

Intégration éolienne

Mémoire présenté dans le cadre de la demande R-3848-2013 d'Hydro-Québec Distribution



Préparé par Viviane de Tilly, analyste sénior (UC)
Collaboration : Co Pham, Ph. D., ing., consultant externe

8 novembre 2013

Table des matières

TABLE DES MATIERES	2
UNION DES CONSOMMATEURS, LA FORCE D'UN RESEAU.....	4
1 INTRODUCTION.....	5
2 DECRETS RELATIFS A LA PRODUCTION EOLIENNE	6
3 CARACTERISTIQUES DU SERVICE D'INTEGRATION EOLIENNE	8
3.1 SPECIFICITE QUEBECOISE DES FOURNISSEURS.....	8
3.1.1 <i>Description du service proposé par le Distributeur</i>	<i>8</i>
3.1.2 <i>Analyse.....</i>	<i>8</i>
3.2 RETOURS D'ENERGIE	9
3.2.1 <i>Description du service proposé par le Distributeur</i>	<i>9</i>
3.2.2 <i>Analyse.....</i>	<i>9</i>
3.2.2.1 <i>Utilisation d'un profil uniforme – Cas de l'entente actuelle</i>	<i>16</i>
3.2.2.2 <i>Profil de consommation des clients du Distributeur</i>	<i>18</i>
3.2.2.3 <i>Production éolienne : profils mensuels et aléas.....</i>	<i>20</i>
3.2.2.4 <i>Retours d'énergie : point de vue des fournisseurs de service</i>	<i>25</i>
3.2.3 <i>Recommandations</i>	<i>25</i>
3.3 GARANTIE DE PUISSANCE.....	25
3.3.1 <i>Description du service PROPOSÉ par le Distributeur</i>	<i>25</i>
3.3.2 <i>Analyse.....</i>	<i>26</i>
3.3.3 <i>Pistes de solution pour diminuer les coûts d'intégration éolienne</i>	<i>28</i>
3.3.3.1 <i>Garantie de puissance en hiver et contribution propre en puissance des éoliennes</i>	<i>28</i>
3.3.3.2 <i>Opportunité de raccourcir la période hivernale de garantie de puissance</i>	<i>31</i>
3.4 SERVICES COMPLEMENTAIRES ET INDISSOCIABILITE	33
3.4.1 <i>Description du service proposé par le Distributeur</i>	<i>33</i>
3.4.2 <i>Analyse.....</i>	<i>33</i>
3.5 BASE DE REMUNERATION DU SERVICE D'INTEGRATION EOLIENNE.....	35
3.5.1 <i>Description du service proposé par le Distributeur</i>	<i>35</i>
3.5.2 <i>Analyse.....</i>	<i>35</i>
3.6 DUREE DES CONTRATS	41
3.6.1 <i>Description du service proposé par le Distributeur</i>	<i>41</i>
3.6.2 <i>Analyse.....</i>	<i>41</i>
4 CRITERES DE SELECTION ET GRILLE D'ANALYSE.....	43
4.1 PROCEDURE D'APPEL D'OFFRES ET D'OCTROI DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT	43
4.2 DESCRIPTION DE LA PROCEDURE PROPOSEE POUR L'INTEGRATION EOLIENNE	44
4.3 ANALYSE.....	44
5 RECOMMANDATIONS	45
ANNEXE 1 : INTEGRATION DES EOLIENNES : SYNTHESE DES CARACTERISTIQUES DES SERVICES (2006-2013).....	47
ANNEXE 2 : COUT DE L'ENTENTE D'INTEGRATION DES EOLIENNES 2008-2012	48
ANNEXE 3 : ARTICLES 7.1, 7.2 ET 7.3 DE L'ENTENTE D'INTEGRATION EOLIENNE DE 2005	49
ANNEXE 4 : GRILLES D'ANALYSES DES OFFRES – PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2005-2014	50
ANNEXE 5 : GRILLES D'ANALYSES DES OFFRES – COGENERATION A LA BIOMASSE	51

Liste des tableaux

Tableau 1	Profils mensuels des besoins énergétiques des consommateurs (excluant les réseaux autonomes)	18
Tableau 2	Profils mensuels des contributions énergétiques attendues des éoliennes selon HQD	20
Tableau 3	Coûts de la puissance complémentaire (Article 7.3 de l'entente).....	23
Tableau 4	Livraisons réelles et déterminées dans le contrat d'intégration éolienne actuel.....	23
Tableau 5	Moyenne contractuelle des F.U. annuels des parcs éoliens	24
Tableau 6	Puissance installée totale des éoliennes (Éolien 1, 2 et 3)	29
Tableau 7	Répartition des heures durant les mois d'hiver.....	31

Liste des figures

Figure 1	Profils mensuels des besoins énergétiques des consommateurs	19
Figure 2	Bilan énergétique — Scénario suspension — Année 2014.....	19
Figure 3	Contributions énergétiques attendues des éoliennes (F.U. mensuel)	21
Figure 4	Catégories d'énergie contenues dans la proposition du Distributeur.....	28
Figure 5	Retours d'énergie prédéterminés variables selon le mois	29

Union des consommateurs, la force d'un réseau

Union des consommateurs est un organisme à but non lucratif qui regroupe dix Associations coopératives d'économie familiale (ACEF), l'Association des consommateurs pour la qualité dans la construction (ACQC) ainsi que des membres individuels. La mission d'UC est de représenter et défendre les consommateurs, en prenant en compte de façon particulière les intérêts des ménages à revenu modeste. Les interventions d'UC s'articulent autour des valeurs chères à ses membres : la solidarité, l'équité et la justice sociale, ainsi que l'amélioration des conditions de vie des consommateurs aux plans économique, social, politique et environnemental.

La structure d'UC lui permet de maintenir une vision large des enjeux de consommation tout en développant une expertise pointue dans certains secteurs d'intervention, notamment par ses travaux de recherche sur les nouvelles problématiques auxquelles les consommateurs doivent faire face; ses actions, de portée nationale, sont alimentées et légitimées par le travail terrain et l'enracinement des associations membres dans leur communauté.

Union des consommateurs agit principalement sur la scène nationale, en représentant les intérêts des consommateurs auprès de diverses instances politiques ou réglementaires, sur la place publique ou encore par des recours collectifs. Parmi ses dossiers privilégiés de recherche, d'action et de représentation, mentionnons le budget familial et l'endettement, l'énergie, les questions liées à la téléphonie, la radiodiffusion, la télédistribution et l'inforoute, la santé, l'agroalimentaire et les biotechnologies, les produits et services financiers ainsi que les politiques sociales et fiscales.

Finalement, dans le contexte de la mondialisation des marchés, UC travaille en collaboration avec plusieurs groupes de consommateurs du Canada anglais et de l'étranger. Elle est membre de l'*Organisation internationale des consommateurs* (CI), organisme reconnu notamment par les Nations Unies.

Depuis plus de 40 ans, les ACEF travaillent sans relâche au Québec auprès des personnes à faible revenu. Tout en revendiquant des améliorations aux politiques sociales et fiscales, les ACEF ont, depuis le début de leur existence, offert des services directs aux familles, dont des services de consultation budgétaire personnalisés.

1 Introduction

La demande R-3848-2013 est la quatrième démarche¹ amorcée par le Distributeur pour répondre à un besoin d'intégration éolienne tel qu'exigé par le gouvernement dans les divers décrets relatifs aux blocs d'énergie éolienne.

L'entente d'intégration éolienne conclue entre le Distributeur et le Producteur en 2005 et approuvée par la Régie en 2006² ne devait initialement durer que 5 ans. Toutefois, compte tenu du rejet par la Régie de l'entente globale de modulation³ (EGM) et de l'annulation de l'appel de qualification en prévision d'un appel d'offres pour l'acquisition de services d'intégration éolienne⁴, l'entente d'intégration éolienne de 2005 est toujours appliquée aux livraisons éoliennes.

L'annexe 2 présente les coûts croissants de l'entente d'intégration éolienne de 2008 à 2012. En effet, depuis 2008, et au fur et à mesure que sont entrés en service des parcs de production éoliens, la facture annuelle de l'entente d'intégration éolienne conclue entre le Distributeur et le Producteur en 2005 est passée de 10 à 45 M\$. Malgré la croissance importante de la facture annuelle globale, la part relative de chaque service (articles 7.1, 7.2 et 7.3⁵) est demeurée à peu près stable, soit moins de 1 % pour le service d'équilibrage (article 7.1), 38 % pour la puissance complémentaire (article 7.2) et 62 % pour la compensation des écarts entre la production des éoliennes et l'énergie livrée par le Producteur, fournisseur du service d'intégration éolienne (article 7.3).⁶

L'entente d'intégration éolienne ayant été reconduite pour 2013, et si la tendance se poursuit pour les quelque 1 655 MW d'éolien qui seront en service, le Distributeur pourrait avoir à assumer, pour l'année en cours, une facture de l'ordre de 85 M\$.

Les besoins totaux du Distributeur en matière de service d'intégration éolienne sont établis sur la base de la puissance contractuelle totale des parcs éoliens en exploitation commerciale, laquelle s'élève, en date du 31 mai 2013, à 1 505 MW. Cette puissance devrait s'établir à 2 208 MW le 1^{er} janvier 2014 et atteindre 3 139 MW à la fin de 2015. Depuis le dépôt de la preuve du Distributeur le gouvernement a annoncé la publication d'un projet de règlement concernant un bloc de 450 MW additionnels d'énergie éolienne.

¹ L'annexe 1 résume sommairement les caractéristiques associées à chacune des démarches du Distributeur. UC note, similairement à EBM dans sa demande de renseignement, questions 3.1 et 3.2 (HQD-2, document 3.1), que le Distributeur réfère à des types d'ententes ou des regroupements de produits de services dont la nature et les caractéristiques ne sont pas toujours claires ni évidentes.

² D-2006-27.

³ D-2011-193.

⁴ D-2013-101.

⁵ Voir l'annexe 3

⁶ Dans sa décision D-2006-27, la Régie avait pourtant indiqué que le service de puissance complémentaire serait celui qui occasionnera les principaux coûts de l'Entente pour le Distributeur.

2 Décrets relatifs à la production éolienne

Le gouvernement du Québec a émis 4 décrets ou règlements relatifs à la production éolienne et faisant mention du service d'intégration éolienne :

- le décret 352-2003 du 5 mars 2003;
- le décret 926-2005 du 12 octobre 2005;
- le décret 1043-2008 du 29 octobre 2008;
- le décret 1045-2008 du 29 octobre 2008.

Au décret 352-2003, il est spécifié que :

Le bloc visé au paragraphe 1° du premier alinéa [le premier bloc d'énergie éolienne de 1 000 MW] est assorti d'une garantie de puissance hydroélectrique installée au Québec, sous forme de convention d'équilibrage souscrite par le distributeur d'électricité auprès d'un autre fournisseur québécois ou d'Hydro-Québec, dans ses activités de production d'électricité. (Nous soulignons)

Le décret 926-2005, précise que :

Le bloc visé au premier alinéa [le second bloc d'énergie éolienne de 2 000 MW] est assorti d'un service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne souscrite par le distributeur d'électricité auprès d'un autre fournisseur québécois ou d'Hydro-Québec, dans ses activités de production d'électricité. (Nous soulignons)

Au décret 1043-2008, on peut lire :

Ce bloc d'énergie [le bloc d'énergie éolienne de 250 MW issu de projets autochtones raccordés au réseau principal d'Hydro-Québec] est assorti d'un service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne souscrite par le distributeur d'électricité auprès d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité ou d'un autre fournisseur d'électricité québécois. (Nos soulignons)

Finalement, le décret 1045-2008 indique :

Ce bloc d'énergie [le bloc de 250 MW issu de projets communautaires] est assorti d'un service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne souscrite par le distributeur d'électricité auprès d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité ou d'un autre fournisseur d'électricité québécois. (Nous soulignons)

En résumé, selon ces décrets, le service d'intégration éolienne (sous forme de convention d'équilibrage) doit être fourni par le Producteur ou d'autres fournisseurs québécois et, pour le premier bloc d'énergie éolienne de 1 000 MW, la portion de puissance garantie doit provenir des centrales de production hydroélectriques.

Ces décrets ne précisent pas de façon spécifique ce qui peut être considéré comme « fournisseur québécois ». Ils n'indiquent aucune valeur spécifique associée à la garantie de puissance par rapport à la puissance installée des éoliennes.

D'autre part, le projet de règlement⁷, publié le 28 août 2013 dans la Gazette officielle du Québec (page 3565A), précise ce qui suit en ce qui concerne le service d'équilibrage et de puissance complémentaire pour le nouveau bloc de 450 MW d'énergie éolienne (300 MW issus de projets provenant des régions du Bas-Saint-Laurent ou de Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine et de 150 MW issus de projets dans l'ensemble du Québec raccordés au réseau principal d'Hydro-Québec) :

Le bloc visé au premier alinéa est assorti d'un service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne souscrite par le distributeur d'électricité auprès d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité ou d'un autre fournisseur d'électricité québécois.

Le prix de la fourniture d'électricité, incluant le service d'équilibrage et de puissance complémentaire, ne peut pas excéder 9,5 ¢/kWh en dollars de 2014 indexés à l'indice des prix à la consommation pour ce bloc d'énergie. (Nous soulignons)

Encore une fois, ce projet de règlement dicte que le fournisseur du service d'intégration éolienne doit être le Producteur ou d'un autre fournisseur québécois.

Il est à noter que ce projet de règlement fixe le prix plafond de la fourniture d'énergie éolienne à 9,5 ¢/kWh en dollars de 2014 incluant le service d'équilibrage et de puissance complémentaire, d'où l'importance de bien connaître le prix du service d'équilibrage et de puissance complémentaire qui sera associé à ce bloc de 450 MW d'énergie éolienne.

L'échéance est fixée comme suit dans le projet de règlement :

- 225 MW au plus tard le 1^{er} décembre 2017;
- 225 MW au plus tard le 1^{er} décembre 2018.

Donc, les éventuels contrats de service d'intégration éolienne d'une durée de 5 ans proposés par le Distributeur pourraient toucher ce bloc de 450 MW d'énergie éolienne.

⁷ Le projet de règlement spécifie que : « le projet de règlement sur un bloc de 450 mégawatts d'énergie éolienne, dont le texte suit, pourra être édicté par le gouvernement à l'expiration d'un délai de 45 jours à compter de la présente publication. »

3 Caractéristiques du service d'intégration éolienne

3.1 Spécificité québécoise des fournisseurs

3.1.1 DESCRIPTION DU SERVICE PROPOSÉ PAR LE DISTRIBUTEUR

Le Distributeur énonce, à la pièce HQD-1, document 1, page 15, ses exigences minimales à la première étape d'évaluation des offres comme suit :

- *La première étape d'évaluation des offres permettra de s'assurer que les exigences minimales suivantes sont respectées :*
- *Conformément aux Règlements, 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.*
- *[...]*⁸

3.1.2 ANALYSE

Selon UC, l'énoncé ci-dessus du Distributeur fait en sorte que la spécificité « québécoise » des services d'intégration éolienne mentionnée dans les Décrets (ou Règlements) est respectée.

