

**HQD - 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**

DOSSIER : R-3848-2013

PREUVE DE

**ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING SEC
(EBM)**

**PRÉSENTÉE À LA
RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU QUÉBEC**

LE 8 NOVEMBRE 2013

TABLE DES MATIÈRES

I.	INTRODUCTION.....	3
II.	LA SÉPARATION DES DIFFÉRENTS SERVICES DU SIÉ ET LA NÉCESSITÉ DE PROCÉDER PAR APPELS D’OFFRES DISTINCTS.....	4
III.	LES CARACTÉRISTIQUES ET JUSTIFICATIONS DU SIÉ SONT INADÉQUATES	14
	3.1 La portée du plan d’approvisionnement	14
	3.2 L’opportunité du SIÉ proposé	16
IV.	AUTRES ÉLÉMENTS DES CARACTÉRISTIQUES DU SIÉ.....	24
	4.1 La question des fournisseurs potentiels.....	24
	4.2 La durée de l’entente.....	26
	4.3 Les pénalités à prévoir	26
V.	CONCLUSION	27

ANNEXE 1 – Présentation effectuée par HQD dans le dossier R-3648-2007, Phase 2, pièce B-85 intitulée « Demande d’approbation du plan d’approvisionnement 2008-2017 réseau intégré »

I. INTRODUCTION

1. Hydro-Québec Distribution (ci-après « HQD » ou le « Distributeur ») demande l'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 (ci-après le « SIÉ ») suite au dossier R-3806-2012 par lequel EBM a demandé à la Régie de l'énergie (ci-après la « Régie ») d'annuler l'appel de qualification QA/O 2012-01 en prévision d'un appel d'offres pour l'acquisition de services d'intégration éolienne (ci-après l'« appel de qualification ») pour non-respect du cadre réglementaire.
2. Même si le débat juridique et technique sur l'importance de proposer des services distincts devant faire l'objet d'appels d'offres séparés pour les mêmes besoins d'intégration éolienne a déjà été fait et qu'une décision étoffée a été rendue par la Régie (D-2011-193) dans le dossier de la Demande d'approbation de l'entente globale de modulation R-3775-2011 (ci-après l'« EGM »), le Distributeur tente à nouveau de refaire le débat par la présentation du SIÉ.
3. D'entrée de jeu, il nous apparaît important de rappeler que le Distributeur se doit de respecter les décisions passées de la Régie afin d'éviter de refaire de longs et coûteux débats devant la Régie pour des principes qui sont clairs dans la réglementation applicable, soit le traitement équitable et impartial des fournisseurs et la conclusion de contrats d'approvisionnement au moindre coût possible pour sa clientèle.
4. En effet, le Distributeur invoque à nouveau l'argument du « produit unique » rejeté par la Régie (D-2011-193, par. 130 à 141) amalgamant de façon implicite tous les services qu'il décrivait lui-même comme nécessaires dans l'EGM avec le même effet décrié que dans le dossier de l'EGM, soit celui de « concevoir un produit négocié sur mesure » pour pratiquement un seul fournisseur son affilié le Producteur. (D-2011-193, par. 137)
5. L'objectif de ce mémoire est de rétablir, pour une énième fois, les principes décidés par la Régie en matière de séparation des différents services d'approvisionnement et l'obligation de procéder par des appels d'offres distincts afin de permettre aux fournisseurs potentiels de pouvoir véritablement participer à ce qui est nécessaire pour le service d'intégration éolienne ou tout autre service connexe. Nous répondrons sous ce titre aux 4 premiers enjeux identifiés par la Régie dans sa décision procédurale D-2013-104.
6. Nous traiterons ensuite des arguments soulevés par le Distributeur pour tenter de justifier les caractéristiques du SIÉ.
7. Nous allons ensuite aborder certains autres éléments des caractéristiques du SIÉ telles que la question des fournisseurs, la durée proposée de l'entente et les pénalités.

II. LA SÉPARATION DES DIFFÉRENTS SERVICES DU SIÉ ET LA NÉCESSITÉ DE PROCÉDER PAR APPELS D'OFFRES DISTINCTS

8. Contrairement à la décision D-2011-193 sur laquelle nous reviendrons ici en détail, le Distributeur tente en se basant sur les décrets D-352-2003, D-926-2005, D-1043-2008 et D-1045-2008 (ci-après collectivement les « Décrets ») encadrant l'acquisition de différents blocs d'énergie éolienne d'argumenter que le SIÉ « forme un tout qui, bien qu'il comporte différentes facettes »¹ ne peut être scindé en différents services.
9. Or, tout comme dans l'EGM, il y a lieu de distinguer au moins trois approvisionnements distincts (devant chacun procéder par appels d'offres distincts) soit les retours d'énergie prédéterminés et garantis, la garantie de puissance incluant une portion de puissance complémentaire de 5 % de la puissance éolienne installée (que nous appellerons ici la « puissance supplémentaire ») et la fourniture de services complémentaires.
10. Bien que la Régie ait déjà déterminé pour les mêmes besoins d'intégration éolienne dans le cadre du dossier de l'EGM qu'il s'agissait de produits distincts, le Distributeur cherche à nouveau à contourner la décision de la Régie en proposant un produit amalgamé incluant l'intégration éolienne, la puissance supplémentaire et les services complémentaires afin de s'assurer que seul ou principalement Hydro-Québec Production puisse, à nouveau, offrir ce service d'intégration éolienne.
11. Comme nous l'avons soumis dans le dossier du plan d'approvisionnement 2011-2020, dossier R-3748-2010 (ci-après le « plan 2011-2020 »), dans le dossier de l'EGM et dans le dossier d'annulation de l'appel de qualification, la présente demande devrait s'inscrire dans le cadre de l'article 74.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* chapitre R-6.01 (ci-après la « Loi ») qui stipule ce qui suit :

« 74.1. Afin d'assurer le traitement équitable et impartial des fournisseurs participant à un appel d'offres, le distributeur d'électricité doit établir et soumettre à l'approbation de la Régie, qui doit se prononcer dans les 90 jours, une procédure d'appel d'offres et d'octroi, ainsi qu'un code d'éthique portant sur la gestion des appels d'offres applicables aux contrats d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale, ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112.

La procédure d'appel d'offres et d'octroi doit notamment:

1° permettre par la diffusion de l'appel d'offres dans un délai adéquat, la participation de tout fournisseur intéressé;

2° accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'à des projets d'efficacité énergétique, à moins que l'appel d'offres ne prévoie que la totalité ou une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement;

¹ R-3848-2013, HQD-1, document 1, p. 13, l. 6

3° favoriser l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées, en tenant compte du coût de transport applicable et, dans le cas où l'appel d'offres prévoit que la totalité ou une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie, en tenant compte du prix maximal tel qu'établi par règlement du gouvernement;

4° permettre qu'un appel d'offres puisse être satisfait par plus d'un contrat d'approvisionnement, auquel cas le fournisseur qui permet d'atteindre la quantité d'électricité demandée peut être invité à diminuer la quantité d'électricité qu'il a lui-même offerte, sans toutefois en modifier le prix unitaire.

Tout projet d'efficacité énergétique, visé par un appel d'offres en vertu du paragraphe 2° du deuxième alinéa, doit satisfaire aux exigences de stabilité, de durabilité et de fiabilité applicables aux sources d'approvisionnement conventionnelles.

La Régie peut dispenser le distributeur d'électricité de recourir à l'appel d'offres pour des contrats de court terme ou en cas d'urgence des besoins à satisfaire.

Pour l'application du présent article, le promoteur d'un projet d'efficacité énergétique est considéré comme un fournisseur d'électricité. »

(Nos soulignés)

12. *Le Règlement sur les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le Distributeur d'électricité requiert l'approbation de la Régie de l'énergie, R.R.Q., c. R-6.01, r. 1 découle des objectifs de l'appel d'offres prévu dans la Loi. Son article 1 décrit les informations nécessaires et requises dans le cadre d'une demande d'approbation de contrats d'approvisionnement auprès de la Régie, dont notamment :*

« (...)

1° une description de la contribution de chaque contrat au plan d'approvisionnement, et lorsque l'appel d'offres est satisfait par plusieurs contrats, une description de la contribution de chaque contrat à l'appel d'offres; »

(...)

4° la démonstration que le contrat ou la combinaison des contrats comporte le prix le plus bas, pour la quantité d'électricité et les conditions demandées, (...)

