet égard n'aient été soumises qu'en vertu de l'article 72 de la Loi n'a qu'une importance académique. En effet, la Régie les a examinées, soit explicitement, soit implicitement, tel qu'il appert ci-haut, par référence aux critères énoncés à l'article 74.1 de la Loi et elle les a considérées comme des modifications à la Procédure d'appel d'offres et d'octroi, soit, selon le cas, d'application générale pour le futur, soit d'application spécifique à un appel d'offres particulier.

[423] Dans ce contexte, la Régie demande au Distributeur de présenter, dorénavant, en vertu de l'article 74.1 de la Loi, toute demande visant l'approbation de modifications aux modalités d'un appel d'offres ou aux critères d'analyse des soumissions, tant pour les produits décrits dans un plan d'approvisionnement que pour ceux faisant l'objet d'un dossier spécifique déposé en vertu de l'article 72 de la Loi.

[424] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

REJETTE la demande du Distributeur en rejet et radiation de preuve, en ce qui a trait aux extraits de preuve accueillis sous réserve par la Régie dans sa décision D-2014-013;

APPROUVE les caractéristiques du service d'intégration éolienne proposé par le Distributeur, sous réserve des précisions que le Distributeur s'est engagé à y ajouter et des modifications à y être apportées, conformément à la présente décision;

APPROUVE les modalités que propose le Distributeur pour l'appel d'offres auquel il procédera en vue de l'obtention du service d'intégration éolienne ainsi que la grille d'analyse, selon un critère monétaire uniquement, qu'il propose d'appliquer pour l'évaluation des soumissions éventuelles, sous réserve des précisions que, par la présente décision, la Régie lui demande d'inclure aux documents d'appel d'offres;

ORDONNE au Distributeur de se conformer à toutes les demandes contenues dans la présente décision.

Marc Turgeon
Régisseur

Gilles Boulianne
Régisseur

Louise Rozon
Régisseur

Représentants :

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

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ) représenté par M^e Pierre Pelletier;

Énergie Brookfield Marketing s.e.c. (EBM) représentée par M^e Paule Hamelin et M^e Pierre Legault;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^e André Turmel;

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^e Geneviève Paquet;

Hydro-Québec représentée par M^e Éric Fraser;

Procureur général du Québec (PGQ) représenté par M^e Stéphanie L. Roberts;

Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Annie Gariépy;

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;

Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Hélène Sicard.