La garantie de puissance associée au premier bloc d'énergie éolienne doit être de source hydro-électrique conformément au Décret 352-2003.

Le mode de partage du service entre plusieurs fournisseurs prévu par le Distributeur ne permet pas de distinguer les services destinés à l'équilibrage de la production de différents parcs éoliens, par exemple les parcs éoliens issus du Décret 352-2003 (premier bloc éolien de 1 000 MW) par opposition aux autres parcs éoliens. Ceci a été confirmé par le Distributeur dans sa réponse à la question 4.6 de la DDR no 1 d'UC :

Question d'UC

4.6 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le service d'équilibrage éolien recherché par le Distributeur ne vise pas un parc éolien spécifique quelconque, mais plutôt l'ensemble des parcs éoliens installés en service commercial et sous contrat avec le Distributeur. Veuillez expliquer.

Réponse du Distributeur

*Le Distributeur le confirme. Voir à cet effet la section 2.4 de la pièce HQD-1, document 1.*⁹

Or, le Décret 352-2003 exige que la garantie de puissance soit de source hydro-électrique installée au Québec.

Le mode de partage du service entre plusieurs fournisseurs proposé par le Distributeur ne permettrait donc pas que la totalité des ressources utilisées pour assurer le service d'équilibrage des éoliennes issues du Décret 352-2003 soit de source hydro-électrique.

⁸ HQD-1, document 1, page 15.

⁹ HQD-2, document 8, page 9.

UC recommande à la Régie de demander au Distributeur de s'assurer que les ressources des fournisseurs destinées au service de garantie de puissance des éoliennes issues du Décret 352-2003 soient de source hydro-électrique installée au Québec.

3.2 Retours d'énergie

3.2.1 DESCRIPTION DU SERVICE PROPOSÉ PAR LE DISTRIBUTEUR

Le service d'intégration éolienne recherché par le Distributeur se décrit comme suit ¹⁰:

- (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 fournisseur.

Toujours selon la preuve du Distributeur, chaque 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). Et afin de permettre aux fournisseurs du service d'intégration éolienne de planifier leur production, une prévision horaire de la production éolienne leur sera transmise. Cette prévision, suivant l'horizon couvert par la prévision de la production éolienne, couvrira minimalement une période de 48 heures et sera mise à jour toutes les heures.

D'autre part, le Distributeur explique que le pourcentage de 35 % de la puissance éolienne installée des éoliennes découle des contrats intervenus avec les fournisseurs éoliens et constitue donc la production éolienne attendue :

Les retours d'énergie, établis à 35 % de la puissance éolienne installée, assurent au Distributeur un volume annuel d'énergie correspondant aux paramètres des contrats intervenus avec les fournisseurs éoliens, et ainsi, à la production éolienne attendue.¹¹

3.2.2 ANALYSE

L'analyse d'UC porte essentiellement sur la question de l'uniformité des retours d'énergie. Il s'agit en effet de se demander si cette contrainte limitera le nombre de fournisseurs qui répondront à l'appel d'offres prévu ou encore si elle ne fera pas gonfler indûment le prix des propositions soumises pour le service d'intégration éolienne.

Dans sa réponse à la demande de renseignements à la Régie (HQD-2, document 1), le Distributeur écrit :

¹⁰ HQD-1, document 1, page 7, ligne 3 à 22.

¹¹ *Ib.* page 11, lignes 7 à 9.

Question de la Régie

6.5 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur recherche des retours d'énergie uniformes. Veuillez également commenter l'opportunité d'établir des retours d'énergie en fonction du profil de la demande, par exemple, en fixant des retours d'énergie différents selon les saisons.

Réponse du Distributeur

Dans les motifs de la décision D-2011-193, au paragraphe 134, la Régie émettait notamment l'avis que « [les retraits modulés conformément aux besoins du Distributeur] ne sont pas requis pour fournir la « garantie de puissance [...] sous forme de conventions d'équilibrage » ou le « service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne » exigée par les Décrets [...]».

En plus, au paragraphe 139¹² de cette même décision, la Régie soulignait qu'« 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. » Or, si le Distributeur devait moduler les retours en fonction du profil de la demande (notamment, entre les périodes d'été et d'hiver), la puissance complémentaire, présentement proposée à 5 %, devrait forcément devenir plus importante en période de forte demande. Par exemple, avec des retours de 45 % en période hivernale, la puissance complémentaire atteindrait 15 %, un niveau que la Régie semblait trouver élevé dans la décision susmentionnée. En établissant les retours d'énergie selon un taux uniforme, le Distributeur se conforme aux paragraphes 134 et 139 de la décision D-2011-193.

La réponse du Distributeur à la question 6.5 de la Régie nous indique qu'il s'appuie sur les paragraphes 134 et 139 de la décision D-2011-193 pour justifier sa position quant à un retour uniforme d'énergie.

UC croit nécessaire de bien situer ces paragraphes dans leur contexte, c'est-à-dire les commentaires de la Régie sur l'argument du Distributeur relatif à l'indissociabilité des services du projet EGM proposé alors par le Distributeur dans le cadre du dossier R-3775-2011 :

Extrait des paragraphes 130 à 141 de la décision D-2011-193 :

L'argument du Distributeur relatif à l'indissociabilité des services

[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 ».

¹² Note d'UC : il s'agit plutôt du paragraphe 140 de la décision D-2011-193.

[132] La Régie constate que l'EGM intègre, entre autres, les attributs du service d'équilibrage éolien ainsi que la garantie de puissance ou la puissance complémentaire exigés par les Décrets.

[133] La Régie constate également que l'EGM a une portée plus large et qu'elle procure au Distributeur des services au-delà de ceux exigés par les Décrets, tel qu'il appert de la description des objectifs de l'EGM présentée par le Distributeur et, notamment, des commentaires suivants :

« L'Entente inclut toutes les caractéristiques impliquées par l'équilibrage ou l'intégration de la production éolienne, mais sans s'y restreindre. » [nous soulignons]

« [...] [L'Entente] permettra d'accroître la flexibilité du Distributeur en favorisant l'adéquation horaire entre les besoins et l'offre, de même que la répartition annuelle des approvisionnements. »

« En vue de remplacer l'actuelle entente d'intégration éolienne et de se doter d'un portefeuille plus flexible, le Distributeur a développé une entente plus large qui, outre les contrats de livraisons d'énergie éolienne, englobe aussi les livraisons d'énergie associées aux contrats de biomasse et de petite hydraulique, [...] » [nous soulignons]

« Il n'existe aucun équivalent à l'Entente dans le marché, puisque ses modalités répondent spécifiquement aux besoins particuliers du Distributeur. »

[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;
- la puissance garantie, sans limitation, lorsque les BRD sont inférieurs à 32 000 MW et qu'il n'y a pas de contraintes de transport;
- la constitution d'un solde annuel tel que décrit dans l'EGM;
- l'inclusion des PPCH et PPCB.

[135] Ces services contenus à l'EGM sont présentés comme « indissociables » par le Distributeur. Ils ont été regroupés dans un contrat afin de répondre, tel que cité ci-haut, spécifiquement aux besoins particuliers du Distributeur et ont fait l'objet d'une négociation avec le Producteur.

[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.

[137] Par ailleurs, le Distributeur soumet que les modalités précises du service d'équilibrage ou d'intégration éolienne ne sont pas définies aux Décrets. À cet égard, la Régie est d'avis que le fait que les modalités précises du service d'équilibrage ou d'intégration éolienne ne soient pas définies aux Décrets n'autorise pas le Distributeur à concevoir un produit sur mesure négocié avec un seul fournisseur.

[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. »

L'ensemble des paragraphes 130 à 141 de la décision D-2011-193 distingue les services qui sont strictement liés aux Décrets et ceux qui ne le sont pas (voir les paragraphes 132 et 133), dans un contexte où le Distributeur soutenait qu'ils sont indissociables (voir le paragraphe 135) et que seul le Producteur était en mesure de les fournir (voir le paragraphe 130). Le Distributeur n'avait pas fait d'appel d'offres pour ces différents services qu'il considérait comme indissociables.

La Régie énonce au paragraphe 134 cinq services qui, de son avis, ne sont pas exigés par les Décrets mais qui ont été conçus pour répondre notamment aux besoins de flexibilité d'utilisation des sources d'approvisionnement du Distributeur. Ces services incluent entre autres les retraits modulés de façon horaire selon les caractéristiques du projet EGM et une puissance complémentaire à la hauteur de 15 % en hiver. Cette dernière est, selon l'usage introduit par le

Distributeur et les termes de l'entente d'intégration actuelle, en sus des contributions en puissance évaluées à 30 % de la capacité installée des éoliennes (contributions propres moyennes des éoliennes en période de fortes charges).

En ce qui concerne le niveau de puissance complémentaire de 15 % exprimé au paragraphe 134, la Régie indique au paragraphe 140 qu'il va au-là de la puissance requise aux fins de l'équilibrage de l'intégration éolienne exigé par les Décrets.

Cependant, selon UC, la mention de la Régie ne signifie pas qu'elle considère que, dans une entente d'intégration éolienne, la puissance garantie devrait se limiter à la hauteur de 30 % de la capacité installée des éoliennes. Si c'était le cas, la proposition du Distributeur de rechercher une puissance garantie à la hauteur de 35 % (30 % de contributions propres moyennes des éoliennes plus 5 % de puissance complémentaire¹³) ne serait pas conforme à la décision D-2011-193!

Cette mention ne signifie pas non plus que la Régie trouve trop élevé le niveau de 15 % de puissance complémentaire.

L'argument du Distributeur à l'effet que : « *avec des retours de 45 % en période hivernale, la puissance complémentaire atteindrait 15 %, un niveau que la Régie semblait trouver élevé dans la décision susmentionnée* »¹⁴ est donc sans fondement et trompeur.

Dans les paragraphes 134, 139 et 140, la Régie n'a pas statué qu'il faut ou ne faut pas viser des retraits modulés en fonction des besoins énergétiques des consommateurs. Elle ne s'est pas prononcée non plus sur la pertinence ou l'adéquation d'un niveau quelconque de puissance complémentaire dans une entente d'intégration éolienne.

La thèse du Distributeur voulant que : « *En établissant les retours d'énergie selon un taux uniforme, le Distributeur se conforme aux paragraphes 134 et 139 de la décision D-2011-193* »¹⁵ repose donc sur une interprétation erronée de la décision D-2011-193.

Le contexte des remarques de la Régie mentionnées ci-dessus se comprend bien par la lecture attentive des paragraphes 136 et 137 : les services d'équilibrage et de puissance complémentaire doivent être obtenus par appels d'offres. À cet égard, la conclusion de la décision D-2011-193 est sans équivoque :

4.3 CONCLUSION

[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*

¹³ Le Distributeur a donné la même interprétation dans sa preuve : « La puissance complémentaire, soit la différence entre 35 % (livraisons garanties) et 30 % (contribution en puissance de l'éolien), doit donc provenir des installations du fournisseur. » Pièce HQD-2, document 1, page 27, Réponse du Distributeur à la question 8.1 de la Régie.

¹⁴ HQD-2, document 1, page 22, Réponse du Distributeur à la question 6.5 de la DDR no 1 de la Régie.

¹⁵ *Id.*

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.

*[144] Dans ce contexte, il n'est pas nécessaire que la Régie émette son opinion sur les autres questions soulevées par les participants.*¹⁶ (Soulignés d'UC)

UC est d'avis que les arguments du Distributeur en faveur des livraisons uniformes en tout temps sont basés sur son interprétation erronée des paragraphes 134, 139 et 140 de la décision D-2011-193. Cette dernière traite du projet EGM qui n'a pas fait l'objet d'appels d'offres, alors que les caractéristiques du service d'intégration éolienne que choisira la Régie à la suite de l'examen du présent dossier seront la base des appels d'offres pour ce service.

Selon UC, les paragraphes 134 et 139 de la décision D-2011-193 invoqués par le Distributeur, n'oblige pas le Distributeur à choisir des retours d'énergie uniformes en tout temps ni à limiter la puissance garantie à un niveau quelconque pour les services d'intégration éolienne.

UC est également d'avis que la Régie devrait permettre, sinon favoriser, la recherche des caractéristiques qui permettraient d'intégrer les livraisons éoliennes de façon économique, dans le respect de la Loi et les Décrets gouvernementaux afférents, sans limiter le débat dans le présent dossier à l'intérieur des profils de retraits d'énergie uniformes en tout temps ni d'un niveau de puissance garantie quelconque, tel que souhaité par le Distributeur.

Quant à savoir quelles seraient les conséquences sur la puissance complémentaire en période hivernale de retours d'énergie variables dans l'année, le Distributeur indique qu'avec des retours de 45 % en période hivernale, celle-ci atteindrait un niveau de 15 %, soit un niveau que la Régie trouvait trop élevé en 2011 au paragraphe 140 de sa décision D-2011-193 (voir la section précédente). UC réitère que l'avis de la Régie ne repose pas tant sur la valeur absolue de la puissance complémentaire mais sur le fait que ce pourcentage est associé à un service qui va au-delà de ce qui est exigé par les Décrets, comme en fait foi le paragraphe 141.

En effet, l'EGM était plus qu'une entente d'intégration éolienne. Il s'agissait d'abord d'une entente plus large qui, outre les contrats de livraisons d'énergie éolienne, englobait aussi les livraisons d'énergie associées aux contrats de biomasse et de petite hydraulique. De plus, comme l'indiquait le Distributeur, elle permettait d'optimiser l'ensemble des coûts d'approvisionnement.

Cette dernière a une portée plus large que l'entente d'intégration éolienne et permettra d'accroître la flexibilité du Distributeur en favorisant l'adéquation horaire entre les besoins et l'offre, de même que la répartition annuelle des approvisionnements. En effet, la demande prévue pour les prochaines années fait état de surplus en été qui pourront, avec l'Entente, être utilisés pour combler des besoins en hiver. L'Entente permettra ainsi de réduire les transactions de court terme et de revendre, à prix avantageux, les quantités restantes d'énergie en surplus, le cas échéant. De plus, elle fournira une puissance complémentaire en hiver et les services complémentaires additionnels requis.

¹⁶ D-2011-193 (dossier R-3775-2011), page 41

Elle permettra au Distributeur de réduire ses coûts d'approvisionnements de près de 34 M\$ pour les trois années couvertes, dans un scénario moyen (voir la section 3.3).¹⁷

UC comprend que la puissance garantie de 15 % en hiver dont il est question dans sa réponse à la question 6.5 de la Régie déjà citée concerne l'EGM, un service beaucoup plus large que l'intégration éolienne. En contrepartie, dans le présent dossier, le Distributeur ne fournit pas la valeur de la puissance garantie en hiver qui pourrait être associée à des retours d'énergie modulés. Dans sa demande de renseignement, UC cherchait à obtenir cette information.