5° un rapport comparant les prix du contrat, de la combinaison des contrats ou de chaque contrat inclus dans la combinaison des contrats d'approvisionnement en électricité avec les prix des principaux produits disponibles dans les marchés du nord-est de l'Amérique et les coûts de transport applicables;

6° la démonstration que les caractéristiques des contrats approuvés dans le plan d'approvisionnement sont respectées. »

(Nos soulignés)

13. Dans la décision D-2011-193, la Régie a évalué chacun des services prévus à l'EGM pour déterminer si ceux-ci constituaient des approvisionnements en électricité au sens de la Loi et s'ils devaient faire l'objet d'appels d'offres en vertu de l'article 74.1 de la Loi.
14. Elle a conclu que chacun des services prévus à l'EGM constituaient des approvisionnements en électricité qui devaient faire l'objet d'appels d'offres séparés en vertu de l'article 74.1 de la Loi (D-2011-193, par. 91).
15. Dans le dossier de l'EGM, au niveau du service de modulation, la Régie conclut que ce service constitue une « mise à la disposition d'électricité aux distributeurs par un fournisseur » soit une « fourniture d'électricité » et donc un approvisionnement au sens de la Loi.
16. Elle rejette l'argument du Distributeur à l'effet qu'il s'agit plutôt d'un moyen opérationnel d'optimisation des approvisionnements existants et note qu'elle avait elle-même rejeté un argument similaire dans le dossier R-3550-2004 à l'égard du service d'équilibrage éolien (ci-après l'« EIÉ ») (D-2011-193, par. 95 à 100) en ces termes :

« [97] La Régie note que le Distributeur avait présenté un argument similaire dans le dossier R-3550-2004 à l'égard du service d'équilibrage éolien qu'il prévoyait obtenir, soit que :

« [...] le service d'équilibrage, tel que décrit au Règlement sur l'énergie éolienne et sur l'énergie produite avec de la biomasse [note de bas de page omise] [...] n'est pas un approvisionnement au sens de la Loi sur la Régie de l'énergie [note de bas de page omise] [...] mais un service lié aux contrats d'approvisionnement de source éolienne.»

[98] La Régie n'avait pas retenu cet argument et avait statué qu'un service d'équilibrage constituait un approvisionnement :

« Le service d'équilibrage permet de compenser la variabilité de la production d'énergie éolienne « grâce à un produit offrant de l'énergie et de la puissance » [note de bas de page omise]. Ce service est donc un approvisionnement. [...] »

[99] Cette interprétation a été maintenue par la Régie dans sa décision D-2006-27 relative à l'approbation de l'EIÉ.

[100] Or, puisque le service de modulation prévu à l'EGM constitue une mise à la disposition du Distributeur de puissance et d'énergie, notamment pour compenser la variabilité de la production éolienne, il est une « fourniture d'électricité » et donc un approvisionnement au sens de la Loi, tel que mentionné précédemment. »

(Nos soulignés)

17. La conclusion retenue pour le service de modulation de l'EGM ou celle à l'égard de l'EIE à l'effet que ces services constituent des approvisionnements s'applique tout autant à la portion du service d'intégration éolienne maintenant qualifiée de « retours d'énergie prédéterminés et garantis ».
18. Au niveau de la puissance supplémentaire requise dans le cadre du dossier de l'EGM, la Régie a également conclu qu'il s'agissait d'une mise à la disposition de puissance et donc d'une fourniture d'électricité et un approvisionnement au sens de la Loi, d'autant plus qu'il s'agit de fourniture de puissance additionnelle, au-delà de la contribution propre des parcs éoliens (D-2011-193, par. 104 et 105).
19. Dans le présent dossier, en ce qui a trait à la puissance supplémentaire de 5 % de la puissance éolienne installée, la conclusion ne peut être différente que dans le dossier de l'EGM. Il s'agit également d'un approvisionnement nécessitant de procéder par un appel d'offres séparé.
20. La question de l'indissociabilité de ce produit de puissance supplémentaire du reste du service de modulation a été considérée et rejetée par la Régie en ces termes dans le dossier de l'EGM :

« [105] Par ailleurs, le principal argument du Distributeur pour ne pas reconnaître la puissance complémentaire comme un nouvel approvisionnement est son indissociabilité du service de modulation. À cet égard, la Régie est d'avis que la puissance complémentaire est un approvisionnement, qu'elle soit ou non associée au service de modulation. Cette conclusion s'applique d'autant plus que la Régie conclut, tel que mentionné précédemment, que le service de modulation constitue un approvisionnement. Quant à l'argument d'indissociabilité, la Régie en traite à la section 4.2.3 de la présente décision. »

(...)

[134] Ainsi, la Régie est d'avis que les services suivants ne sont 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 Décrets, mais qu'ils répondent notamment aux besoins de flexibilité d'utilisation des sources d'approvisionnement du Distributeur :

- les retraits modulés conformément aux besoins du Distributeur;
- la puissance complémentaire à la hauteur de 15 % en hiver;

(...)

[138] Cela étant dit, 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 1o du premier alinéa est assorti d'une garantie de puissance hydroélectrique installée au Québec, sous forme de convention d'équilibrage [...]. » [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 [...]. » [nous soulignons]

[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.

[141] Ce constat est confirmé par les propos du Distributeur, lorsqu'il indique que, par l'EGM, il se procure plus de puissance que celle prévue dans l'EIE pour répondre aux besoins de la modulation :

« Donc auprès d'un fournisseur on va chercher de l'intégration et de la puissance. C'est ce que l'on a fait dans l'entente d'intégration éolienne. Aujourd'hui, la version améliorée c'est la même chose. On va chercher de l'intégration et dans cette intégration-là on va chercher de la modulation. Donc on raffine le produit afin de répondre à nos besoins. On va se chercher toujours la même puissance garantie ou cette puissance complémentaire qui nous permet d'avoir les retraits que l'on demande. Mais on va s'en chercher plus pour répondre à la modulation. » [nous soulignons]

(Nos soulignés)

21. Tel qu'il appert de ce qui précède, la Régie a déterminé que la garantie de puissance, ou selon le cas, la puissance complémentaire, exigée par les Décrets se limitait au niveau de puissance requise aux fins de l'équilibrage ou de l'intégration éolienne et que l'excédent, dans ce cas là, le 15 % de puissance supplémentaire prévue à l'EGM, n'était pas requis aux fins de l'équilibrage ou de l'intégration éolienne exigés par les Décrets.
22. De la même façon, 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 puisque ce « pourcentage va au-delà de la puissance requise aux fins de l'équilibrage ou de l'intégration éolienne exigés par les Décrets ». Le Distributeur fait néanmoins fi des conclusions des décisions D-2011-193 et D-2011-162.

23. En effet, dans le dossier du plan 2011-2020, la Régie avait aussi conclu que le service de puissance supplémentaire demandé constituait un approvisionnement postpatrimonial en puissance assujéti à la procédure d'appel d'offres en ces termes :

« [254] La Régie retient que le service de puissance complémentaire contribuerait au bilan en puissance du Distributeur à la hauteur de 470 MW et qu'il constitue un approvisionnement postpatrimonial en puissance. Le Distributeur admet qu'il est possible de se procurer, sur le marché, de la puissance pour raffermir le transfert, de l'été vers l'hiver, de l'énergie découlant des contrats éoliens. Il n'a pas convaincu la Régie que ce service doive nécessairement être obtenu du Producteur par le biais de l'EGM et que l'objectif de raffermissement ne puisse être comblé par un approvisionnement assujéti à la procédure d'appel d'offres.

[255] En conséquence, sur la base de la preuve au dossier, la Régie ne peut retenir l'argument du Distributeur selon lequel ce service ne serait pas visé par la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi. »

(Nos soulignés)

24. Il n'existe donc aucune justification valable de vouloir amalgamer la puissance supplémentaire au SIÉ et de ne pas procéder par appel d'offres séparé pour ce produit distinct.
25. Initialement, lors des discussions menant à l'EGM, le Distributeur cherchait à obtenir du Producteur 15 à 25% de puissance supplémentaire. Il s'avère que le chiffre a été limité à 15% puisqu'Hydro-Québec Production n'était pas disposée à en vendre plus que le 15% demandé par le Distributeur.²
26. Dans le dossier du plan d'approvisionnement, le Distributeur a clairement mentionné que le 15 à 25% de puissance complémentaire supplémentaire ne proviendrait pas des contrats éoliens mais serait fourni par le Producteur. Il y a lieu de se référer aux extraits suivants des notes sténographiques du 3 juin 2011, aux pages 212-213 :

« [335] Au niveau du supplément de quinze pour cent (15 %), physiquement parlant est-ce que ça va être effectivement l'éolien qui va le fournir ou ça va être le Producteur qui va le fournir, comment physiquement le quinze pour cent (15 %) de puissance supplémentaire, d'où ça va provenir?