*Références : (i) R-3575-2011, HQD-1, document 1, Tableau 3.1
(ii) R-3848-2013, HQD-1, document 1, chapitre 2.*

*Préambule (i) Au tableau cité en référence (i), le Distributeur présente une analyse de rentabilité de l'entente globale de modulation alors proposée par rapport à un scénario sans modulation.
(ii) À la référence (ii), le Distributeur indique les caractéristiques du produit recherché*

Question d'UC

21.1 Afin de définir les caractéristiques du produit recherché à la référence (ii), UC prend pour acquis qu'une analyse similaire à l'exercice dont il est question au préambule (i) a été réalisée pour différents scénarios de caractéristiques. Veuillez présenter les résultats des différents scénarios de service d'intégration éolienne étudiés par le Distributeur en particulier tous les scénarios faisant varier les caractéristiques des retours d'énergie et le pourcentage de puissance garantie en hiver.

Réponse du Distributeur

Le service proposé a été conçu afin de se conformer aux exigences réglementaires et en respectant les encadrements de la Régie, notamment ceux contenus dans la décision D-2011-193.

UC comprend que ces analyses n'ont pas été réalisées alors que des retours d'énergie modulés dans le temps pourraient être économiquement souhaitables. UC comprend également que le Distributeur justifie le service d'intégration qu'il recherche par les exigences réglementaires et les encadrements de la Régie contenus dans sa décision D-2011-193. UC s'en remet à la Régie pour apprécier la façon dont le Distributeur interprète sa décision tout en se permettant d'émettre l'avis selon lequel le Distributeur n'a puisé dans cette décision que les éléments qui étayaient le scénario de retours uniformes.

Pourtant, d'un strict point de vue d'approvisionnement, des retours d'énergie variables dans le temps ont été envisagés par le Distributeur dans l'EGM dans un contexte de besoin en puissance en hiver. C'est ainsi dans sa demande de renseignements dans le cadre de la demande R-3775-2011, EBM questionne le Distributeur à ce propos (HQD-2, document 3, pages 4 et 5.)

Question d'EBM

1.6 Le Distributeur considère-t-il que l'Entente proposée est conforme aux décrets dont il est fait mention dans les « Références » (ci-après les « Décrets ») et si oui, veuillez justifier pourquoi? Dans le cadre de votre réponse, veuillez indiquer si le fait que

¹⁷ R-3575-2011, HQD-1, document 1.

l'Entente ne prévoit pas des livraisons uniformes tout au long de l'année représentant 35 % de la puissance installée des parcs éoliens en service commercial répond néanmoins aux exigences de ces mêmes Décrets.

Réponse du Distributeur

Les décrets 352-2003, 926-2005, 1043-2008 et 1045-2008 ne mentionnent nullement l'obligation d'établir des retours d'énergie sur une base uniforme (à la hauteur de 35 % par exemple). Les modalités précises du service d'équilibrage ou d'intégration éolienne ne sont pas définies au décret. Ces décrets mentionnent seulement la nécessité d'assortir à ce service une garantie de puissance hydroélectrique ou une puissance complémentaire.

Les livraisons uniformes à la hauteur de 35 %, telles que définies dans l'Entente d'intégration éolienne, découlent du contexte d'approvisionnement de 2005 où les besoins d'hiver n'étaient pas aussi accentués qu'ils le sont maintenant. Le Distributeur a donc convenu d'une nouvelle entente qui répond mieux à ses besoins actuels.

Par ailleurs, dans sa décision D-2008-133 à la page 42, la Régie de l'énergie constatait que « la puissance complémentaire dont le Distributeur a besoin est principalement requise en hiver ». Toujours à la même page, la Régie stipulait qu'une éventuelle nouvelle entente « devrait être renégociée sur de nouvelles bases en tenant compte des commentaires émis [...] par la Régie ».

UC entend démontrer qu'un profil uniforme en tout temps des retraits d'énergie ne correspond ni aux besoins du Distributeur et par le fait même des consommateurs ni aux aléas de production des éoliennes en commençant par analyser l'entente actuelle d'intégration éolienne.

3.2.2.1 UTILISATION D'UN PROFIL UNIFORME – CAS DE L'ENTENTE ACTUELLE

L'entente d'intégration éolienne actuelle (entente de 2005) utilise un profil uniforme en tout temps, comme on peut le constater en lisant son article 5.2.1.c :

Article 5.2.1.c

*Le Producteur s'engage, à chaque heure de l'année, à garantir au Distributeur une puissance égale à 35 % de la puissance contractuelle des parcs éoliens en exploitation commerciale, laquelle puissance ne peut excéder 346,5 MW (la « **puissance garantie** »).¹⁸*

Elle utilise également une formule de compensation financière pour les écarts entre l'énergie livrée par les parcs éoliens et l'énergie livrée par le Producteur (fournisseur du service d'intégration éolienne actuel) :

5.2.2 Énergie :

a) Le Producteur (i) reçoit l'énergie éolienne livrée au point de livraison telle que mesurée, à chaque heure de l'année, par les installations de comptage du Distributeur, et (ii) livre, en échange, au Distributeur de l'énergie au taux de puissance garantie à chaque heure de l'année.

¹⁸ R-3573-2005, Entente d'intégration éolienne, HQD-1, document 1, page 4.

b) Dans le cas où, pour une année donnée, la différence entre (i) L'énergie éolienne reçue par le Producteur et (ii) l'énergie livrée au taux de puissance garantie est positive, le Producteur doit payer au Distributeur un montant égal à cette différence multipliée par le prix prévu au paragraphe 6.3. Dans le cas où la différence est négative, le Distributeur doit payer au Producteur un montant égal à cette différence, en valeur absolue, multipliée par le prix prévu au paragraphe 6.3.¹⁹

Le tableau de l'annexe 2 donne, entre autres pour les deux dernières années (2011 et 2012), l'information sur l'énergie livrée par les parcs éoliens et l'énergie fournie par le Producteur, ainsi que les coûts associés. Les quantités d'énergie livrées par les éoliens étaient plus élevées que celles livrées par le Producteur aux premiers trimestres, alors que le contraire se produisait aux 2^e et 3^e trimestres de 2011 et 2012 respectivement. Pour le 4^e trimestre de 2011 et 2012, les écarts d'énergie étaient relativement faibles.

Le Distributeur n'a pu profiter pleinement du phénomène des livraisons éoliennes plus fortes en hiver qu'en été en raison, entre autres, de l'utilisation du profil uniforme en tout temps des retours d'énergie. Dans le cadre de l'entente d'intégration éolienne, le Distributeur a donc déboursé au Producteur des sommes de 14,8 M\$ et 29,1 M\$ en 2011 et 2012 pour l'achat d'énergie alors qu'il se trouve en situation de surplus énergétiques.

Les achats d'énergie peu utiles ou inutiles du Distributeur dans un contexte de surplus énergétique ont été notés par la Régie dans sa décision D-2012-144 lors de l'étude du renouvellement de l'entente d'intégration éolienne actuelle (dossier R-3799-2012, page 26) :

[115] La Régie constate également des données fournies pour l'année 2011 que l'écart entre les quantités prévues d'énergie produites annuellement par les parcs éoliens (35 %) et l'énergie effectivement livrée contraint le Distributeur à devoir rembourser le Producteur pour l'énergie qui dépasse le strict besoin d'équilibrage, et ceci dans un contexte de surplus énergétique.

Il est à noter que le Distributeur a reconnu lui-même que les livraisons uniformes à la hauteur de 35 % n'étaient plus appropriées dans le contexte actuel lors de l'étude du dossier R-3775-2011 (EGM)²⁰

De plus, dans l'État d'avancement 2009 du Plan d'approvisionnement 2008-2017 (page 25, lignes 11 à 23), le Distributeur a reconnu qu'il faut tenir compte du profil des besoins énergétiques du Distributeur dans une entente d'intégration éolienne et qu'il n'y avait plus d'intérêt pour le maintien de livraisons d'énergie uniformes tout au long de l'année :

En ce qui a trait au renouvellement de l'entente d'intégration éolienne, le Distributeur a déjà annoncé son intention d'y apporter certaines modifications. Elles portent, entre autres, sur le rehaussement des livraisons d'énergie en hiver et ce, conformément au profil des livraisons d'énergie éolienne et au profil des besoins du Distributeur.

L'analyse des données de production éolienne simulée a effectivement permis de constater que la production était beaucoup plus élevée en hiver qu'en été. De surcroît, depuis la signature de l'entente d'intégration éolienne actuellement en vigueur, les

¹⁹ *Ib.*, page 5.

²⁰ R-3775-2011, HQD-2, document 3, pages 4 à 5.

besoins du Distributeur ont grandement évolué vers un profil indiquant des besoins plus importants en hiver. Il n'y a donc plus d'intérêt pour le maintien de livraisons d'énergie uniformes tout au long de l'année. Ainsi, lors des mois de janvier et février, le Distributeur recherche des livraisons d'énergie correspondant à environ 45 % de la puissance éolienne installée. Le taux de livraison devrait s'établir à environ 20 % lors des mois de juillet et août. (Nous soulignons)

Compte tenu de ces informations, UC se demande²¹ pourquoi le Distributeur cherche aujourd'hui à acquérir un service d'intégration éolienne avec des retours d'énergie uniformes et recommande à la Régie de demander au Distributeur une démonstration chiffrée des avantages d'un tel service.

À défaut UC recommande que la Régie indique au Distributeur qu'il doit rechercher un produit dont le profil de livraisons s'apparentera tant à la demande qu'à la production éolienne.

3.2.2.2 PROFIL DE CONSOMMATION DES CLIENTS DU DISTRIBUTEUR

Le tableau 1 présente les besoins énergétiques de l'ensemble de la clientèle du Distributeur.

Tableau 1
Profils mensuels des besoins énergétiques
des consommateurs (excluant les réseaux autonomes)²²

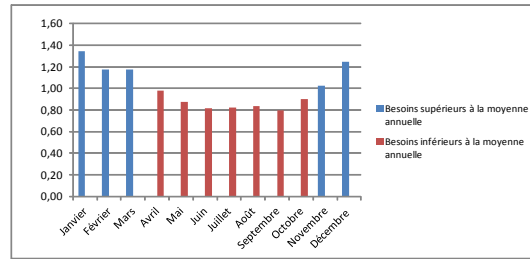
	Besoins énergétiques (GWh)	Ratio par rapport à la moyenne annuelle des besoins énergétiques
Janvier	18 995	1,34
Février	16 632	1,18
Mars	16 604	1,18
Avril	13 866	0,98
Mai	12 334	0,87
Juin	11 546	0,82
Juillet	11 670	0,83
Août	11 800	0,84
Septembre	11 222	0,79
Octobre	12 725	0,9
Novembre	14 519	1,03
Décembre	17 656	1,25
Total	169 569	
Moyenne	14131	1

Comme on peut le constater à la figure suivante, les besoins énergétiques des consommateurs de novembre à mars dépassent la moyenne annuelle, alors qu'à l'inverse ceux d'avril à octobre sont inférieurs à la moyenne annuelle.

²¹ Tout comme la Régie et plusieurs autres intervenants (voir par exemple, la question 6.5 de la Régie, les questions 2.2 et 2.4.2 de l'expert d'EBM et les questions 1.6 et 1.7 de la FCEI).

²² R-3854-2013, HQD-11, document 4, page 75.

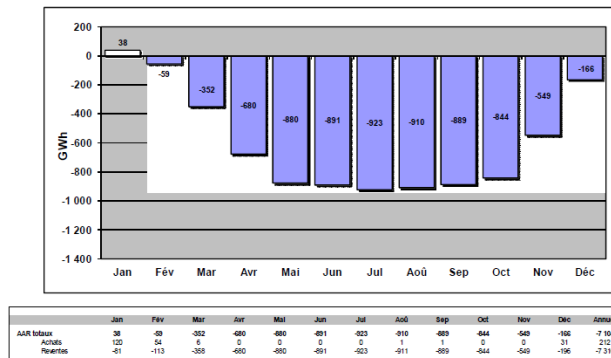
Figure 1
Profils mensuels des besoins énergétiques des consommateurs²³



En exigeant un profil uniforme en tout temps des retours d'énergie, le Distributeur risque d'avoir à acheter plus d'énergie pour combler les besoins de sa clientèle en hiver, même dans le cas où les éoliennes produisent plus d'énergie que la moyenne annuelle. Dans ce cas, le fournisseur du service d'intégration éolienne garde pour ses propres besoins ou activités commerciales toute quantité d'énergie dépassant la capacité de livraison moyenne annuelle des éoliennes, selon la caractéristique des livraisons proposées par le Distributeur.

Pour les mois d'avril à octobre, le Distributeur risque d'avoir à recevoir des retours d'énergie plus élevés que ses besoins. Cette situation pourrait, dans certains cas, forcer le Distributeur à revendre sur les marchés aux moments non propices, ce qui créerait des pertes financières que l'ensemble de la clientèle du Distributeur devrait assumer. UC rappelle que selon la preuve déposée par le Distributeur dans la demande R-3850-2013 et dont la figure suivante est tirée²⁴, les surplus énergétiques du Distributeur sont plus importants en période estivale qu'en période hivernale.

Figure 2
Bilan énergétique — Scénario suspension — Année 2014



²³ R-3854-2013, HQD-11, document 4, page 75

²⁴ R-3850-2013, HQD-1, document 1.

3.2.2.3 PRODUCTION ÉOLIENNE : PROFILS MENSUELS ET ALÉAS

L'utilisation d'un niveau de production éolienne annuel ou des profils temporels de production plus fins (par exemple profils mensuels) est un facteur important à considérer dans le choix des caractéristiques du service d'intégration éolienne, car ceci affecte la gestion des approvisionnements et leurs coûts.

Dans ce dossier, comme on l'a vu précédemment, le Distributeur se propose d'utiliser une valeur annuelle fixée à 35 % de la puissance installée des éoliennes qu'on appelle aussi le facteur d'utilisation annuel (F.U.).

En contrepartie, le profil mensuel de la production attendue des éoliennes sous contrat avec le Distributeur est très variable dans le temps tel que le démontre le tableau suivant.

Tableau 2
Profils mensuels des contributions
énergétiques attendues des éoliennes selon HQD²⁵

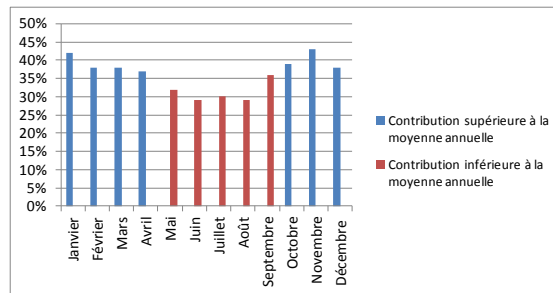
	Contribution énergétique attendue des éoliennes
Janvier	42%
Février	38%
Mars	38%
Avril	37%
Mai	32%
Juin	29%
Juillet	30%
Août	29%
Septembre	36%
Octobre	39%
Novembre	43%
Décembre	38%
Moyenne	36%

La figure suivante illustre les différents mois où la contribution énergétique attendue des éoliennes est supérieure ou inférieure à la moyenne annuelle. Elle montre clairement que la production éolienne est plus élevée durant les mois d'hiver où les besoins énergétiques des consommateurs sont importants. L'historique de la production réelle des parcs éoliens sous contrat avec le Distributeur de la période 2010-2012 montre également des livraisons d'énergie fort élevées en hiver.²⁶ On peut dès à présent se questionner quant à l'utilisation d'une moyenne annuelle de la production éolienne pour alimenter les besoins énergétiques des consommateurs québécois.

²⁵ R-3748-2010, HQD-4, document 8, page 5, tableau R-2.1

²⁶ HQD-2, document 4.1, page 4, tableau R-1.8 (Compléments de réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 1 de la FCEI, 25 octobre 2013).

Figure 3
Contributions énergétiques attendues des éoliennes
(F.U. mensuel)



Cette caractéristique est consignée dans un rapport du Distributeur publié en 2009 où l'on peut lire :

La production éolienne diffère de manière importante d'un mois à l'autre et elle est plus élevée durant les mois d'hiver;

Les profils mensuels de la production éolienne et de la charge sont étroitement rapprochés;

La production éolienne est plus élevée la nuit alors que la charge est plus basse.

Le phénomène voulant que la production éolienne soit plus forte durant les mois d'hiver que durant les mois d'été est généralisé en Amérique du Nord. Cependant, le profil des besoins en électricité caractérisé par une consommation et une pointe beaucoup plus fortes en hiver qu'en été est le propre de certaines provinces canadiennes seulement.²⁷

Dans le présent dossier, le rapport de l'expert du Distributeur, M. Philip Q. Hanser, soumet également que les contributions énergétiques des éoliennes aux États-Unis tendent à être relativement faibles en été alors que s'y produisent les périodes de pointe.²⁸

Les fortes contributions énergétiques des éoliennes en hiver pourraient être avantageuses pour le Distributeur et donc les consommateurs québécois, car elles permettraient de diminuer les coûts des approvisionnements requis pour cette période tout en fournissant aux consommateurs un service sécuritaire et fiable en énergie et en puissance.

À l'inverse, un approvisionnement constant tout le temps de l'année par le truchement du service d'intégration proposé par le Distributeur fait perdre aux consommateurs québécois cet avantage.

²⁷ « Évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne sous contrat avec Hydro-Québec Distribution – octobre 2009 » — Dossier R-3775-2011, HQD-1, document 1, page 6, référence 5.

²⁸ « Wind developers are allowed to participate in capacity markets. However, because the majority of the US markets are summer peaking and wind output tends to be low during peak hours, the name plate capacities of wind farms are significantly de-rated in capacity markets. Current market practice is to use a percentage of name plate capacity as the capacity value for wind. » Dossier R-3848-2013, Rapport de Philip Q. Hanser, HQD-1, document 2, page 11, lignes 13 à 17.

UC rappelle que le Distributeur est en mesure de prévoir les livraisons éoliennes et les besoins énergétiques des consommateurs au niveau mensuel. Elle souligne également que le choix d'une base temporelle (annuelle, mensuel ou autres) du service d'équilibrage a des impacts importants sur les coûts d'approvisionnements d'électricité que supporte l'ensemble des consommateurs québécois.

Dans le cas qui nous occupe, il est donc souhaitable de viser des retraits d'énergie plus élevés en hiver qu'en été dans un contrat de service d'intégration éolienne, sans modifier nécessairement la quantité annuelle.

Le Distributeur propose en outre que le niveau des retours d'énergie soit fixé à 35 % de la capacité installée des éoliennes :

Le fournisseur [du service d'intégration éolienne] retourne, en tout temps, une quantité d'électricité correspondant à 35 % de la quantité contractuelle.²⁹

Il précise aussi, en réponse à la question 14.3 de la DDR no 1 d'UC³⁰, qu'il cherche l'approbation de ces caractéristiques.

La Régie devrait donc statuer dans le présent dossier sur le niveau des retours d'énergie à la hauteur de 35 % de la puissance installée des éoliennes.

Or, ce niveau des retours d'énergie a des impacts importants sur les coûts de l'entente, puisqu'il constitue un intrant fondamental de la base de rémunération du service d'intégration éolienne :

Les soumissionnaires seront invités à soumettre un prix, par mégawattheure, s'appliquant aux retours d'énergie (retours d'énergie correspondant à 35 % de la quantité contractuelle).

[...] Finalement, compte tenu des incertitudes reliées aux volumes annuels de production éolienne, l'écart, positif ou négatif, entre la production éolienne réelle et les retours d'énergie contractuels fera l'objet d'une compensation entre le Distributeur et le fournisseur du service.³¹

La problématique du choix du niveau des retours d'énergie et des incertitudes reliées aux volumes annuels de production éolienne n'est pas nouvelle. Elle est présente dans l'entente d'intégration actuelle dont le niveau des retours d'énergie a aussi été fixé à 35 % de la puissance installée.

Comme on l'a vu précédemment, l'application de ce niveau de retours d'énergie dans l'entente actuelle a été une des causes de certaines situations désavantageuses pour le Distributeur en 2011 et 2012. En effet, en ces années, le Distributeur avait été contraint d'acheter de l'énergie chez le Producteur — fournisseur de service d'intégration éolienne — alors qu'il se trouve en situation de surplus énergétique.

Les données du Distributeur, tirées de l'annexe 2 et reproduites au tableau suivant, montrent que le coût de l'énergie (puissance complémentaire) s'élève à 14,79 et 29,14 M\$ respectivement en 2011 et 2012, pour un montant total de 44 M\$. Le prix unitaire de l'énergie

²⁹ HQD-1, document 1, page 7, lignes 11 à 12.

³⁰ HQD-2, document 8, page 26.

³¹ HQD-1, document 1, page 8, lignes 14 à 21.

obtenu par le Producteur se situe à 8,7 et 8,9 ¢/kWh, ce qui est bien supérieur au prix sur les marchés externes.

Tableau 3
Coûts de la puissance complémentaire (Article 7.3 de l'entente)

	2011	2012
Écart entre l'énergie livrée par le Producteur et l'énergie produite par les éoliennes (MWh)	170 094	326 901
Coût de l'énergie (M\$)	14,79	29,14
Prix unitaire de l'énergie (¢/kWh)	8,7	8,91

Bien que théoriquement la situation puisse s'inverser lorsque la production réelle des éoliennes est supérieure au niveau de 35 % de la puissance installée, ces cas concrets démontrent l'importance de bien estimer le niveau des retours d'énergie et la production des éoliennes, ainsi que de bien choisir les paramètres de la base de rémunération. La proposition du Distributeur de fixer les livraisons contractuelles à la hauteur de 35 % dans les cinq prochaines années ne tient pas compte des incertitudes reliées aux conditions de vent et aux autres aléas (température, pannes d'équipement, etc.), alors qu'il est connu que les livraisons réelles des parcs éoliens peuvent s'écarter grandement des livraisons fixées dans les contrats d'intégration éolienne (le tableau suivant montre que les écarts variaient entre 15 % et 21 % pour la période 2010-2012).

Tableau 4
Livraisons réelles et déterminées dans le contrat d'intégration éolienne actuel³²

	Moyenne des FU de l'énergie livrée par les parcs éoliens (livraisons réelles)	Moyenne contractuelle des FU des parcs en service	Écart
2010	30,6	37,1	21%
2011	31	37,6	21%
2012	30,6	35,2	15%

Le service d'intégration éolienne que le Distributeur cherche à acquérir devrait comporter une clause d'ajustement appropriée, tant pour le Distributeur que pour le fournisseur, afin de tenir compte de l'évolution de la capacité des parcs éoliens dans les prochaines années.

Selon une évaluation récente du Distributeur, les facteurs d'utilisation annuels contractuels des parcs éoliens en service seraient de 35,9 et 35,7 % en 2014 et 2015 respectivement (voir le tableau suivant). Pourtant, le Distributeur demande à la Régie d'approuver un facteur de 35 % comme caractéristiques du service d'intégration. UC note une incohérence dans les valeurs établies ou proposées par le Distributeur à cet égard et suggère que le Distributeur reformule cette caractéristique pour tenir compte de l'évolution des parcs éoliens dans les prochaines années.

³² HQD-2, document 1, page 20, tableau R-6.1.

Tableau 5
Moyenne contractuelle des F.U. annuels des parcs éoliens³³

Moyenne contractuelle des FU annuels des parcs éoliens	
2010	37,1
2011	37,6
2012	35,2
2013	35,9 (prévision)
2014	35,9 (prévision)
2015	35,7 (prévision)

Tel qu'il a été discuté précédemment, UC est d'avis que des retours d'énergie fixés à la hauteur de 35 % de la puissance contractuelle au niveau annuel seraient inappropriés; les retours d'énergie et donc les facteurs d'utilisation devraient être fixés sur la base d'une période temporelle plus fine, du moins au niveau mensuel.

Dans sa question 6.6 au Distributeur, la Régie a invoqué la possibilité de modifier, sur une base annuelle par exemple, le pourcentage des retours d'énergie à l'intérieur d'une plage définie :

Question Régie

6.6 Veuillez indiquer si le Distributeur a envisagé de se réserver la possibilité de modifier, sur une base annuelle par exemple, le pourcentage de retours d'énergie à l'intérieur d'une plage définie, afin de s'ajuster à l'évolution du FU réel de l'ensemble des parcs en service. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse du Distributeur :

Le fait de varier le taux de retour attendu créerait, pour les fournisseurs, une incertitude quant aux quantités livrables. Le Distributeur estime que ceci est susceptible de réduire la concurrence en vue de la prestation du service. De plus, une telle modalité exigerait une flexibilité plus grande de la part des fournisseurs potentiels, ce qui se reflèterait possiblement dans les prix soumis pour la fourniture du service.³⁴ (Nous soulignons)

Selon UC, la possibilité de varier des retours d'énergie pourrait être intéressante à la fois pour les fournisseurs de service d'intégration (évolution des marchés) et pour le Distributeur (évolution des parcs éoliens et des besoins énergétiques des consommateurs), pourvu que la plage de variation soit réalisable sur le plan technique. UC est donc en désaccord avec la position du Distributeur de ne pas considérer plus à fond la possibilité invoquée par la Régie.

³³ *Id.*

³⁴ HQD-2, document 1, pages 21 et 22.

3.2.2.4 RETOURS D'ÉNERGIE : POINT DE VUE DES FOURNISSEURS DE SERVICE

Le Distributeur indique qu'une modulation des retours d'énergie n'est pas souhaitable du point de vue des fournisseurs.

Question de la Régie

6.6 Veuillez indiquer si le Distributeur a envisagé de se réserver la possibilité de modifier, sur une base annuelle par exemple, le pourcentage de retours d'énergie à l'intérieur d'une plage définie, afin de s'ajuster à l'évolution du FU réel de l'ensemble des parcs en service. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse du Distributeur :

Le fait de varier le taux de retour attendu créerait, pour les fournisseurs, une incertitude quant aux quantités livrables. Le Distributeur estime que ceci est susceptible de réduire la concurrence en vue de la prestation du service. De plus, une telle modalité exigerait une flexibilité plus grande de la part des fournisseurs potentiels, ce qui se reflèterait possiblement dans les prix soumis pour la fourniture du service.

UC laisse les intervenants intéressés débattre de cette question.

3.2.3 RECOMMANDATIONS

UC recommande que la Régie rejette l'utilisation d'un profil uniforme des retours d'énergie telle que proposée par le Distributeur.

UC recommande à la Régie d'approuver l'utilisation d'un profil non uniforme des retours d'énergie, déterminés mensuellement ou sur une base temporelle plus fine, ou à tout le moins, qu'elle demande au Distributeur une démonstration chiffrée des avantages d'un service d'intégration éolienne avec des retours d'énergie uniformes.

UC recommande à la Régie qu'elle demande au Distributeur de lui soumettre des analyses économiques sur les caractéristiques du service d'intégration éolienne qui tiennent compte des besoins des consommateurs, de l'évolution prévisible des approvisionnements du Distributeur ainsi que de la variabilité des vents et qui démontrent que le coût total des approvisionnements est minimisé.

3.3 Garantie de puissance

3.3.1 DESCRIPTION DU SERVICE PROPOSÉ PAR LE DISTRIBUTEUR

La garantie de puissance inclut une portion de puissance complémentaire, soit 5 % de la puissance éolienne installée, ce qui correspond à la différence entre les retours d'énergie garantis en hiver³⁵ (35 % de la puissance éolienne en service commercial) et la contribution en puissance propre à la production éolienne, laquelle s'élève à 30 % de la puissance éolienne installée. Cette contribution correspond à celle utilisée dans le cadre des évaluations de la fiabilité de la zone d'équilibrage Québec, approuvées par le NPCC.

³⁵ Période débutant le 1^{er} décembre d'une année et se terminant le 31 mars de l'année suivante.

3.3.2 ANALYSE

À la question 7.3 de sa demande de renseignement, la Régie a interrogé le Distributeur sur la possibilité de limiter du 1^{er} décembre d'une année au 28 février de l'année suivante la période où s'applique la garantie de puissance. Le Distributeur indique que son portefeuille d'approvisionnement peut en effet être constitué d'achats de produits de puissance UCAP concentrés en janvier et février seulement. Il conclut sa réponse en affirmant que pour des raisons de fiabilité, il maintient la définition de la pointe d'hiver du 1^{er} décembre au 31 mars.

UC aurait souhaité que le Distributeur appuie sa réponse d'une démonstration quantitative illustrant la pertinence d'étendre la période de garantie de puissance à toutes les heures des quatre mois qu'il définit comme « période hivernale ». Par exemple, si le Distributeur limitait dans ce cas-ci la période d'hiver du 1^{er} décembre d'une année au 28 février de la seconde, pourrait-il acheter de la puissance garantie de court terme pour le mois de mars³⁶? La Régie et les intervenants n'ont donc aucune idée des impacts de ces paramètres sur les coûts d'intégration éolienne et les coûts d'autres ressources contribuant à la fiabilité en puissance des approvisionnements destinés aux consommateurs québécois.

Lors de l'étude de l'État d'avancement 2009 du plan d'approvisionnement la Régie avait interrogé le Distributeur sur sa stratégie d'acquérir une garantie de puissance par la nouvelle entente d'intégration éolienne qu'il proposait tout en lui demandant de tenir compte dans sa réponse de la possibilité d'acquérir de la puissance garantie additionnelle sur les marchés de court terme comme le UCAP.

Le Distributeur avait répondu qu'il recherchait un produit équilibré qui l'exempte de la prise en charge des impacts sur les services complémentaires, de la gestion quotidienne et horaire des aléas de production éolienne et qui permette d'obtenir des approvisionnements uniformes en énergie et en puissance.

UC comprend qu'en 2009, les quantités de production éolienne ainsi que les coûts annuels de l'intégration éolienne ne justifiaient peut-être pas de gestion quotidienne et horaire des aléas de production. Étant donné l'explosion des quantités désormais en cause, UC aurait souhaité que le Distributeur démontre que les caractéristiques du service recherché permettent d'en minimiser la facture, par exemple et sur la base de la possibilité invoquée par la Régie, en comparant les coûts de diverses options de services d'intégration éolienne où les marchés de court terme sont mis à contribution pour combler des besoins en puissance³⁷.