R. Les quinze pour cent (15 %) supplémentaires, la capacité intrinsèque des éoliennes de répondre aux demandes hiver avec toutes les incertitudes que j'ai mentionnées est de trente pour cent (30 %). Donc, le quinze pour cent (15 %) ne peut pas provenir de là. Le quinze pour cent (15 %) il provient, il va provenir pour la composante puissance des autres ressources du Producteur et qui vont venir garantir l'énergie qui est transférée de l'été à l'hiver des éoliennes. Donc, on a parlé du service de modulation, énergie répartie sur toute l'année en moyenne qui donne trente-cinq pour cent (35 %), un certain profil mensuel horaire. Ce qu'on prend c'est l'énergie d'été on la ramène en hiver, puis on dit pour la garantir il va y avoir des équipements du Producteur qui vont venir nous garantir cette présence-là.

² R-3748-2010, n.s. 3 juin 2011, p. 43-44

Q. [336] Donc, ça va venir du Producteur, c'est ce que je comprends?

R. Oui. »

(Nos soulignés)

27. Dans la décision D-2012-144, la Régie mentionne que la puissance contributive est estimée à 30% :
- « [114] Ainsi, dans l'Entente 2005, la puissance complémentaire tient compte d'une puissance contributive des éoliennes estimée à 15 %. Or, à la lumière des études réalisées par le Distributeur et du dossier R-3775-2011, cette puissance contributive est maintenant estimée à 30 %. »
28. Le Distributeur a de fait inscrit à son bilan de puissance 30% de la capacité installée de ses parcs éoliens, tel que reconnu par le NPCC.³
29. À notre avis, la puissance requise dont il était question aux Décrets était celle qui est maintenue reconnue par le NPCC (30 %) et est celle dont la Régie parle au paragraphe 139 de la décision D-2011-193. Ce qui est en sus de la puissance reconnue par le NPCC constitue de la puissance supplémentaire qui n'a rien à voir avec l'intégration éolienne en tant que tel et qui doit faire l'objet d'un appel d'offres séparé.
30. L'analyse pour le 5% de puissance supplémentaire du SIÉ est la même que celle qui a été faite dans les dossiers précédents et les conclusions de la Régie dans les dossiers du plan d'approvisionnement et de l'EGM doivent s'appliquer sans distinction dans le présent dossier.
31. On peut difficilement comprendre pourquoi le Distributeur omet expressément de s'y conformer.
32. À l'égard des services complémentaires, la Régie a déjà considéré que ces services consistent à rendre disponibles ou accessibles des ressources en puissance et qu'à ce titre, chacun d'entre eux constituent aussi une « fourniture d'électricité » et donc des approvisionnements en électricité (D-2011-193, par. 108) requérant des appels d'offres distincts.
33. Encore une fois, la conclusion à l'effet que la « facette » services complémentaires du SIÉ constitue un approvisionnement a déjà été décidée et ne peut être valablement remise en doute par le Distributeur.
34. Ceci veut également dire que le Distributeur doit également procéder par le biais d'appels d'offres pour ce type d'approvisionnement postpatrimonial.

³ R-3748-2010, n.s. 3 juin 2011, p. 209-210

35. Dans le cadre de la décision D-2011-193, la Régie a également conclu que les services complémentaires prévus à l'EGM constituaient des approvisionnements « dans le but de satisfaire les besoins en électricité des marchés québécois » (par. 116 à 119) :

« [119] En conséquence de ce qui précède, la Régie conclut que les services prévus dans l'EGM constituent des approvisionnements *dans le but de satisfaire les besoins en électricité des marchés québécois* en vertu de la Loi. Elle conclut également que tout contrat entre un « fournisseur d'électricité » et le Distributeur pour la fourniture à ce dernier de l'un ou l'autre des services prévus à l'EGM constitue un « contrat d'approvisionnement en électricité » en vertu de la Loi. »

(Nos soulignés)

36. Nous soumettons à nouveau que cette conclusion ne peut être différente en ce qui a trait aux services supposément « all-inclusive » du SIÉ.

37. Tel qu'indiqué précédemment, la Régie a déjà rejeté l'argument du Distributeur relatif à l'indissociabilité des services dans le dossier de l'EGM.

38. Il est intéressant de reprendre les arguments soulevés par le Distributeur dans le dossier de l'EGM car ils sont pratiquement identiques à ceux soulevés dans le présent dossier :

« [130] Le Distributeur mentionne que l'EGM « est un tout global » et que « *pour des raisons pratiques, pour des raisons de clarté, l'entente distingue trois services* ». Il précise que le service de modulation et le service de puissance complémentaire sont « indissociables » et que seul le Producteur est en mesure de les fournir.

[131] Il souligne, par ailleurs, que les Décrets « associent explicitement la puissance complémentaire (ou une « garantie de puissance installée ») aux éléments d'une entente d'intégration éolienne ou d'équilibrage ».

39. La Régie, au paragraphe 136 de cette même décision (D-2011-193, EBM-5), rejette l'argument du Distributeur à l'effet que l'entente proposée est un « tout global » en ces termes :

« [136] Or, tel qu'indiqué précédemment, la Régie a conclu que les divers services prévus à l'EGM constituent, chacun, une fourniture d'électricité et donc un approvisionnement. La Régie est d'avis que le fait que le Distributeur ait négocié une entente sur mesure, « un tout global », ne le dispense pas de procéder par appels d'offres tel qu'exigé par l'article 74.1 de la Loi. »

(Nos soulignés)

40. Il y a également lieu de noter que la Régie n'a pas retenu l'argument du Distributeur à l'effet que les Décrets ne l'obligeaient pas à scinder les services qui y sont visés.

41. Au paragraphe 124 de la décision D-2011-193, la Régie mentionne que le « contexte législatif dans lequel s'inscrivent les Décrets, notamment avec l'article 74.1 de la Loi, impose une interprétation des Décrets qui soit compatible avec les objectifs et les exigences énoncés dans cet article, en particulier en ce qui a trait à la possibilité de conclure une combinaison de plusieurs contrats ». (Nos soulignés)

42. Il est également intéressant de constater que dans le passé, toujours pour les mêmes services, celui-ci a reconnu qu'il s'agissait de services distincts.

43. Le texte même de l'EIE de 2005 décrit deux différents services soit un service d'équilibrage éolien et un service de puissance complémentaire. Dans la réplique du Distributeur dans le dossier d'entente d'intégration éolienne de 2005, celui-ci précisait qu'il s'agissait de services distincts de la façon suivante :

« Il s'agit là de deux services distincts qui répondent adéquatement aux besoins du Distributeur en absorbant les fluctuations de la production d'énergie éolienne, en lui offrant des livraisons en base d'environ 350 MW sur toutes les heures de l'année et en permettant l'inclusion d'environ 350 MW à son bilan de puissance. »⁴

(Nos soulignés)

44. Il est clair que le Distributeur a toujours considéré les différents services comme étant distincts, tel qu'il appert de la réponse fournie par le Distributeur à la demande de renseignements #1 de UC :⁵

« 24.3 Veuillez indiquer les moyens et stratégies alternatifs envisagés pour obtenir ces services et caractéristiques s'ils ne peuvent être obtenus par l'entente recherchée.

Réponse :

Si aucun service de modulation ou d'équilibrage ne s'avérait disponible, le Distributeur serait amené à effectuer un nombre accru de transactions d'achats et de ventes. En plus, la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée risquerait d'augmenter. Enfin, le Distributeur devrait conclure des ententes séparées pour obtenir des services complémentaires et pour acquérir la puissance complémentaire. »

(Nos soulignés)

45. Dans l'EGM, le Distributeur référait clairement aussi à des services distincts.

⁴ R-3573-2005, Réplique d'HQD aux observations des intéressés du 5 décembre 2005

⁵ R-3748-2010, HQD-5, Document 6, p. 16, question 24.3

46. Sur la question du caractère distinct des services et la nécessité de procéder par appels d'offres, la Régie conclut finalement comme suit dans sa décision D-2011-193 :

« [142] En regard des faits mis en preuve et des argumentations soumises et après examen des dispositions législatives et réglementaires pertinentes, la Régie est d'avis que les divers services prévus par l'EGM constituent chacun une « fourniture d'électricité » et donc un approvisionnement en électricité, en vertu de la Loi. Elle est d'avis que de tels services doivent faire l'objet d'appels d'offres conformément à l'article 74.1 de la Loi et de la Procédure d'appel d'offres, notamment en appliquant les principes de traitement équitable et impartial des fournisseurs et de recherche du prix le plus bas. Ces appels d'offres doivent être conçus de façon à permettre que les besoins puissent être satisfaits par plus d'un contrat d'approvisionnement.