Ceci étant dit, UC note que la proposition du Distributeur apporte deux améliorations par comparaison à l'entente d'intégration éolienne actuelle.

Premièrement, la proposition du Distributeur limite la période de garantie de puissance à la période hivernale, au lieu d'une garantie pour tous les mois comme dans l'entente actuelle. Ceci réduit grandement les coûts associés à la garantie de puissance.

³⁶ Cette question sera abordée plus en détail à la section suivante en tant que piste de solution.

³⁷ *Id.*

La deuxième amélioration consiste à la reconnaissance du Distributeur selon laquelle les contributions énergétiques des éoliennes en hiver sont de 30 % et non de 15 %³⁸ comme dans l'entente actuelle. La valeur de 30 % de contribution propre des éoliennes en puissance pendant la période hivernale et celle de 5 % associée à la « puissance complémentaire » sont expliquées comme suit par le Distributeur :

3.3. Garantie de puissance

En Période d'hiver, les livraisons d'énergie doivent être assorties d'une garantie de puissance, conformément aux exigences des Règlements.

La garantie de puissance inclut une portion de puissance complémentaire, soit 5 % de la puissance éolienne installée, ce qui correspond à la différence entre les retours d'énergie garantis en hiver (35 % de la puissance éolienne en service commercial) et la contribution en puissance propre à la production éolienne, laquelle s'élève à 30 % de la puissance éolienne installée. Cette contribution correspond à celle utilisée dans le cadre des évaluations de la fiabilité de la zone d'équilibrage Québec, approuvées par le NPCC. [notes de bas de page omises].

Selon UC, cette amélioration devrait permettre des réductions de coûts relatifs à la garantie de puissance par rapport à l'entente actuelle. Ces améliorations répondent donc en quelque sorte à la demande de la Régie formulée dans sa décision D-2013-21 suite à l'examen du dossier tarifaire du Distributeur l'an dernier :

[61] La Régie approuve les coûts du service d'intégration éolienne au montant de 31,9 M\$, puisqu'elle a accepté les renouvellements de l'EIE considérés chaque fois comme temporaires. Elle considère cependant que le paramètre de la puissance contributive devrait être actualisé car toutes les parties, le Producteur, le Transporteur et l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (l'IREQ) s'entendent sur ce paramètre et qu'il est pris en compte par le Northeast Power Coordinating Council (NPCC) depuis 2009.

[62] L'AQCIE/CIFQ rappelle que le Distributeur a toujours soutenu que le coût de l'intégration éolienne serait de 0,5 ¢/kWh, alors que les coûts réels qui sont transmis aux consommateurs sont plutôt aujourd'hui de 1,2 ¢/kWh à 1,7 ¢/kWh. La Régie partage ce constat et, comme elle l'a exprimé à plusieurs reprises, réitère à nouveau sa préoccupation sur le niveau élevé des coûts d'intégration éolienne.

[63] La preuve soumise dans le présent dossier et le débat sur cet enjeu démontrent que les coûts de l'intégration éolienne sont très élevés. Ils doivent être ajustés à la baisse et les paramètres discutés plus haut doivent être modifiés dans les prochaines ententes à venir. La Régie demande au Distributeur de tenir compte de ces préoccupations lors de l'élaboration du prochain produit d'intégration éolienne.³⁹

³⁸ « Les parties retiennent l'hypothèse que les parcs éoliens fourniront, pour les 300 plus grandes valeurs horaires de consommation de la clientèle du Distributeur d'une année, une puissance garantie égale à 15 % de la puissance contractuelle des parcs éoliens en exploitation commerciale (la « quantité contributive estimée »). » Dossier R-3573-2005, Pièce HQD-1, document 1, « Entente d'intégration éolienne ».

³⁹ R-3814-2012, D-2013-21, pages 18 à 19.

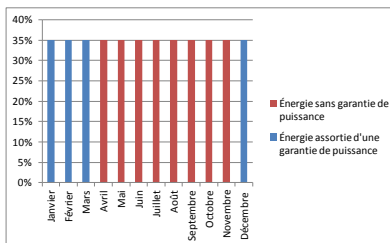
3.3.3 PISTES DE SOLUTION POUR DIMINUER LES COÛTS D'INTEGRATION EOLIENNE

3.3.3.1 GARANTIE DE PUISSANCE EN HIVER ET CONTRIBUTION PROPRE EN PUISSANCE DES ÉOLIENNES

La proposition du Distributeur a pour effet que les retours d'énergie se composent de deux catégories d'énergie distinctes (retours d'énergie avec et sans garantie de puissance en hiver) sans que cela affecte d'une façon quelconque la sécurité et la fiabilité des approvisionnements (voir la figure 4).

UC ne remet pas en question ce principe; au contraire, elle estime que le Distributeur devrait chercher davantage à réduire les coûts d'approvisionnement tout en respectant les critères de fiabilité en puissance et en énergie fixés par la Régie.

Figure 4
Catégories d'énergie contenues
dans la proposition du Distributeur



La garantie de puissance en hiver à la hauteur de 35 % pourrait être scindée en deux parties :

- une première partie comportant une garantie de puissance à la hauteur de 30 % qui serait contenue dans le service d'équilibrage
- une deuxième partie comportant une garantie de puissance à la hauteur de 5 % qui serait achetée sur les marchés.

UC est d'avis que ceci contribuerait à réduire davantage les coûts d'approvisionnement car l'achat des produits de puissance sur les marchés profiterait de la disponibilité des produits et de la concurrence d'un nombre de fournisseurs plus élevé que celui des fournisseurs de service d'intégration éolienne qui semble être relativement limité. À cet égard, le Distributeur a reconnu ce qui suit :

*L'étape de qualification réalisée en 2012 a permis au Distributeur d'évaluer l'intérêt et la capacité de différents fournisseurs à fournir le service d'intégration éolienne. Elle a de plus permis d'apprécier le niveau de concurrence pour la fourniture de ce type de service au Québec. Il en ressort qu'au plus deux ou trois fournisseurs peuvent se livrer une concurrence sur une portion très limitée des quantités recherchées, alors qu'un seul fournisseur s'est qualifié pour offrir le service d'intégration sur l'ensemble des quantités recherchées.*⁴⁰

⁴⁰ HQD-1, document 1, page 14, lignes 7 à 13.

Selon les données du Distributeur, les quantités de produits de puissance à acheter sur les marchés varieraient de 112 MW à 157 MW entre 2014 et 2018 (voir le tableau 6). Ceci est donc tout à fait réalisable par le truchement des interconnexions avec les réseaux voisins.

Tableau 6
Puissance installée totale des éoliennes (Éolien 1, 2 et 3)⁴¹

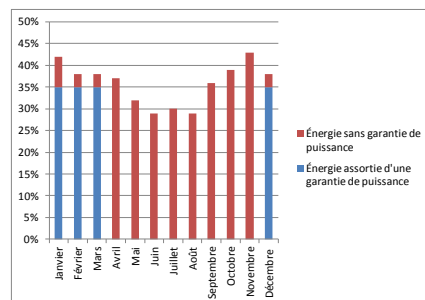
	2014	2015	2016	2017	2018
Puissance installée totale (MW)	2 248	2 729	3 139	3 139	3 139
Total - 35 % puissance installée (MW)	787	955	1 099	1 099	1 099
5 % Puissance installée totale (MW)	112	136	157	157	157

En revanche, les quelques fournisseurs potentiels du service d'intégration éolienne auraient moins de quantité de puissance à garantir en hiver.

Évidemment, la proposition d'UC n'affecte en rien la fiabilité en puissance des approvisionnements car la quantité totale de la puissance à garantir est la même dans les deux cas.

La figure 5 présente, dans le cas où les retours d'énergie étaient prédéterminés sur une base mensuelle, la répartition entre l'énergie sans garantie de puissance et l'énergie assortie d'une garantie de puissance. Cette figure est très différente de la figure 4 mais reflète probablement mieux les besoins et les ressources énergétiques du Distributeur d'ici les cinq prochaines années.

Figure 5
Retours d'énergie prédéterminés variables selon le mois



Au niveau de la fiabilité en énergie pendant les mois d'hiver, UC soumet que cela ne devrait pas poser de problème, car :

- le bilan en énergie présenté par le Distributeur dans l'État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020 (tableau 4.1, page 22, émis le 1^{er} novembre 2012) montre des surplus importants pour la période 2014-2018;
- Le Distributeur a encore des quantités appréciables d'électricité patrimoniale inutilisée pour cette période;
- Le Distributeur n'a pas utilisé la pleine capacité de la banque d'énergie différée issue des conventions d'énergie différée signée avec le Producteur.⁴²

⁴¹ HQD-2, document 8, page 3, tableau R-1.1

- *Pour l'année 2014 en particulier, le Distributeur rapporte en août 2013 qu'il fait face à des surplus énergétiques de 13,4 TWh avant le déploiement des moyens de gestion et qu'il ne procédera à aucun rappel d'énergie en vertu des Conventions.*⁴³

Il importe toutefois de s'interroger quand au respect des Décrets en ce qui concerne le maintien d'un niveau de puissance garantie de 30 % de la puissance installée des éoliennes.

A priori, comme stipulé à la section 2, les Décrets ne mentionnent aucun niveau spécifique de puissance garantie ou puissance complémentaire. En outre, pour répondre à cette question, il faut comprendre ce que signifie « puissance complémentaire » dans le contexte de l'équilibrage éolien (« balancing » en anglais).

Ce dernier a pour but de ramener les livraisons d'électricité à un utilisateur à un niveau donné, compte tenu du fait que les productions éoliennes varient beaucoup dans une période de temps donnée.

À titre d'exemple, la production éolienne à un moment donné peut être de seulement 20 %⁴⁴ de sa capacité installée alors que le Distributeur désire un minimum garanti à la hauteur de 30 % par exemple. Dans ce cas, le fournisseur du service d'intégration éolienne devrait fournir une puissance complémentaire de 10 % (30 % moins 20 %).

En exigeant une puissance garantie de 30 %, le Distributeur respecte donc le principe de recourir à la « puissance complémentaire » dans les services d'équilibrage éolien mentionnés dans les Décrets.

UC est consciente que le Distributeur donne à l'expression « puissance complémentaire » toute puissance en supplément à la puissance moyenne en hiver évaluée à 30 % de la puissance installée des éoliennes, mais il s'agit là d'un sens limité de l'expression « puissance complémentaire ».

Finalement, tel qu'il a été souligné par le Distributeur dans sa preuve, la valeur de 30 % de contribution propre à l'énergie éolienne en puissance pendant la période de pointe correspond à celle utilisée dans le cadre des évaluations de la fiabilité de la zone d'équilibrage Québec approuvées par le NPCC.⁴⁵ L'utilisation d'une garantie en puissance à la hauteur de 30 % de la puissance installée des éoliennes dans les contrats d'équilibrage serait cohérente avec les données à cet égard soumises au NPCC.

Il convient de noter que la valeur de 30 % associée à la contribution propre en puissance des éoliennes représente une hypothèse du Distributeur, faisant suite à l'obtention des résultats de certaines évaluations qui établissent cette contribution propre à 29 %, 32 % et 36 %, en fonction

⁴² État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020 (tableau 4.1, page 22), émis le 1er novembre 2012.

⁴³ R-3854-2013, HQD-5, document 1, page 12, lignes 4 à 9.

⁴⁴ Selon un rapport du Distributeur, le facteur d'utilisation des éoliennes à l'heure de pointe du réseau peut être très bas, se situant dans la fourchette de 5,3 % à 20,7 %, par comparaison à la moyenne se situant entre 42,0 % et 46,8 %. [Source : HQD, « Évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne sous contrat avec Hydro-Québec Distribution », page 9 — octobre 2009.]

⁴⁵ HQD-1, document 1, page 11, lignes 15 à 18.

des données et méthodes de simulation utilisées⁴⁶. L'hypothèse utilisée par le Distributeur date de 2009; son utilisation pour le contexte actuel commande certaines réserves.

UC recommande donc que la Régie limite la garantie en puissance dans les contrats de service d'équilibrage à un niveau équivalent à la contribution propre en puissance évaluée par le Distributeur à 30 % de la puissance installée des éoliennes, sous réserve que cette dernière valeur soit encore appropriée dans le contexte énergétique actuel du Distributeur.

3.3.3.2 OPPORTUNITÉ DE RACCOURCIR LA PÉRIODE HIVERNALE DE GARANTIE DE PUISSANCE

UC est d'avis qu'il y a lieu de discuter de l'opportunité de raccourcir la période hivernale de garantie de puissance en vue de réduire davantage les coûts d'approvisionnement tout en respectant les critères de fiabilité en puissance et en énergie en vigueur.

En définissant la période d'hiver du 1^{er} décembre au 31 mars de l'année suivante, soit une période de 2 904 heures (voir le tableau 7), la proposition du Distributeur à cet égard implique des coûts de garantie de puissance sur toute cette période. Or, le critère de fiabilité en puissance de la Régie et du NPCC se rapporte sur les 300 heures de forte charge sans spécifier leur occurrence.

De plus, la Régie note qu'aux fins de l'évaluation de la fiabilité, le NERC définit la période d'hiver du 1^{er} décembre au 28 février pour la période de pointe 2012-2013 :

For the 2012/2013 winter operating period (December 1, 2012 through February 28, 2013), all of the assessment areas [dont le Québec] are projecting sufficient resources to meet winter peak demands.⁴⁷ [nous soulignons]

Tableau 7
Répartition des heures durant les mois d'hiver

	Nombre de jours	Nombre d'heures	Part
Décembre	31	744	26%
Janvier	31	744	26%
Février	28	672	23%
Mars	31	744	26%
Total	121	2904	100%

Par sa question 7.3, la Régie a demandé au Distributeur de commenter l'opportunité de définir la période d'hiver du 1^{er} décembre d'une année au 28 février de l'année suivante, à l'instar du NERC. La réponse du Distributeur se lit comme suit :

Réponse du Distributeur :

[...] 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. En effet, une partie des 300 heures de plus fortes charges survient en mars.

⁴⁶ HQD, « Évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne sous contrat avec Hydro-Québec Distribution » — octobre 2009.

⁴⁷ HQD-2, document 1, page 23, référence (iii) de la question 7 de la DDR no 1 de la Régie.

À cet égard, il est requis, pour le Distributeur, d'assurer la fiabilité des approvisionnements toute l'année et de déployer à cette fin tous les moyens requis en puissance et en énergie. Bien que les besoins du mois de janvier soient normalement plus élevés que ceux de décembre ou mars, le maintien d'une quantité de puissance suffisante ne saurait se limiter aux seuls mois où la pointe annuelle se manifeste le plus fréquemment.

De plus, l'utilisation des plus grandes contributions de l'électricité patrimoniale étant planifiée à la pointe, donc généralement au mois de janvier, la disponibilité de l'approvisionnement patrimonial en décembre et en mars est généralement réduite et des approvisionnements additionnels dont la puissance est garantie sont alors nécessaires.

Ainsi, pour des considérations de fiabilité, il serait imprudent de définir la période d'hiver en excluant les mois de décembre ou mars dans les contrats d'approvisionnement de long terme du Distributeur. Il est donc nécessaire que le portefeuille d'approvisionnement du Distributeur comporte des approvisionnements garantis sur l'ensemble de la période d'hiver, soit du 1^{er} décembre au 31 mars.

Il est vrai qu'une portion limitée du portefeuille d'approvisionnements du Distributeur peut être constituée d'achats de produits de puissance UCAP concentrés en janvier et février seulement. De la même manière, seule une portion des besoins peut être comblée avec des moyens dont l'utilisation est limitée à quelques heures par année. Toutefois, la majorité des approvisionnements en puissance doit être disponible tout au long d'une période qui s'étend de décembre à mars inclusivement, comme c'est notamment le cas pour l'option d'électricité interruptible. Sans la garantie de puissance associée à ces moyens (notamment l'électricité interruptible et le service d'intégration éolienne), d'autres approvisionnements devraient nécessairement être acquis pour compenser, ceci afin d'assurer la fiabilité et la sécurité des approvisionnements.

En somme, pour des raisons de fiabilité, le Distributeur maintient que la définition de la pointe d'hiver du 1^{er} décembre au 31 mars est nécessaire et justifiée.⁴⁸ (Nous soulignons)

Dans sa réponse, le Distributeur a omis de considérer la probabilité d'occurrence des heures de fortes charges en mars par rapport à celle des autres mois d'hiver, alors que les évaluations de fiabilité en puissance en tiennent compte.

De plus, le Distributeur affirme que « la disponibilité de l'approvisionnement patrimonial en décembre et en mars est généralement réduite et des approvisionnements additionnels dont la puissance est garantie sont alors nécessaires ». En même temps, dans l'État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2008-2017 et dans le dossier tarifaire de cette année (R-3814-2013), le Distributeur montre d'importantes quantités d'électricité patrimoniale inutilisée dans les prochaines années. Selon UC, cet aspect devrait donc être clarifié, non pas par des énoncés généraux mais par des évaluations chiffrées.

⁴⁸ HQD-2, document 1, page 25.

UC remarque que la thèse du Distributeur ne tient pas compte de la nature des coûts de la puissance garantie dans un contrat d'intégration éolienne et celle d'autres approvisionnements en puissance. En effet, les coûts associés à la puissance garantie sont fixes, indépendamment de l'évolution des besoins énergétiques du Distributeur. À l'inverse, le Distributeur peut ajuster la quantité de puissance garantie à acheter selon ses besoins. Inutile de rappeler combien de fois le Distributeur a révisé à la baisse ses prévisions de la demande ces dernières années et combien de millions de dollars les consommateurs québécois ont dû éponger à travers leurs tarifs d'électricité à cause de ces révisions.

Quel poids donner à la possibilité que la pointe et les heures de fortes charges se produisent en mars au cours des prochaines années? Est-il justifié de s'engager pour l'achat de puissance garantie en mars à coût fixe sans possibilité d'ajustement en fonction de l'évolution des besoins? Seule une évaluation sérieuse et chiffrée peut répondre à ces questions et seul le Distributeur dispose de données (production attendue des éoliennes, évolution des besoins, etc.) nécessaires pour la réaliser.

UC recommande que la Régie demande au Distributeur de lui soumettre, dans un délai raisonnable, les résultats chiffrés d'une évaluation de l'opportunité de raccourcir la période hivernale de garantie de puissance prévue dans l'appel d'offres pour le service équilibrage, en vue de réduire les coûts d'approvisionnement tout en respectant les critères de fiabilité en puissance et en énergie en vigueur.

3.4 Services complémentaires et indissociabilité

3.4.1 DESCRIPTION DU SERVICE PROPOSÉ PAR LE DISTRIBUTEUR

Selon le Distributeur, le service d'intégration éolienne, lequel permet d'équilibrer des livraisons qui fluctuent de minute en minute et qui sont accompagnées d'incertitudes importantes, procure implicitement les services complémentaires requis pour l'intégration de la production éolienne.

3.4.2 ANALYSE

Le Texte des tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec indique à l'annexe 8 (Services complémentaires associés à l'alimentation de la charge locale) :

Le Distributeur doit fournir, ou obtenir de ses fournisseurs d'électricité que ceux-ci fournissent, les services complémentaires indiqués ci-dessous qui sont requis pour assurer en tout temps la sécurité et la fiabilité du réseau de transport.

Concernant spécifiquement les services complémentaires requis l'intégration éolienne, le Distributeur avoue explicitement, dans son complément de réponse à une demande de renseignement de la Régie dans le cadre de la demande R-3799-2012 (HQD-2-document 1.1), être dans l'inconnu.

Question de la Régie

4.3 Pour chacun de ces services complémentaires, veuillez préciser les quantités de puissance et d'énergie, le cas échéant, à fournir par le Distributeur au Transporteur

Réponse du Distributeur

Les besoins en services complémentaires sont constitués des quantités énoncées dans l'Entente de services complémentaires, auxquelles il faut ajouter les besoins reliés à l'intégration éolienne et ceux associés à la croissance de la charge.

En ce qui concerne la quantité exacte de services complémentaires exclusivement attribuable à l'intégration éolienne, le Distributeur et le Transporteur n'ont jamais eu à réaliser une telle évaluation, puisque, en vertu de l'Entente d'intégration éolienne, Hydro-Québec Production se trouvait de facto à fournir tous les services complémentaires requis.

Le résultat des études réalisées en 2009 et déposées à la Régie a été utilisé dans l'élaboration de l'Entente globale de modulation. Toutefois, ces études reposaient sur la prémisse que les marges disponibles entre les limites maximales incluses à l'Entente de services complémentaires et les services complémentaires réellement utilisés pour la livraison de l'électricité patrimoniale seraient rendues disponibles pour couvrir les impacts de la production éolienne. Or, cette approche appliquée dans l'Entente globale de modulation ne peut être transposée dans un contexte différent.

En plus, le contexte réglementaire qui établit les conditions de livraison de l'électricité patrimoniale et des services complémentaires associés fait en sorte qu'un seul fournisseur a été jusqu'à maintenant impliqué dans la fourniture des services complémentaires. La nécessité de réévaluer les quantités de services requis ne s'est pas imposée puisque les ententes en place et exigées par la réglementation (l'Entente de services complémentaires et l'Entente d'intégration éolienne) ont jusqu'à maintenant permis de satisfaire à l'ensemble des besoins du réseau.

Par ailleurs, la croissance et la modification du profil de la charge peuvent occasionner des besoins additionnels de services complémentaires qui pourraient éventuellement nécessiter l'acquisition de services complémentaires additionnels. Quoiqu'il soit possible de relever, dans les données historiques, certaines situations de dépassement par rapport aux balises contenues dans l'Entente de services complémentaires, une analyse exhaustive de tous les services complémentaires requis, réalisée à partir de données reflétant les conditions d'exploitation du réseau en temps réel, n'a pas été effectuée.

Une telle analyse requerrait des études statistiques exhaustives afin d'évaluer les impacts de l'obtention de différents niveaux de services sur la fiabilité et le comportement du réseau. Les systèmes permettant la collecte, l'archivage et la validation des données nécessaires devraient être préalablement mis en place. Ainsi, le Distributeur et le Transporteur évaluent qu'un délai d'au moins un an est requis avant que des résultats, voire même préliminaires et partiels, soient disponibles. (Nous soulignons)

UC se demande si le service d'intégration éolienne a été conçu par le Distributeur pour pallier le manque d'information sur la nature et les quantités de services complémentaires nécessaires. UC note que le sujet est complexe et qu'à l'heure actuelle, il y a plus de questions que de réponses, UC entend suivre le débat et se prononcera au besoin sur le sujet.

3.5 Base de rémunération du service d'intégration éolienne

3.5.1 DESCRIPTION DU SERVICE PROPOSÉ PAR LE DISTRIBUTEUR

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver les caractéristiques du service d'intégration éolienne qu'il propose. Au paragraphe 7 de sa demande⁴⁹, il précise que « *les caractéristiques du produit recherché afin de succéder à l'entente 2005 sont plus amplement détaillées à la section 2 de la pièce HQD-1, document 1* ». Cette section inclut le paragraphe 2.6 (page 8) intitulé « Base de rémunération du service d'intégration éolienne ».

3.5.2 ANALYSE

UC comprend que la base de rémunération fait partie des caractéristiques du service d'intégration éolienne proposées par le Distributeur et que par conséquent, la Régie devrait se prononcer sur cette caractéristique, à la suite du débat sur ce sujet dans le présent dossier.

Le Distributeur décrit, dans son document HQD-1, document 1 du 20 juin 2013 déposé avant ses compléments de réponses à la demande de renseignements no 1 de la FCEI⁵⁰, sa proposition relative à la base de rémunération du service d'intégration éolienne comme suit :

2.6. Base de rémunération du service d'intégration éolienne

Les soumissionnaires seront invités à soumettre un prix, par mégawattheure, s'appliquant aux retours d'énergie (retours d'énergie correspondant à 35 % de la quantité contractuelle). Ils pourront également soumettre un prix applicable aux écarts entre la prévision de production éolienne et la production éolienne réelle.

Enfin, compte tenu des incertitudes reliées aux volumes annuels de production éolienne, l'écart, positif ou négatif, entre la production éolienne réelle et les retours d'énergie contractuels fera l'objet d'une compensation entre le Distributeur et le fournisseur du service.⁵¹

UC comprend également que les soumissionnaires devraient refléter leurs coûts associés à la garantie de puissance⁵² et aux services complémentaires⁵³ dans leurs prix, par mégawattheure, s'appliquant aux retours d'énergie⁵⁴. À titre de comparaison, l'entente en vigueur stipule

⁴⁹ HQD-1, document 1.

⁵⁰ HQD-2, document 4.1, pages 4 à 6.

⁵¹ HQD-1, document 1, page 8, lignes 14 à 21.

⁵² Le Distributeur a confirmé que le prix de la garantie de puissance est intégré au prix des retours d'énergie dans sa réponse à la question 8.1 de l'ACEFO :

8.1 Veuillez spécifier si les bases de rémunération définies à la section 2.6 prévoient un prix spécifique pour la garantie de puissance en hiver.

Réponse :

Non. La 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. (HQD-2, document 2, page 8).

⁵³ Le Distributeur et le Transporteur ont confirmé que le service d'intégration éolien, tel que défini par le Distributeur, inclut les services complémentaires, en réponse à la question 9.1 de la Régie. (HQD-2, document 1, page 31.)

⁵⁴ Relativement à la garantie de puissance, les pénalités envisagées par le Distributeur sont décrites dans sa réponse à la question 13.3 d'UC :

13.3 Veuillez indiquer la base envisagée par le Distributeur pour établir les pénalités additionnelles mentionnées à la référence (ii).

un prix distinct applicable à la *puissance complémentaire*, au taux de 80 \$/kW-an, indexé à 2 % par année à compter du 1^{er} janvier 2007.⁵⁵

Par ailleurs, tel que confirmé par le Distributeur en réponse à la question 2.1 de la DDR n° 1 de la Régie, les coûts de transport, par exemple, les coûts associés aux infrastructures de communication, devront être tenu compte dans les prix offerts par les soumissionnaires, mais ils ne sont pas directement considérés dans le processus de sélection des offres.⁵⁶

La base de rémunération proposée par le Distributeur comporte trois sortes de prix pour refléter tous les coûts associés au service d'équilibrage :

- Le prix par mégawatt-heure des retours d'énergie [incluant notamment le coût de la puissance garantie];
- Le prix applicable aux écarts entre la prévision de production éolienne et la production éolienne réelle que les soumissionnaires pourront proposer dans leurs soumissions respectives⁵⁷;
- Le prix de l'énergie à titre de compensation pour l'écart, positif ou négatif, entre la production éolienne réelle et les retours d'énergie contractuels.

La proposition du 20 juin 2013 du Distributeur ne fournit aucune précision sur les paramètres de la compensation pour l'écart entre la production éolienne réelle et les retours d'énergie contractuels (les types de marché, leurs prix, ou comme dans l'entente actuelle, les coûts de production des éoliennes, etc.). Le Distributeur se contente d'indiquer que des paramètres seront précisés lors de l'appel d'offres et que les soumissionnaires seront invités à proposer une formule de prix, en réponse à la question 13.2 d'UC :

Question d'UC

3.2 Veuillez indiquer la base (prix de marché, prix d'acquisition d'énergie éolienne, etc.) pour établir le prix applicable à la compensation des écarts entre la production éolienne réelle et les retours d'énergie contractuels.

Réponse du Distributeur :

*Les soumissionnaires seront invités à proposer une formule de prix en fonction de paramètres qui seront précisés lors du lancement de l'appel d'offres.*⁵⁸

D'autre part, dans son document du 20 juin 2013, le Distributeur n'indique pas non plus si les prix pour la compensation seront prédéterminés ou non, alors qu'il proposait, dans l'appel de

Réponse :

Ces pénalités seront établies selon des principes comparables à ceux déterminant les pénalités des contrats de type UCAP que le Distributeur conclut à chaque hiver avec ses fournisseurs. De plus, une clause de révision des quantités contractuelles, en cas de non-respect des engagements d'un fournisseur en période d'hiver, sera intégrée aux contrats à être conclus.

⁵⁵ R-3573-2005, HQD-1, document 1, page 5, article 6.2.

⁵⁶ HQD-2, document 1, page 7.

⁵⁷ Le prix pour les écarts de prévision (article 7.1) est fixé à 0,1 ¢/kWh de l'entente actuelle. Le coût des écarts de prévision était de 0,26 M\$ en 2012, soit 0,6 % du coût total du service. Voir à ce propos l'annexe 2.

⁵⁸ HQD-2, document 8, pages 24 à 25.

qualification en prévision d'un appel d'offres pour l'acquisition d'un service d'intégration éolienne, qu'ils le soient.⁵⁹

L'entente en vigueur comporte un prix pour l'écart entre les livraisons réelles des parcs éoliens et l'énergie livrée par le Producteur. Ce prix est établi à 7,5 ¢/kWh indexé au taux de 2,5 % par année à compter du 1^{er} janvier 2006.⁶⁰ En 2012, le coût des écarts entre les livraisons réelles des éoliennes et l'énergie fournie par le Producteur était de 29 M\$ sur un coût total du service d'équilibrage de 44,7 M\$⁶¹. Le coût de compensation, à la hauteur de 65 % du coût total du service en 2012, est donc un élément important à examiner.

En réponse à la question 8.6 de la FCEI et à la question 13.1 d'UC, le Distributeur reste vague sur la méthode qu'il utilisera pour pondérer les différentes bases de rémunération du service d'intégration éolienne afin d'obtenir un critère global comparable :

Question de la FCEI

8.6 Veuillez décrire la méthode qui sera utilisée par le Distributeur pour pondérer les trois bases de rémunération de la référence (iii) afin d'obtenir un critère monétaire global comparable. (Par exemple, un fournisseur A pourrait être le plus bas soumissionnaire pour deux bases alors que le fournisseur B serait le plus bas soumissionnaire pour la troisième base.)