[143] La Régie constate que le Distributeur n'a pas appliqué la Procédure d'appel d'offres relativement aux services visés par l'EGM. Elle doit donc rejeter la demande du Distributeur visant l'approbation de l'EGM. »

(Nos soulignés)

47. Dans sa preuve⁶, le Distributeur prétend que le SIÉ proposé « est le seul permettant au Distributeur de couvrir tous les impacts de la production éolienne assurant ainsi la fiabilité et la sécurité du réseau ».
48. Cette affirmation est fausse. Elle est contredite par le Distributeur lui-même puisqu'il a toujours affirmé que l'EGM qu'il avait proposé respectait le cadre réglementaire et couvrirait tous les impacts de la production éolienne assurant ainsi la fiabilité et la sécurité du réseau.⁷ D'ailleurs, à chacune de ses propositions (équilibre aux heures, aux 5 minutes ou à la minute), le Distributeur a soumis qu'il s'agissait du seul produit capable de répondre aux besoins d'intégration éolienne, alors que chacune de ces propositions étaient différentes.
49. Contrairement aux prétentions du Distributeur, le SIÉ proposé tout comme l'EGM est contraire à la Loi, à la réglementation et aux Décrets applicables et aux décisions D-2011-162, D-2011-193 et D-2012-142, puisqu'il propose un service amalgamé au lieu de services distincts pour éviter d'avoir à effectuer plus d'un appel d'offres.
50. De plus, les caractéristiques du produit proposé ne permettent pas la saine concurrence recherchée par la conclusion possible d'une combinaison de contrats et n'assure pas une équité et un traitement impartial à l'égard de l'ensemble des fournisseurs potentiels.
51. Le SIÉ, tel que demandé et décrit dans le présent dossier, a un effet restrictif et limitatif sur les fournisseurs potentiels qui pourraient vouloir y répondre par opposition à l'affilié du Distributeur, le Producteur.

⁶ HQD-1, doc. 1, p. 13

⁷ HQD-2, doc. 3.1, question 12.1

52. Le SIÉ, tel que proposé, fait défaut de respecter l'une des exigences fondamentales de l'article 74.1 de la Loi soit de permettre qu'un appel d'offres puisse être satisfait par une combinaison de contrats d'approvisionnement, tel que convenu par la Régie dans sa décision D-2011-193.
53. La Régie a rappelé les principes applicables à la procédure d'appel d'offres dans la décision D-2011-193 en ces termes :

« [109] En conformité avec l'exigence prescrite à l'article 74.1 de la Loi, une procédure d'appel d'offres et d'octroi (la Procédure d'appel d'offres) ainsi qu'un code d'éthique portant sur la gestion des appels d'offres (le Code d'éthique) ont été établis par le Distributeur et approuvés par la Régie, par sa décision D-2001-191. Ces éléments visent à assurer le traitement équitable et impartial des fournisseurs participants à un appel d'offres et à satisfaire les exigences suivantes : permettre la participation de tout fournisseur intéressé, accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement, favoriser l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées et enfin permettre la satisfaction de l'appel d'offres par une combinaison de contrats d'approvisionnement. »

(Nos soulignés)

54. Tout comme dans le dossier de l'appel de qualification, le refus du Distributeur de scinder les différents services est contraire à la Loi, à la réglementation applicable tel que décrit précédemment et est préjudiciable pour les fournisseurs potentiels qui pourraient participer, le cas échéant, à trois appels d'offres distincts comme le requérait la Régie dans sa décision D-2011-193.
55. Le Distributeur ne peut moduler le SIÉ à l'avantage de son affilié le Producteur car se faisant, il contourne les dispositions de la Loi, de la réglementation et des décisions passées de la Régie.
56. Par la force des choses, puisque le SIÉ est limitatif et ne permet pas d'avoir recours à plusieurs contrats d'approvisionnement et à plusieurs fournisseurs potentiels, il n'a pas pour effet de rechercher le prix le plus bas.
57. Il en va aussi des caractéristiques proposées pour ce service tout compris qui ne permettent pas la recherche du prix le plus bas.

III. LES CARACTÉRISTIQUES ET JUSTIFICATIONS DU SIÉ SONT INADÉQUATES

3.1 La portée du plan d'approvisionnement

58. Le Distributeur campe sa demande en vertu de l'article 72 de la Loi.
59. Or, la Régie a déjà procédé à l'étude de ce qui devait remplacer l'entente d'intégration éolienne actuelle (ci-après « l'EiÉ ») dans le cadre du plan 2011-2020.

60. La Régie, conformément à l'article 72 de la Loi, ainsi que l'article 1, 3^e paragraphe du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*, chapitre R-6.01, r. 8 a déjà procédé à l'analyse des caractéristiques des produits de l'EGM devant remplacer l'EIE actuelle et a considéré les coûts associés aux stratégies proposées dans le cadre du plan 2011-2020 ainsi que dans le dossier de l'EGM.
61. La Régie a déjà reconnu les caractéristiques de l'EGM dans le dossier du plan 2011-2020 sous réserve que le Distributeur procède par appel d'offres pour ses besoins en puissance supplémentaire en ces termes :
- « [256] **Sous réserve de ce qui précède et des caractéristiques finales de l'EGM à être étudiées dans le cadre du dossier R-3775-2011, la Régie est satisfaite des caractéristiques présentées par le Distributeur et des bases envisagées pour le calcul des coûts qui y sont associés.** »
62. Par ailleurs, dans la décision sur l'EGM D-2011-193, la Régie n'a pas rejeté les caractéristiques du produit de l'EGM mais a conclu que le Distributeur se devait de procéder par appels d'offres distincts pour chacun de ces services.
63. Nous soumettons que le Distributeur ne peut, une fois que les caractéristiques du produit de l'EGM sont approuvées dans le plan 2011-2020, soumettre un produit pratiquement identique à l'EIE actuelle (pour lequel il a été démontré qu'il était désavantageux par rapport à l'EGM) afin de se soustraire à ces obligations découlant de la loi, de la réglementation et des décisions passées de la Régie.
64. Le Distributeur ne peut décider de refaire à sa guise le débat déjà effectué dans le plan 2011-2020 et dans le dépôt d'approbation de l'EGM découlant du plan 2011-2020.
65. Le SIÉ proposé s'inscrit dans la même lignée que l'appel de qualification qui a été annulé par le Distributeur suite à l'opposition d'EBM.
66. Dans le cadre de la décision D-2013-013, la Régie reconnaissait d'ailleurs que la demande d'EBM dans cette contestation, a permis le suivi de la décision D-2011-162 rendue dans le cadre du plan 2011-2020, ainsi que le suivi des décisions D-2011-193 – motifs à suivre et D-2011-193 – motifs rendus dans le cadre du dossier de l'EGM.
67. Au niveau de l'approbation du plan d'approvisionnement, la Régie dans cette décision D-2013-013 résumait ainsi la portée de l'article 72 de la Loi et du *Règlement sur le plan d'approvisionnement* dans le cadre de la décision D-2012-142 :

« [70] Le Distributeur doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie, suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par le Règlement sur le plan, un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois après application des mesures d'efficacité énergétique qu'il propose. Le plan doit tenir compte des risques découlant des choix des sources d'approvisionnement propres à chacun des titulaires ainsi que, pour une source particulière d'approvisionnement en électricité, du bloc d'énergie établi par règlement du gouvernement. Pour l'approbation du plan, la Régie tient compte des

préoccupations économiques, sociales et environnementales que lui indique le gouvernement par décret (article 72 de la Loi).

[71] En vertu du Règlement sur le plan, le plan d'approvisionnement du Distributeur doit contenir une série de renseignements dont, notamment, la prévision des besoins pour la prochaine décennie, les caractéristiques des contrats d'approvisionnements existants et les caractéristiques des approvisionnements additionnels requis pour satisfaire les besoins de son marché, y compris les besoins découlant de l'application de critères associés à la sécurité des approvisionnements.

[72] Le Distributeur doit ainsi exposer les objectifs poursuivis et la stratégie qu'il prévoit mettre en œuvre, au cours des trois prochaines années, concernant les approvisionnements additionnels requis et les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure, en définissant entre autres :

- a) les différents produits, outils ou mesures envisagés;
- b) les risques découlant des choix des sources d'approvisionnement;
- c) les mesures qu'il entend prendre pour atténuer l'impact de ces risques. »

(Nos soulignés)

68. Par ailleurs, en ce qui a trait à l'approbation des contrats, la Régie dans cette même décision (D-2012-142, par. 81) rappelait que le Distributeur ne peut conclure un contrat d'approvisionnement en électricité sans obtenir l'approbation de la Régie, aux conditions et dans les cas fixés par le règlement relatif aux contrats d'approvisionnement (article 74.2 de la Loi). Cette approbation doit tenir compte de ce qui a été décidé dans le plan d'approvisionnement et des autres décisions rendues par la Régie.
69. Tel qu'indiqué précédemment, ce règlement prévoit tout ce que la demande d'approbation de contrats doit contenir dont, notamment, la démonstration que le contrat en question comporte le prix le plus bas et la démonstration que les caractéristiques des contrats approuvés dans le plan d'approvisionnement sont respectées.

3.2 L'opportunité du SIÉ proposé

70. Quant à l'opportunité du SIÉ en matière de fiabilité et de sécurité du réseau et des caractéristiques proposées, nous nous en remettons essentiellement au rapport de notre expert.
71. Il appert de ce rapport que les services d'intégration éolienne requis pour la fiabilité et la sécurité du réseau se limitent à la fourniture de certains services complémentaires additionnels.

72. Le SIÉ, à titre de produit supposé « unique » incluant les différentes « facettes » de retours d'énergie et de puissance supplémentaire, n'est pas requis tel que proposé sans compter qu'il ne respecte pas le cadre réglementaire actuel tel qu'indiqué précédemment.
73. Il est intéressant de rappeler que jusqu'au dossier de contestation d'appel de qualification, le Distributeur a toujours reconnu que pour respecter les Décrets, il fallait considérer les besoins réels liés à l'intégration des blocs d'énergie éolienne à la marge de ce dont le Distributeur bénéficiait déjà en matière de gestion des approvisionnements tel qu'il appert de ce qui suit.
74. Maintenant qu'il est tenu de procéder par appels d'offres distincts, il invoque à tort comme on l'a vu l'indissociabilité du produit et le fait que l'Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial (« l'Entente sur les services complémentaires ») ne permettrait pas de considérer ce qui est requis en sus de ce qui est déjà fourni par cette entente.
75. Toutefois, dans le dossier du plan d'approvisionnement 2008-2017, le Distributeur indiquait que les impacts de l'intégration de la production éolienne se situaient au niveau des services complémentaires et qu'il était à analyser les besoins de services complémentaires « additionnels » pour intégrer la production éolienne tel qu'il appert d'une présentation effectuée dans le dossier R-3648-2007, Phase 2, pièce B-85 intitulée « Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2008-2017 réseaux intégrés » dont copie est jointe à cette preuve à titre d'annexe 1.
76. Dans son argumentation finale dans le cadre de ce même dossier du plan d'approvisionnement 2008-2017, le Distributeur préconisait une approche en ligne avec l'analyse des services complémentaires additionnels requis :

« 3.4 La stratégie du Distributeur en matière d'intégration de la production éolienne »

Pour le Distributeur, les enjeux de l'intégration de la production éolienne se situent au niveau des services complémentaires, à savoir:

- Suffisance des ressources en puissance (contribution en puissance);
- Réglage de fréquence;
- Maintien des réserves (réserve tournante, réserve 10 minutes, etc.) ;
- Suivi de la charge;
- Provisions pour aléas.

L'approche préconisée par le Distributeur (études en cours au-delà du balisage demandé par la Régie dans la décision D-2006-27, p.11) est la suivante:

1. Compléter les analyses de fiabilité en puissance en cours dont les résultats seront produits avec l'état d'avancement de novembre 2008 (premier bloc d'énergie éolienne et novembre 2009 pour le second) ainsi que lors de la prochaine revue triennale déposée au NPCC;
2. Compléter les études menées par le Comité inter unités: a) Les impacts de l'intégration de la production éolienne sur les réserves d'exploitation (Réglage de fréquence, réserves tournante, réserve 10 minutes et suivi de la charge) et b) Les impacts sur les provisions pour aléas.

Les résultats de ces études permettront d'évaluer les services complémentaires additionnels requis pour intégrer la production éolienne.

Les impacts de la production éolienne sur les services complémentaires sont au cœur des préoccupations liées à l'intégration de cette source d'énergie.

Les études décrites ci-dessus seront effectuées dans les délais requis pour porter un jugement éclairé concernant le renouvellement de l'entente d'intégration. Elles permettront également, si requis, de déterminer les modalités souhaitables d'une nouvelle entente (n.s. volume 2, page 16).

(...) »⁸

(Nos soulignés)

77. Les études dont il est fait référence dans cet extrait avaient été requises par la Régie qui avait accepté l'EIE mais sous réserve des résultats des études que le Distributeur prévoyait effectuer pour tenir compte de la décision à venir dans le plan d'approvisionnement 2008-2017 et en vue de permettre à la Régie de se prononcer sur l'option choisie par le Distributeur lors du renouvellement ou non de l'entente⁹.
78. Dans le cadre du plan 2011-2020, le Distributeur a à nouveau expliqué, en ce qui a trait aux services complémentaires, que ce qui était requis en matière d'intégration éolienne était les besoins additionnels à la marge ou les services complémentaires supplémentaires nécessaires à ce que le Distributeur a déjà en matière de gestion des approvisionnements en ces termes :

« L'entente comporterait quatre grandes composantes dans le fond. On parle de quatre grands services, premier service qui serait des services complémentaires supplémentaires pour le Distributeur.

⁸ Dossier R-3648-2007, Pièce B-86, par. 3.4 du Plan d'argumentation du Distributeur

⁹ D-2006-27, R-3573-2005, p. 12

Juste pour revenir sur les services complémentaires. En deux mille cinq (2005), on a eu une entente sur les services complémentaires associés à l'électricité patrimoniale, donc une entente qui a été mise en place en deux mille cinq (2005) et qui couvrait l'ensemble des besoins du Distributeur, mais basée sur les besoins de... ou associée plutôt à l'électricité patrimoniale.

Évidemment, depuis deux mille cinq (2005), plusieurs moyens de production, plusieurs contrats se sont ajoutés aux approvisionnements du Distributeur. La demande du Distributeur a aussi évolué et surtout les caractéristiques de cette demande, les profils de consommation de la demande ont aussi évolué. Et ce qu'on voit aujourd'hui, ce sont des besoins additionnels à la marge pour ce qui est des services complémentaires.

Donc, c'est des... de façon... on peut dire que ces besoins-là sont aussi issus évidemment des caractéristiques de la production éolienne. Donc, ce que l'entente de modulation inclurait, ce sont des services complémentaires supplémentaires à ce qu'on a déjà qui seraient nécessaires pour la gestion des approvisionnements du Distributeur. »¹⁰

(Nos soulignés)

79. Dans le dossier du plan d'approvisionnement 2011-2020, le Distributeur avait soumis à la Régie ses résultats additionnels attendus relatifs à l'impact de la production éolienne sur le service de régulation de la fréquence dans le cadre de réponses à une demande de renseignements de la Régie.¹¹
80. Le Distributeur indiquait alors qu'il ne considérait pas avoir de besoins additionnels de régulation de fréquence (« AGC ») reliés à la présence d'éolienne et pour ce qui est du suivi de la charge, le Distributeur semblait indiquer que celui-ci était déjà pris en charge par HQP en ces termes :

« Q. [83] Parfait. Maintenant, dans cette réponse 9.1 vous traitez des dépassements de deux des services, celui dont on vient de parler, la prévision pour l'écart de prévision court terme de la demande, mais aussi au premier paragraphe vous traitez des dépassements concernant le service de réglage de production. Et vous avez fourni dans les deux cas les quantités, le nombre de dépassements et les quantités. Qu'en est-il cependant du réglage de fréquence? Et je vous réfère ici à la pièce B-054, HQD-5, Document 1 qui est votre réponse à la demande de renseignements numéro 3 de la Régie, plus particulièrement aux pages 13 et 14.

(...)

R. Bon. Je vais vous référer en ce qui concerne le réglage de fréquence aux études qu'on a déposées, entre autres, dans le cadre de l'état d'avancement de deux mille neuf (2009). Alors, l'état d'avancement de deux mille neuf (2009) mentionnait au chapitre du réglage de fréquence deux différents, ou du moins séparait le problème entre les besoins de régulation automatique de fréquence, ce qu'on appelle en anglais « automatic generation control », et référerait également aux impacts sur les moyens pris en compte pour le suivi de la charge. Donc, c'est deux, c'était comme deux aspects ou deux, deux

¹⁰ R-3748-2010, n.s. 2 juin 2011, p. 18-19

¹¹ R-3748-2010, HQD-3, Document 1, p. 14, tableau R-6.1

aspects qui sont reliés ou deux initiatives qui doivent être prises pour assurer que la fréquence soit stable sur le réseau.