Réponse du Distributeur :

Voir la réponse à la question 13.1 de la demande de renseignements no 1 d'UC à la pièce HQD-2, document 8.⁶²

Question d'UC

13.1 Veuillez décrire de la façon la plus précise possible la méthode avec laquelle le Distributeur pondèrera, dans son évaluation des offres, des coûts associés aux retours d'énergie et ceux associés aux écarts entre la prévision de production éolienne et la production éolienne réelle.

Réponse du Distributeur :

Le Distributeur évaluera le coût global des offres reçues sur la base des prix soumis pour les retours d'énergie, pour l'écart entre la production éolienne réelle et les retours d'énergie contractuels et, s'il y a lieu, pour les écarts entre la prévision de production éolienne et la production éolienne réelle.⁶³

Sans connaître la méthode de pondération de ces différentes bases de prix qui n'ont pas la même importance selon le point de vue⁶⁴, il serait difficile sinon impossible d'apprécier la base de rémunération proposée par le Distributeur.

⁵⁹ Dossier R-3806-2012, EBM-6, page 10.

⁶⁰ Dossier R-3573-2005, HQD-1, document 1, article 6.3, page 5.

⁶¹ Suivi de la décision D-2006-27, page 6, tableau 1.

⁶² HQD-2, document 4, page 16.

⁶³ HQD-2, document 8, page 24.

⁶⁴ Par exemple, un mégawatt-heure de retour d'énergie en période hivernale par opposition à un mégawatt-heure d'écart de prévision de la production éolienne.

Dans sa réplique à la contestation de la FCEI, le Distributeur semble indiquer que la base de rémunération du service d'intégration éolienne et la méthode de pondération de ses différentes composantes n'ont pas de lien avec les caractéristiques du service d'équilibrage éolien :

Le Distributeur précisera la méthode d'évaluation à la suite de la décision de la Régie dans le présent dossier, qui porte sur l'approbation des caractéristiques des services d'équilibrage éolien.⁶⁵

Ceci est clairement en contradiction avec sa demande, plus précisément le paragraphe 7 et la section 2 de la pièce HQD-1, document 1.

Selon UC, en raison de la variabilité relativement grande de la production éolienne et du fait que l'énergie demandée par le Distributeur à la hauteur de 35 % de la puissance installée des éoliennes se base sur une estimation qui comporte une marge d'erreur, l'écart entre les productions éoliennes et l'énergie demandée pourrait être très élevé dans les prochaines années. Par conséquent, la compensation pour cet écart pourrait représenter des coûts importants à supporter par les consommateurs.

Le 17 octobre 2013, la Régie a demandé au Distributeur de fournir des compléments de réponse à la question 8.6 de la FCEI à l'égard de la pondération des composantes de la base de rémunération dans les termes suivants :

La Régie est d'avis qu'il est pertinent d'examiner la pondération des composantes de la rémunération du service d'intégration éolienne dans le cadre de son examen de la demande du Distributeur visant l'approbation de l'utilisation d'un seul critère de sélection, de nature monétaire, à l'étape 2 du processus de sélection des offres.⁶⁶

Le 25 octobre 2013, le Distributeur présente ses compléments de réponses à la question 8.6 de la FCEI. Il fournit en premier lieu ce qui suit :

*Le Distributeur recevra de chaque soumissionnaire **un prix distinct** pour les trois éléments suivants :*

- *les retours d'énergie (35 % de la quantité contractuelle) ;*
- *l'écart entre la production éolienne réelle et les retours d'énergie contractuels ;*
- *l'écart entre la production éolienne réelle et la prévision de production éolienne, selon l'horizon de prévision déterminé par chaque soumissionnaire.*

*Le Distributeur calculera un **coût global** pour chaque offre reçue, basé sur la quantité contractuelle proposée. »⁶⁷ (Nous soulignons)*

UC note dans ce complément de réponses du Distributeur certaines précisions par rapport à sa proposition du 20 juin 2013.

Premièrement, selon ce complément de réponses du Distributeur, les soumissionnaires seront invités à soumettre les prix pour chacune des composantes du service d'intégration éolienne,

⁶⁵ Lettre du 9 octobre du Distributeur, page 2.

⁶⁶ Régie de l'énergie, D-2013-169, paragraphe 10, page 5.

⁶⁷ HQD-2, document 4.1, page 5.

dès l'étape de soumission, alors que la proposition du 20 juin 2013 ne précisait pas le moment de négociation ou de présentation du prix de certains services:

*ils [les soumissionnaires] **pourront** également soumettre un prix applicable aux écarts entre la prévision de production éolienne et la production éolienne réelle » (nous soulignons)*

*...
l'écart, positif ou négatif, entre la production éolienne réelle et les retours d'énergie contractuels **fera** l'objet d'une compensation entre le Distributeur et le fournisseur du service »⁶⁸ (Nous soulignons)*

Deuxièmement, le complément de réponses précise que le Distributeur calculera un coût global pour chaque offre reçue, basé sur la quantité contractuelle proposée. Le coût global de chaque offre, ramené en \$/MWh, servira à la comparaison et à la sélection des offres.⁶⁹

Ainsi, selon le Distributeur, le coût global de chaque soumission correspondra à la somme des trois éléments mentionnés précédemment. Afin de comparer les soumissions, le coût global sera ramené en \$/MWh, soit en divisant le coût global par le volume d'énergie annuel correspondant aux retours d'énergie contractuels.⁷⁰

De cette manière, le critère du coût global englobe plusieurs services de nature différente.

À titre d'exemple, le kWh provenant des livraisons contractuelles serait utile à la consommation des clients du Distributeur, mais non le kWh représentant l'écart entre la production prévue par le Distributeur et la production réelle des éoliennes. À notre connaissance, ce dernier dépend de la performance du Distributeur dans la prévision des conditions du vent et de la production éolienne.

UC comprend donc que le coût global sera calculé sans aucune pondération des trois services. UC rappelle que, selon sa compréhension, le coût des retours d'énergie englobe le coût de la puissance complémentaire.

Le complément de réponses du Distributeur précise aussi la façon de déterminer la compensation pour l'écart entre la production éolienne réelle et les retours d'énergie:

Afin d'établir la valeur annuelle de cette compensation, le Distributeur supposera, pour chaque soumission, le même écart de livraison, en %. Le volume d'énergie annuel correspondant à cet écart sera multiplié par le prix soumis pour cette compensation.⁷¹

Selon UC, la proposition du Distributeur à l'égard de la compensation pour l'écart entre la production éolienne réelle et les retours d'énergie traite tous les soumissionnaires de la même façon, à l'étape de comparaison et de la sélection des offres.

⁶⁸ HQD-1, document 1, page 8, section 2.6.

⁶⁹ HQD-2, document 4.1, page 6.

⁷⁰ HQD-2, document 4.1, page 6.

⁷¹ *Id.*, page 5.

Les calculs à l'étape de la comparaison des offres seraient relativement simples : la compensation sera le produit du prix offert par le soumissionnaire et l'écart de livraison (en %) – une valeur supposée par le Distributeur et commune pour tous les soumissionnaires - multiplié par le volume contractuel des livraisons.

UC comprend que les prix unitaires de compensation, en \$/MWh ou ¢/kWh, que devront indiquer les soumissionnaires, seront constants pour chacune des années de la durée des contrats. Dans ce cas, les soumissionnaires ne pourront pas offrir au Distributeur des formules de compensation comportant d'autres éléments, par exemple des formules de prix tenant compte de l'évolution des prix de l'énergie sur les marchés ou de l'inflation. Si tel était le cas, les risques financiers pour le Distributeur seraient différents pour des contrats d'une durée de 5 ans que pour des contrats de durées plus courtes, par exemple 3 ans.

Dans le complément de réponses du Distributeur, on peut lire aussi ce qui suit :

Une valeur annuelle sera établie pour chacun des trois éléments suivants :

1- Coût pour le service d'équilibrage

Le volume d'énergie utilisé pour établir la valeur annuelle du service d'équilibrage correspondra à l'énergie des retours. Ainsi, la quantité contractuelle proposée sera multipliée par 35 %, puis par le nombre d'heures dans une année, soit 8760. Le coût annuel du service d'équilibrage correspondra au prix soumis multiplié par ce volume d'énergie.⁷²

Selon l'extrait ci-haut, le Distributeur associe le service d'équilibrage à la fourniture de l'énergie de retours.

UC soumet que cette nouvelle façon du Distributeur de définir le service d'équilibrage pourrait causer certaines confusions, puisque le terme « service d'équilibrage » se comprend différemment dans les décrets relatifs à l'énergie éolienne et dans l'entente d'intégration éolienne actuelle.

Dans les décrets, le gouvernement mentionne deux types de services : le service d'équilibrage et le service de puissance complémentaire. Donc, dans les décrets, le service d'équilibrage comprend tout ce qui n'est pas de service de puissance complémentaire, par exemple, les retours d'énergie, l'absorption de l'excédent entre la production réelle et les retours d'énergie, les services complémentaires.

Dans l'entente d'intégration actuelle, le paragraphe intitulé « 5.1 Service d'équilibrage éolien » réfère à l'écart entre la production réelle et la prévision de production par le Distributeur.⁷³ D'ailleurs, les tableaux présentés par le Distributeur dans le présent dossier relativement au coût de l'entente actuelle abondent dans le même sens en écrivant « Service d'équilibrage (art. 7.1) Coût des écarts de prévision (\$) ».⁷⁴

⁷² HQD-2, document 4.1, page 5.

⁷³ Dossier R-3573-2005, « Entente d'intégration éolienne », HQD-1, Document 1, page 3 (5 juillet 2005).

⁷⁴ Voir par exemple HQD-2, document 3.4, page 5, tableau 1.

Pour éviter toute confusion possible, UC suggère que le coût mentionné dans l'extrait ci-haut soit appelé tout simplement « Coût des retours d'énergie » et que, dans la mesure du possible, le terme « service d'équilibrage » soit utilisé selon le contexte des décrets ou selon son sens général.

Dans l'extrait ci-haut, le Distributeur décrit la façon de calculer le coût annuel des retours d'énergie qui est tout simplement le produit du volume annuel des retours d'énergie et du prix offert par les soumissionnaires. Selon UC, ce coût se calcule indépendamment des profils de livraison d'énergie contractuelle que la Régie choisira (profils mensuels, profil uniforme, etc.).

En conclusion, la base de rémunération de différents services reliés à l'intégration éolienne est un enjeu important pour les consommateurs dans ce dossier. UC entend participer activement au débat sur ce sujet et fournira, le cas échéant, des commentaires et recommandations supplémentaires à la Régie lors des étapes subséquentes du dossier.

3.6 Durée des contrats

3.6.1 DESCRIPTION DU SERVICE PROPOSÉ PAR LE DISTRIBUTEUR

Le Distributeur cherche à se procurer des services d'intégration éolienne pour une durée de 5 ans. Il pourrait accepter des contrats d'une durée de 3 ans à la condition qu'un autre fournisseur consente à assurer la relève pour les années restantes, à la fin du contrat. Selon le Distributeur, un horizon de 5 ans permet de réduire les incertitudes relatives aux approvisionnements en hiver et d'amortir sur une période suffisamment longue les frais liés à la gestion d'un appel d'offres et au processus d'approbation. Le Distributeur indique finalement que l'entente actuellement en vigueur avec le Producteur comportait initialement une durée de 5 ans.

3.6.2 ANALYSE

UC note que l'intégration éolienne comporte plusieurs incertitudes quant à la production des parcs en service (contribution en puissance, F.U. de l'énergie livrée, nature et quantité exactes de services complémentaires) alors que la puissance installée passera de 447 MW en 2010 à 3 139 MW à la fin de 2015 avec une dispersion géographique importante des sites de production. De l'aveu même du Distributeur, les besoins établis pour le service d'intégration reposent sur des informations fragmentaires.⁷⁵ En outre, les contrats qui résulteraient éventuellement de l'appel d'offres proposé seraient la première expérience du Distributeur dans l'exploitation de contrats d'intégration éolienne dont les caractéristiques techniques et financières auraient été fixées par la Régie.

Le premier argument du Distributeur pour justifier sa proposition pour une durée de cinq ans consiste à réduire l'incertitude sur la disponibilité des ressources, notamment les ressources en puissance :

Des contrats d'une durée de cinq ans permettent au Distributeur de réduire l'incertitude sur la disponibilité de ressources requises pour satisfaire entre autres les besoins

⁷⁵ Voir en autres la réponse du Distributeur à la question 6.2 de la Régie (HQD-2, document 1)

d'hiver, sur un horizon de cinq ans, lequel est habituellement couvert par les revues de fiabilité en puissance déposées au NPCC.⁷⁶

UC comprend mal cet argument. Premièrement, du point de vue énergétique, le Distributeur serait en situation de surplus énergétique à court, moyen et long terme. Deuxièmement, du point de vue de la puissance requise pour les besoins élevés en hiver, le bilan en puissance de novembre 2012 présenté dans l'État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020 (page 24), montre une situation satisfaisante. En effet, le besoin de puissance additionnelle ne serait que de 600 MW, soit 1,5 % des besoins totaux de 39 548 MW. Ce pourcentage est inférieur à la marge d'erreur des prévisions des besoins en puissance du Distributeur. Ce besoin estimé ne tient pas en compte de la baisse importante de la prévision de la demande entre 2015 et 2020 que le Distributeur indique en août 2013 dans son dossier tarifaire R-3854-2013⁷⁷. Où est l'incertitude sinon que l'incertitude existe toujours dans la prévision de la demande et à certains degrés dans la disponibilité des ressources et qu'il est de la responsabilité du Distributeur de composer avec cette incertitude et ce, au moindre coût? Est-ce qu'il faut s'engager dès maintenant pour des besoins en puissance incertains d'ici 5 ans, sachant que le Distributeur a encore de la flexibilité pour acquérir, si nécessaire, des produits en puissance sur les marchés?

UC rappelle qu'en 2012, l'entente d'intégration éolienne a coûté aux clients du Distributeur 44,8 M\$⁷⁸ pour une puissance installée de 845 MW, soit environ 50 000 \$/MW. En supposant que le Producteur demeurera un acteur important du nouveau service d'intégration éolienne, si ce coût observé sur quelques années est projeté sur le parc de 3 139 MW prévu pour la fin de 2015, et à F.U. moyen constant, la facture du service pourrait alors atteindre 158 M\$.⁷⁹

Dans sa réponse à la question 5.4 de la demande de renseignement de la FCEI (HQD-2, document 4), le Distributeur indique :

À la fin de 2018, lorsque l'échéance des nouvelles ententes d'intégration éolienne approchera, l'historique de production pourrait permettre une meilleure évaluation, autant sur le plan de l'énergie annuelle fournie que de la contribution en puissance. En effet, l'ensemble des 3 139 MW prévus sera en service depuis 3 ans, permettant ainsi une meilleure réévaluation du comportement de l'ensemble du parc global de production éolienne.

⁷⁶ HQD-2, document 1, page 3 (Réponse du Distributeur à la question 1.1 de la DDR no 1 de la Régie).

⁷⁷ R-3854-2013, HQD-5, document 1, page 6, figure 1.

⁷⁸ Voir annexe 2.