Lorsqu'on se réfère maintenant aux services complémentaires, à l'entente sur les services complémentaires qui s'appelle « Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la fiabilité et la sécurité de l'électricité patrimoniale », on retrouve les services découpés de manière légèrement différente. Donc, le RFP, qui est un des services où on mentionne effectivement que le Producteur doit fournir entre cinq cents (500 MW) et mille cinq cents mégawatts (1500 MW) d'une capacité qui est située entre cinq cents (500 MW) et mille cinq cents mégawatts (1500 MW) qui sont assujettis au réglage automatique de production. Alors, ça c'est un des aspects du service.

Cet aspect du service-là c'est TransÉnergie qui devrait être responsable le jour où ça va arriver de nous mentionner si, effectivement, il enregistre des dépassements ou il enregistre des besoins additionnels par rapport à ce qui lui est actuellement fourni. Le Distributeur ne possède pas l'expertise, ne possède pas les données pour positionner quelque besoin à cet égard-là.

D'ailleurs, si je vous réfère aux évaluations qui ont été déposées, soit celles qui ont été déposées en marge de l'état d'avancement de deux mille neuf (2009) ou en marge, ou dans le cadre des questions qui ont été posées par la Régie dans le présent plan où on a produit une étude additionnelle à cet égard-là, vous allez voir qu'effectivement les besoins de régulation de fréquence, autrement dit de « AGC », qui sont reliés à la présence d'éoliennes sont relativement faibles et ne sont pas, en fait TransÉnergie ne nous a pas fait à l'heure actuelle de constat à l'égard qu'il y a des besoins additionnels à cet égard-là.

Quand on regarde maintenant l'autre aspect de la régulation fréquence/puissance qui est davantage associée au suivi de la charge. À ce moment-là vous allez voir que dans l'entente entre Hydro-Québec Production et Hydro-Québec Distribution sur la fourniture de services complémentaires, vous allez voir que le suivi de la charge il est balisé de manière différente qu'un suivi de la charge aux cinq minutes ou aux dix (10) minutes comme il est évalué dans le cadre des études qui ont été faites par l'IREQ.

À ce moment-là, nous on se réfère, dans le cadre de nos ententes avec HQP on se réfère à un balisage horaire de ce service-là. Donc, il est pris en charge. Je pense l'annexe A, le service numéro 6 qui est décrit à l'annexe A de l'entente entre HQP et HQD fait une description du service tel qu'il est balisé et, effectivement, on voit qu'Hydro-Québec Production s'est engagée à fournir jusqu'à trois mille mégawatts (3000 MW) d'incrément horaire de production pour faire face aux besoins.

Évidemment, ce trois mille mégawatts-là (3000 MW) est modulé lorsque la charge est plus basse et elle est définie comme étant onze pour cent (11 %) de la production maximale journalière. Donc, à cet effet-là on s'en remet au service de suivi de la charge tel qu'il est décrit au paragraphe auquel vous faisiez référence tout à l'heure. Je ne sais pas si ça répond bien à votre question.¹² »

(Nos soulignés)

¹² R-3748-2010, n.s. 7 juin 2011, p. 89 à 94.

81. À la page 91 de ces mêmes notes, le Distributeur indiquait aussi que c'est TransÉnergie qui est responsable d'aviser le Distributeur lorsque des dépassements surviennent et que des besoins additionnels pourraient être requis, ce qui n'avait pas été fait pour les besoins additionnels de réglage automatique de fréquence considérant une intégration de 3 000 MW de production éolienne.
82. Il s'agit certainement d'une autre démonstration inéluctable que les différents services complémentaires peuvent être obtenus de façon indépendante du SIÉ proposé.
83. D'ailleurs, le Distributeur reconnaissait que sans entente de modulation dans l'EGM, celui-ci devrait obtenir une autre entente contractuelle pour couvrir les dépassements par rapport aux différents services complémentaires actuellement fournis par l'entente sur les services complémentaires que sont le réglage de fréquence, le réglage de production et les provisions pour écarts de prévisions à court terme de la demande.¹³
84. L'entente de l'EGM prévoyait ce qui suit au niveau des services complémentaires :¹⁴

« 3.3.2 Services complémentaires

Les Parties conviennent que (i) l'obligation du Producteur envers le Distributeur, à l'égard de la fourniture de services complémentaires, se limite actuellement aux services définis dans *l'entente de services complémentaires*, et (ii) que les services affectés par l'introduction des *approvisionnements postpatrimoniaux assujettis* sont prévus aux paragraphes (i) (ii) (iii) suivants.

(i) Services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation

Pour les services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation, aucune modification à la prestation de service prévue à *l'entente de services complémentaires* n'est requise au moment de la signature des présentes.

Dans le cas où, afin de maintenir la sécurité et la fiabilité du réseau électrique, le Transporteur exigerait que les niveaux des services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation dépassent ceux prévus dans *l'entente de services complémentaires*, le Distributeur devra alors se procurer, auprès du Producteur au prix correspondant au service utilisé établi au sous-paragraphe (a), toute quantité supplémentaire de services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation par rapport aux niveaux de services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation actuellement fournis en vertu de *l'entente de services complémentaires*. »

¹³ R-3748-2010, réponse à la demande de renseignements #3 de la Régie, HQD-5, Document 1, p. 12 –

14.

¹⁴ R-3775-2011, HQD-1, doc. 2

85. Dans la décision D-2011-193, la Régie a reconnu que l'EGM encadrait la fourniture additionnelle de services complémentaires affectés par l'introduction des contrats assujettis et plus particulièrement de la production éolienne en sus de l'entente de services complémentaires :

« [23] L'EGM précise que l'obligation du Producteur envers le Distributeur, à l'égard de la fourniture de services complémentaires, se limite actuellement aux services définis dans l'« Entente de services complémentaires ». L'EGM encadre la fourniture additionnelle de services complémentaires affectés par l'introduction des Contrats assujettis et, plus particulièrement, de la production éolienne. Ces services complémentaires sont les suivants :

- les services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation;
- le service de réglage de production (suivi de la charge); et
- le service de provisions pour aléas. »

(Nos soulignés)

86. Au moment où le Distributeur demande l'approbation de l'EGM, celui-ci concluait qu'aucune quantité additionnelle pour les services de régulation fréquence puissance (« RFP ») et de maintien de réserves d'exploitation, incluant la réserve tournante et la réserve arrêtée n'était requise (D-2011-193, par. 24).

87. D'ailleurs, dans l'EGM, le Distributeur indiquait spécifiquement qu'il s'agissait là des seuls services complémentaires additionnels « requis par la production variable pour assurer la sécurité et la fiabilité du réseau ». ¹⁵

88. Quant aux quantités additionnelles des services de suivi de la charge et du service de provisions pour aléas, en fonction des études déposées par le Distributeur à la Régie en octobre 2009, ceux-ci étaient évalués respectivement à 82 MW et 45 MW.

89. Rien ne justifie maintenant le Distributeur de ne pas tenir compte de l'Entente sur les services complémentaires et d'analyser ses besoins sans considérer ce qui est requis en excédent de cette entente pour les services complémentaires, tel que le confirme également notre expert dans son rapport.

90. Il y a lieu de noter essentiellement que les contraintes d'équilibrage mentionnées par le Distributeur sont demeurées les mêmes que celles visées par l'EIE. C'est ce que le Distributeur affirmait tel que repris par la Régie dans le cadre de sa décision D-2011-162, au paragraphe 252, lorsqu'elle indique :

« Le Distributeur invoque également le fait que les contraintes d'équilibrage sont les mêmes que celles visées par l'entente d'intégration éolienne et que seul le Producteur peut agir comme fournisseur d'un tel service de modulation. »

¹⁵ R-3775-2011, Pièce HQD-1, document 1, p. 8, l. 6 et 7

91. Le Distributeur indiquait la même chose dans le dossier d'approbation de l'EGM (D-2011-193, par. 9).
92. Notre expert, dans le cadre de son rapport, explique quels sont les services intra-horaires qui peuvent être requis en matière d'intégration éolienne, il s'agit plus spécifiquement des services complémentaires décrits à son tableau 5-1.
93. Dans ce contexte, nous soumettons qu'il est faux de prétendre que tout le service d'équilibrage pour toute la production éolienne envisagée doit s'effectuer aux 5 minutes tel que demandé dans l'appel de qualification ou encore, à la minute tel qu'indiqué au SIÉ en réponse à des impératifs de fiabilité et de sécurité.
94. D'ailleurs, le texte de l'EIE actuelle réfère à une modulation de la production horaire et la prise en compte de variations horaires (article 5.1 « service d'équilibrage éolien »), tout comme l'EGM proposée prévoyait un service de modulation sur une base horaire (D-2011-193, par. 11 et 12).
95. Lors de la conférence préparatoire de l'appel de qualification, EBM avait questionné la nécessité de recourir à un service aux 5 minutes pour la totalité de la production éolienne :

« M. PASCAL CORMIER :

À savoir le produit actuel on parle d'une intégration éolienne aux cinq minutes pour l'ensemble des trois mille (3000), je n'ai pas le chiffre exact, trois mille (3000) mégawatts. Donc, vous voulez avoir la flexibilité de changer aux cinq minutes la totalité, ça peut passer de zéro à trois mille (3000) mégawatts en cinq minutes. Est-ce que c'est notre bonne compréhension?

M. LUC BERNIER :

Je vais vous assurer qu'on a actuellement environ sept cents (700) mégawatts de production éolienne en service. On a fourni des données de référence sur le parc tel qu'il était lorsqu'il y avait quatre cents (400) quelques mégawatts en service.

Je vais vous avouer qu'on a jamais observé de modifications de zéro à quatre cent quarante-sept (447) mégawatts ou l'inverse en cinq minutes. Par contre, il peut y avoir des modifications assez importantes lorsqu'arrivent, par exemple, des fronts en Gaspésie. Il peut y avoir à l'intérieur de quelques heures des variations très importantes de production éolienne, ce qui oblige, effectivement, pour la sécurité et la fiabilité du réseau, pour la maintenir équivalente à ce qu'elle est sans éolien, ça oblige à avoir des ... une quantité importante de production éolienne qui est assujettie aux cinq minutes.

M. PASCAL CORMIER :

Juste pour clarifier la question. Le produit demandé vous donnerait la possibilité de pallier à une variation pour la totalité du parc éolien aux cinq minutes. Est-ce que c'est ... Est-ce que cette affirmation-là est vraie?

M. LUC BERNIER

Si le produit recherché donnerait cette possibilité-là? Oui. »

96. L'ajout de cette exigence d'intégration aux 5 minutes ou à la minute pour toute la production éolienne est exagérée et fait en sorte d'imposer des contraintes commerciales et techniques pouvant avoir pour effet de déconsidérer certains fournisseurs potentiels.

IV. AUTRES ÉLÉMENTS DES CARACTÉRISTIQUES DU SIÉ

4.1 La question des fournisseurs potentiels

97. Dans la décision D-2011-193, la Régie juge que le contexte législatif dans lequel s'inscrivent les décrets, notamment l'article 74.1 de la Loi, impose une interprétation voulant qu'il soit possible de conclure une combinaison de plusieurs contrats et rejette par le fait même la position avancée par le Distributeur à l'effet qu'un seul fournisseur québécois, soit le Producteur, est en mesure de fournir les services prévus par cette entente (par. 123 à 129).
98. La Régie souligne d'ailleurs le fait que le Distributeur lui-même a reconnu que d'autres fournisseurs pouvaient offrir ces services notamment dans le cadre du dossier de l'EIE dès 2005 (D-2011-193, par. 125).
99. La Régie conclut donc que les décrets n'excluent pas la possibilité que les services prévus par l'EGM soient fournis par plus d'un fournisseurs. (par. 129).
100. Sur la question des fournisseurs potentiels, la Régie ne doit nullement tenir compte des commentaires formulés par le Distributeur quant à l'appel de qualification¹⁶ car EBM en a contesté la légalité et qu'il a été annulé par le Distributeur suite à la décision D-2012-142 qui reconnaissait les graves lacunes du processus initié.
101. Sans accepter ni admettre la référence du Distributeur au nombre de fournisseurs qui pouvaient possiblement se qualifier lors de l'appel de qualification, l'on constate que le Distributeur n'a pas fait d'efforts pour modifier significativement la structure du produit d'intégration éolienne dans le présent dossier afin de permettre la conclusion de plus d'un contrat d'approvisionnement et la participation de plusieurs fournisseurs.
102. En fait, 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.

¹⁶ HQD-1, doc. 1, p. 14

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*.¹⁷
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. »
106. Nous sommes d'avis, que le Distributeur devrait prendre acte des décisions passées de la Régie et s'assurer que le prochain service d'intégration éolienne comporte un ensemble de produits tel que définis dans l'EGM et ainsi procéder à plusieurs appels offres.
107. Cette façon de procéder devrait permettre à un plus grand nombre de fournisseurs de participer et ainsi réduire le coût global pour les clients du Distributeur.
108. A titre d'exemple, un fournisseur ne possédant pas d'équipements capables d'offrir un service d'équilibrage intra-horaire pourrait très bien offrir de la puissance.
109. En amalgamant les services, le Distributeur se prive de la participation des fournisseurs pouvant offrir une portion des services servant à l'intégration éolienne au bénéfice du Producteur.
110. Concernant l'exigence d'offrir un service d'équilibrage à la minute au lieu de l'équilibrage aux 5 minutes proposé dans le service d'intégration demandé en 2012, il est intéressant de noter la réponse du Distributeur dans le complément de réponse à la question 4.16 d'EBM (HQD-2, document 3.3, Page 3 de 4) :
- « Puisque le service d'intégration éolienne actuel est fourni avec des ressources assujetties aux automatismes de RFP, les données de production éolienne à chaque minute ne sont pas archivées par le Distributeur. Elles sont donc présentées aux cinq minutes. »
111. Il est étonnant que le Distributeur n'archive pas les données de production éolienne aux minutes car il existe présentement un service d'équilibrage éolien offert par le Producteur. Faut-il comprendre que les variations à chaque minute ne font pas partie de l'entente d'intégration éolienne présentement en vigueur? Il serait aussi intéressant de savoir si les ressources assujetties aux automatismes de RFP font la distinction entre les variations aux minutes provenant de la production éolienne par opposition aux autres facteurs pouvant affecter l'équilibre offre-demande dans la zone de réglage du Québec.

¹⁷ voir lien web suivant :

http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/committees/bic_miwg/meeting_materials/2009-09-01/Enhanced_Interregional_Transaction_Coordination_Concept.pdf

112. Par ailleurs, au niveau des caractéristiques du fournisseur potentiel recherché, le Distributeur ajoute des exigences qui ne se trouvent pas aux décrets D-926-2005, D-1043-2008 et D-1045-2008 et qui sont de plus contraires à la notion de « fournisseur » tel que définie dans la Loi à son article 2.
113. En effet, seul le décret D-352-2003 pour le premier bloc de 1 000 MW d'énergie réfère à la notion de garantie de puissance « hydroélectrique installée au Québec ». Tous les décrets réfèrent autrement à la notion de « fournisseur québécois ».
114. Le Distributeur ne peut donc 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.

4.2 La durée de l'entente

115. Il serait préférable que l'entente proposée soit d'une durée de trois ans et non d'une durée de cinq ans, tel que proposé par le Distributeur.
116. Il y a lieu de se rappeler que l'EGM proposée par le Distributeur avait une durée de trois ans et que dans le dossier d'appel de qualification, le Distributeur a indiqué qu'il pouvait se satisfaire d'un contrat d'une durée minimale de trois ans.¹⁸
117. Une durée de trois ans permettrait de s'assurer d'un meilleur arrimage avec les prix de marché suite à des appels d'offres lancés. Aussi, une durée de trois ans cadrerait mieux avec le processus réglementaire incluant l'approbation des plans d'approvisionnement.

4.3 Les pénalités à prévoir

118. HQD ne semble pas vouloir définir quelles seraient les pénalités qui pourraient être imposées¹⁹. Il s'agit d'une caractéristique importante qui devrait être définie dès à présent pour s'assurer du traitement équitable et impartial de fournisseurs.
119. Le Distributeur dans son complément de réponse à la demande de renseignements de la Régie (HQD-2, document 1.1, Page 3 de 4) affirme ce qui suit .

« Pour des raisons d'équité envers les fournisseurs potentiels, et afin de respecter les exigences du Transporteur, le Distributeur est dans l'obligation de mettre en place un mécanisme de pénalités en cas de déviation des consignes de programmation. En effet, si une déviation survenait, le Producteur devrait nécessairement compenser avec ses ressources car le Transporteur doit assurer l'équilibre entre l'offre et la demande à chaque instant. »

(Nos soulignés)

¹⁸ Appel de qualification, réponse à la question 29 en date du 28 mai 2012.

¹⁹ HQD-2, document 1.1.

120. Nous comprenons de cette affirmation que le Producteur, en tant que fournisseur, ne serait pas assujéti à des pénalités car se sont ses propres machines qui offrent le service de compensation. Cela donne un avantage marqué au Producteur par rapport aux autres fournisseurs qui eux devront assumer les pénalités monétaires.
121. Il y a également lieu de rappeler que les pénalités qui étaient imposées dans le cadre de l'appel de qualification étaient exagérées et contraires à ce que la Régie avait décidé dans sa décision D-2012-010.
122. Les fournisseurs potentiels ainsi que la Régie ont tout intérêt à connaître le risque monétaire associé aux pénalités dans le présent dossier. Un mécanisme de pénalité trop contraignant aurait pour effet de donner un avantage encore plus important au Producteur.

V. CONCLUSION

123. La Régie doit rejeter la demande d'approbation des caractéristiques de l'EIE puisque non conformes aux exigences de la Loi, de la réglementation applicable, des Décrets et puisqu'elles ne sont pas conformes aux décisions passées de la Régie. Les caractéristiques du service d'intégration éolienne proposées ne rencontrent pas les exigences de traitement équitable et impartial des fournisseurs, de la recherche du prix le plus bas ni de la possibilité que les besoins soient satisfaits par plus d'un contrat d'approvisionnement.
124. Nous demandons que la Régie enjoigne le Distributeur à faire des appels d'offres distincts pour chaque service requis et inclus dans le l'EIE. Nous demandons que les conclusions de la Régie à ce sujet soient spécifiques et directives pour éviter que le Distributeur ne se défile à nouveau devant ses obligations législatives et réglementaires et force les intervenants à refaire sans cesse un débat qui a déjà été tranché.
125. EBM a obtenu différentes décisions favorables de la Régie dont nous avons traité abondamment dans le présent document à l'effet que des appels d'offres séparés devaient être lancés.
126. Plusieurs années plus tard, le Distributeur n'a toujours pas donné suite et tente à nouveau de présenter des caractéristiques de produits déjà refusées permettant dans l'intervalle au Producteur d'être favorisé et ce, depuis la première conclusion de l'entente d'intégration éolienne en vigueur qui n'a pas fait l'objet d'aucun appel d'offres faut-il le rappeler.
127. De façon spécifique, cela veut dire que tout service requis de modulation, de puissance supplémentaire et de services complémentaires doivent chacun faire l'objet d'un appel d'offres distinct et la Régie devrait respectueusement ordonner à HQD de procéder à ces appels d'offres selon les caractéristiques et paramètres proposés par notre expert.

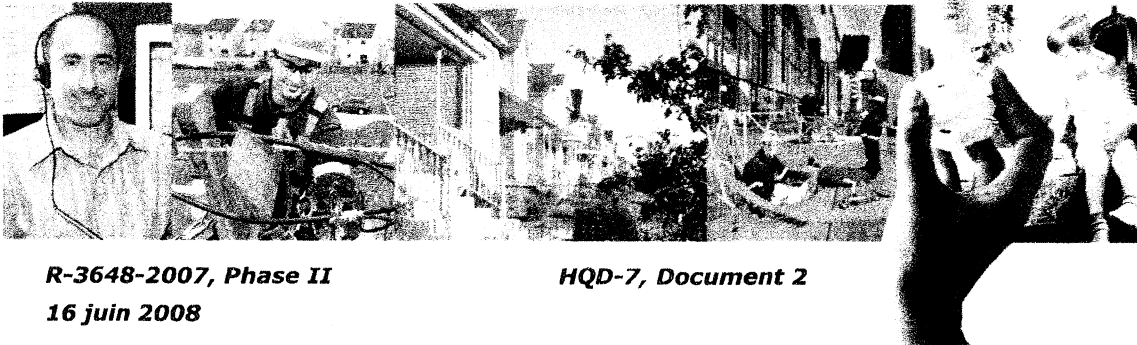
128. Par exemple, dans la mesure où la Régie considérait que 5 % de puissance supplémentaire était requis, la Régie devrait alors prévoir une ordonnance afin qu'HQD procède par un appel d'offres séparé pour ce service de puissance supplémentaire. EBM veut s'assurer qu'elle puisse participer tout comme tous les fournisseurs potentiels sans restriction aucune quant à la localisation de ceux-ci ou de leurs installations à un tel appel d'offres de puissance. Un tel appel d'offres de puissance n'est pas directement lié à ce qui est requis en matière d'intégration éolienne. Or, tel qu'il est présentement proposé à l'intérieur d'un produit amalgamant différents services soi-disant requis pour l'intégration éolienne, il ne permet pas une participation générale de l'ensemble des fournisseurs, il limite la qualification des fournisseurs pouvant y participer et ne permet pas la conclusion de plusieurs contrats pour des durées contractuelles bien moins longues que 5 ans et ce, au plus bas coût possible.
129. Dans la même veine, si un service de modulation devait être mis en place comme ce qui était proposé dans le cadre de l'EGM, celui-ci devrait être proposé sur une base horaire ce qui permettrait notamment d'utiliser les interconnexions. Il est important de s'assurer de promouvoir une réelle concurrence à l'égard de tous les besoins post-patrimoniaux du Distributeur qui sera à l'avantage ultime des consommateurs par une plus grande utilisation des interconnexions.
130. La Régie devrait rejeter la demande d'HQD d'obtenir des services d'intégration éolienne pour équilibrer en tout temps 100 % de la production éolienne évaluée à 3139 MW en 2015. Quant à ce qui est véritablement requis pour l'intégration éolienne, nous soumettons que la Régie devrait conclure comme le propose notre expert soit que seuls les services complémentaires à la marge de ce qui est présentement disponible décrits à la tableau 5-1 sont nécessaires.
131. La Régie devrait donc requérir du Distributeur d'effectuer des appels d'offres séparés pour chacun de ses services complémentaires décrits à la tableau 5-1 et pour des quantités dans les paramètres énoncées au rapport de monsieur Bill Marshall.

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.

ANNEXE 1

DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017 RÉSEAU INTÉGRÉ

INTÉGRATION DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE



R-3648-2007, Phase II
16 juin 2008

HQD-7, Document 2

ENJEUX RELIÉS À L'INTÉGRATION DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE

Les impacts de l'intégration de la production éolienne sont au niveau des services complémentaires. L'intégration de production éolienne pourrait avoir un impact sur les services suivants:

- Suffisance des ressources en puissance (contribution en puissance)
- Réglage de fréquence
- Maintien des réserves (réserve tournante, réserve 10 minutes, etc.)
- Suivi de la charge
- Provisions pour aléas

ENJEUX RELIÉS À L'INTÉGRATION DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE

Les services complémentaires dont dispose actuellement le Distributeur sont fixés dans l'*Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial*.

Les quantités de services prévues à l'entente actuelle sont calibrées de manière à satisfaire l'approvisionnement patrimonial.



PROGRAMME DE TRAVAIL DU DISTRIBUTEUR

Principales études en cours

- Les analyses de fiabilité en puissance sont en cours et leurs résultats seront rendus publics lors du prochain état d'avancement et de la prochaine revue triennale déposée au NPCC
- Deux autres études menées par le Comité interunités :
 - impacts de l'intégration de la production éolienne sur les réserves d'exploitation (réglage de fréquence, réserve tournante, réserve 10 minutes et suivi de la charge)
 - impacts sur les provisions pour aléas



PROGRAMME DE TRAVAIL DU DISTRIBUTEUR (suite)

Les résultats permettront d'évaluer les services complémentaires additionnels pour intégrer la production éolienne

Le Distributeur verra à acquérir les services requis via une entente d'intégration éolienne



AUTRES REMARQUES

- La production éolienne peut être contributive à l'alimentation des besoins du Distributeur en période de pointe
- Malgré ce constat, son impact sur les services complémentaires reste à déterminer, compte tenu de la variabilité de la production éolienne et de l'impossibilité de la prévoir parfaitement
- Bien qu'une plus grande dispersion de la production éolienne soit avantageuse, l'occurrence de températures très froides (sous les -30°C) est plus élevée dans les nouvelles régions de production qu'en Gaspésie



AUTRES REMARQUES (suite)


- Dans le contexte québécois, l'utilisation du service d'écart de réception de TransÉnergie aux fins de l'équilibrage n'est pas appropriée, en plus de ne pas couvrir tous les impacts sur les services complémentaires



R-3648-2007 Phase II
16 Juin 2008

7

Hydro
Québec
Distribution

 **Hydro**
Québec
Distribution