⁷⁹ Ce résultat demeure toutefois probable si les parcs d'éoliennes qui seront mis en service au cours des prochaines années continuent de fournir moins d'électricité que prévu. Dans l'entente d'intégration en cours, l'écart entre l'énergie fournie par les éoliennes et l'énergie livrée par le Producteur (volume contractuel) représente 65 % de la facture à un prix de l'ordre de 9 ¢/kWh. Or, dans la demande d'approbation d'une entente globale cadre pour la période du 1^{er} janvier 2014 au 31 décembre 2016 (R-3861-2013) le prix de vente sur lequel le Distributeur et le Producteur se sont entendus pour la plus grande partie des heures de l'année est de 9,6 ¢/kWh pour l'année 2014 (soit le coût annuel moyen prévu pour les approvisionnements postpatrimoniaux du Distributeur pour l'année 2007 indexé par la suite de 2,5 % par année), lequel prix de vente sera indexé de 2,5 % le 1^{er} janvier de chaque année par la suite. Il est possible sinon probable que le Producteur, s'il participe à l'appel de proposition pour le service d'intégration éolienne, offrira un prix similaire pour l'énergie qu'il fournira pour combler l'écart entre l'énergie livrée par les éoliennes et l'énergie qui aurait dû être produite.

UC est d'avis qu'il serait plus judicieux de ne pas attendre 2018 pour préciser les capacités de production des parcs éoliens et leurs profils temporels. Le Distributeur doit démontrer — avec célérité peut-être — que les paramètres du service d'intégration permettent d'en réduire la facture. Quant à la période nécessaire pour amortir les frais liés à la gestion d'un appel d'offres et au processus d'approbation, UC estime que l'ampleur de la facture anticipée du service justifie d'emblée une révision rapide des besoins à partir de données réelles.

Par souci de prudence, UC recommande donc à la Régie des contrats d'une durée de 3 ans afin de limiter les risques financiers des consommateurs qui assumeront ultimement les coûts des contrats ainsi que les risques associés aux difficultés techniques éventuelles pour le Distributeur de coordonner la fourniture par plusieurs fournisseurs de plusieurs types de service (puissance garantie, services complémentaires, etc.).

4 Critères de sélection et grille d'analyse

4.1 Procédure d'appel d'offres et d'octroi des contrats d'approvisionnement

Dans sa décision D-2001-191 relative à l'approbation de la Procédure d'appel d'offres et d'octroi des contrats d'approvisionnement et du Code d'éthique portant sur la gestion des appels d'offres applicables aux contrats d'approvisionnement en électricité, la Régie considère essentiel, pour assurer un traitement impartial des fournisseurs et un traitement égal des sources d'approvisionnement, que le contenu de la grille, les critères, les pondérations et les méthodes d'évaluation soient clairement explicités dans le document d'appel d'offres. Selon la Régie, une application simple et rigoureuse de cette grille favorisera le processus de sélection et permettra d'éviter des contestations éventuelles.

Le processus de sélection alors approuvé par la Régie comporte trois étapes. La première étape sert à éliminer les offres qui ne satisfont pas aux exigences minimales énoncées à l'appel d'offres. La deuxième étape permet de regrouper les offres par catégorie et d'effectuer un premier classement, sans tenir compte des interactions possibles entre les offres reçues. À la troisième étape, différentes combinaisons sont analysées plus en détail afin de déterminer celle offrant le prix total le plus bas, pour la quantité et les conditions demandées.

Ces trois étapes s'appuient sur une grille d'analyse des soumissions. Cette grille contient une description des critères qui seront pris en compte lors de l'analyse des soumissions, soit :

- a) les critères ayant une incidence monétaire et;
- b) les critères qui affectent les risques assumés par le distributeur sans avoir une incidence monétaire directe.

Les critères et la pondération de la grille d'évaluation applicables aux divers appels d'offres seront présentés dans le plan d'approvisionnement du Distributeur

En ce qui concerne les méthodes d'évaluation des critères, celles-ci seront développées par le Distributeur en fonction de la nature des critères retenus en appliquant des pratiques généralement reconnues dans le domaine. Le Distributeur prévoit décrire ces méthodes en termes généraux dans le plan d'approvisionnement.

4.2 Description de la procédure proposée pour l'intégration éolienne

Dans le cadre de l'appel d'offres pour le service d'intégration éolienne, le Distributeur propose d'évaluer les offres reçues pour le service d'intégration éolienne suivant le processus suivant.

La première étape d'évaluation des offres permettra de s'assurer que les exigences minimales suivantes sont respectées :

- conformément aux Règlements, 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 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;
- le soumissionnaire devra être en mesure de satisfaire aux exigences de solidité financière du Distributeur.

À la deuxième étape, les offres seront évaluées uniquement sur le critère monétaire, c'est-à-dire les prix soumis pour le service d'intégration éolienne selon les bases de rémunération définies à la section 2.6. En effet, les critères non monétaires retenus dans le cadre de la demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2005-2014 pour l'évaluation des offres relatives aux appels d'offres de long terme ne sont pas applicables dans le cas présent, pour les raisons exposées ci-après.

Selon le Distributeur, 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 d'intégration excluent la construction d'une nouvelle installation de production dédiée à l'équilibrage éolien. Le service ne pouvant être rendu qu'avec des installations existantes, les enjeux relatifs au risque et à la faisabilité d'éventuels projets sont ici absents. 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.

La troisième étape, soit l'analyse de combinaisons de soumissions retenues à la deuxième étape, sera appliquée au besoin. Dans ce cas, l'évaluation sera également faite sur la base du critère monétaire, conformément à la procédure en place.

4.3 Analyse

En 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) 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.

Le Distributeur ajoute 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. UC ne voit pas en quoi le critère de développement durable ne peut s'appliquer dans le cas du service d'intégration. Par exemple, d'un point de vue du développement durable, et si une telle situation se présentait, un service d'intégration éolienne provenant d'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.

UC comprend que le nombre de fournisseurs qui répondraient à l'appel d'offres du Distributeur est très limité et que la confection d'une grille d'analyse similaire à celles déjà utilisées par le Distributeur n'est pas essentielle à cette étape du processus.⁸⁰ Elle s'attend toutefois, à ce qu'une telle liste fasse partie de l'appel d'offres.

5 Recommandations

UC recommande à la Régie

- de demander au Distributeur de s'assurer que les ressources des fournisseurs destinées au service de garantie de puissance des éoliennes issues du Décret 352-2003 soient de source hydro-électrique installée au Québec;
- de rejeter l'utilisation d'un profil uniforme des retours d'énergie telle que proposée par le Distributeur;
- d'approuver l'utilisation d'un profil non uniforme des retours d'énergie, déterminés mensuellement ou sur une base temporelle plus fine, ou à tout le moins, qu'elle demande au Distributeur une démonstration chiffrée des avantages d'un service d'intégration éolienne avec des retours d'énergie uniformes;
- de demander au Distributeur de lui soumettre des analyses économiques sur les caractéristiques du service d'intégration éolienne qui tiennent compte des besoins des consommateurs, de l'évolution prévisible de ses approvisionnements ainsi de la variabilité des vents et qui démontrent que le coût total des approvisionnements est minimisé;
- qu'elle limite la garantie en puissance dans les contrats de service d'équilibrage à un niveau équivalent à la contribution propre en puissance évaluée par le Distributeur à 30 % de la puissance installée des éoliennes, sous réserve que cette dernière valeur soit encore appropriée dans le contexte énergétique actuel du Distributeur;
- qu'elle demande au Distributeur de lui soumettre, dans un délai raisonnable, les résultats chiffrés d'une évaluation de l'opportunité de raccourcir la période hivernale de garantie de puissance prévue dans l'appel d'offres pour le service équilibrage, en vue de réduire les coûts d'approvisionnement tout en respectant les critères de fiabilité en puissance et en énergie en vigueur;

⁸⁰ Voir les exemples en annexes 4 et 5.

- **par souci de prudence, des contrats d'une durée de 3 ans afin de limiter les risques financiers des consommateurs qui assumeront ultimement les coûts des contrats ainsi que les risques associés aux difficultés techniques éventuelles pour le Distributeur de coordonner la fourniture par plusieurs fournisseurs de plusieurs types de service (puissance garantie, services complémentaires, etc.).**

Annexe 1 : Intégration des éoliennes : Synthèse des caractéristiques des services (2006-2013)

Requêtes / Appels d'offres	Objet	Durée	Retours d'énergie	Puissance complémentaire/ Garantie de puissance	Services complémentaires / Transport	Prix énergie	Prix de la puissance complémentaire	Prix pour le Δ entre l'énergie reçue par HQP et l'énergie livrée au taux de puissance garantie
R-3573-2005 Demande d'approbation d'une entente d'intégration éolienne intervenue entre le distributeur d'électricité et le producteur d'électricité	Énergie éolienne	5 ans (renouvelable pour 3 ans à l'échéance si approuvée de la Régie)	35 % de la puissance contractuelle en tout temps			0,1 ¢/kWh sur la [à] quotidienne des écarts hor. entre la qté d'énergie programmée et la qté d'énergie livrée	80 \$/kW-an sur la qté de kW en excédent de la contribution minimale des parcs éoliens pendant les 300 h de pointe de HQD (jamais < à 15 %)	7,5 ¢/kWh indexé annuellement de 2,5 %
D-2006-27								
R-3575-2011 Demande d'approbation d'une entente globale de modulation	Énergie éolienne, biomasse et petite hydraulique	3 ans (résiliable sous conditions)	Qté maximale horaire garantie pour l'éolien : 30 % de la puissance installée	Hiver : 15 % de la puissance installée	Services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation Service de réglage de production (suivi de la charge) Service de provisions pour aléas.	0,7 ¢/kWh applicable à l'écart, en valeur absolue, entre l'ajout et le retrait horaire au compte de modulation dans lequel, à chaque heure de l'année, est ajoutée la production réelle d'énergie des contrats assujettis et, en même temps, est retirée la quantité d'énergie nécessaire pour répondre aux besoins à approvisionner.	Le plus élevé de 2 \$ US/kW-mois et du résultat du dernier encaissement de puissance (UCAP) pour le New York – Rest of State, pour le mois visé	Si le solde du compte est -, HQD verse 9,154 ¢/kWh en 2012 indexé annuellement de 2,5 % à HQP. Si le solde est +, HQP verse à HQD : prix DAM (NY) moins 5\$/US/MWh (1er TW/h) puis DAM (NY) moins 1\$/US/MWh.
D-2011-193								
QA/O 2012-01 Appel de qualification en prévision d'un appel d'offres pour l'acquisition de services d'intégration éolienne	Énergie éolienne	5 ans	35 % de la puissance contractuelle en tout temps	Garantie de puissance en hiver	L'impact sur le coût de transport pourrait être lié, le cas échéant et sans s'y limiter, à la mise en place, par le Transporteur, des infrastructures de communication nécessaires.	Possibilité de soumettre un prix		Possibilité de soumettre un prix
R-3806-2012 et D-2013-101			Prix à soumettre pour les retours					
R-3848-2013 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	Énergie éolienne	5 ans et possibilité de 3 ans si un autre fournisseur prend la relève pour les années restantes	35 % de la puissance contractuelle en tout temps	Hiver : 5 % de la puissance installée	Tous les impacts sur les services complémentaires doivent être pris en charge par les fournisseurs	Possibilité de soumettre un prix		Possibilité de soumettre un prix

Annexe 2 : Coût de l'entente d'intégration des éoliennes 2008-2012

						2008				
						Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	Total
Service d'équilibrage (art. 7.1)						24 845 \$	18 492 \$	21 091 \$	31 444 \$	95 872 \$
Puissance complémentaire (art. 7.2)						873 936 \$	873 936 \$	873 936 \$	1 071 341 \$	3 693 149 \$
Puissance complémentaire (art. 7.3) Livré éolien MWh						166 346	102 927	104 603	231 128	605 004
Livré HQP MWh						160 451	160 524	162 288	199 154	682 417
Écart MWh						5 895	(57 597)	(57 685)	31 974	(77 413)
Total						(476 199) \$	4 651 891 \$	4 659 005 \$	(2 582 504) \$	6 252 193 \$
Total						422 582 \$	5 544 319 \$	5 554 032 \$	(1 479 719) \$	10 041 214 \$
						2009				
						Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	Total
Service d'équilibrage (art. 7.1)						38 869 \$	27 034 \$	23 396 \$	49 371 \$	138 670 \$
Puissance complémentaire (art. 7.2)						1 356 230 \$	1 356 230 \$	1 356 230 \$	1 602 693 \$	5 671 383 \$
Puissance complémentaire (art. 7.3) Livré éolien MWh						276 693	221 570	167 078	280 420	945 761
Livré HQP MWh						241 430	244 226	246 910	292 003	1 024 569
Écart MWh						35 263	(22 656)	(79 832)	(11 583)	(78 808)
Total						(2 919 230) \$	1 875 622 \$	6 608 900 \$	958 952 \$	6 524 244 \$
Total						(1 524 131) \$	3 258 886 \$	7 988 526 \$	2 611 016 \$	12 334 297 \$
						2010				
						Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	Total
Service d'équilibrage (art. 7.1)						45 575 \$	29 169 \$	34 610 \$	38 620 \$	147 974 \$
Puissance complémentaire (art. 7.2)						1 935 398 \$	1 935 398 \$	1 935 398 \$	1 935 398 \$	7 741 592 \$
Puissance complémentaire (art. 7.3) Livré éolien MWh						332 638	247 544	230 396	387 053	1 197 631
Livré HQP MWh						337 776	341 687	345 442	345 598	1 370 503
Écart MWh						(5 138)	(94 143)	(115 046)	41 455	(172 872)
Total						435 939 \$	7 988 503 \$	9 762 240 \$	(3 517 665) \$	14 669 017 \$
Total						2 416 912 \$	9 953 070 \$	11 732 248 \$	(1 543 647) \$	22 558 583 \$
						2011				
						Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	Total
Service d'équilibrage (art. 7.1)						36 808 \$	35 875 \$	33 785 \$	44 548 \$	151 016 \$
Puissance complémentaire (art. 7.2)						1 974 086 \$	1 974 086 \$	2 043 128 \$	2 679 037 \$	8 670 337 \$
Puissance complémentaire (art. 7.3) Livré éolien MWh						370 712	269 452	231 073	464 731	1 335 968
Livré HQP MWh						337 776	341 687	357 260	469 340	1 506 063
Écart MWh						32 936	(72 235)	(126 187)	(4 609)	(170 095)
Total						(2 864 728) \$	6 282 797 \$	10 975 367 \$	400 854 \$	14 794 290 \$
Total						(853 834) \$	8 292 758 \$	13 052 280 \$	3 124 439 \$	23 615 643 \$
						2012				
						Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	Total
Service d'équilibrage (art. 7.1)						71 264 \$	63 238 \$	50 004 \$	76 234 \$	260 740 \$
Puissance complémentaire (art. 7.2)						3 209 425 \$	3 806 880 \$	3 806 880 \$	4 531 911 \$	15 355 096 \$
Puissance complémentaire (art. 7.3) Livré éolien MWh						574 768	479 068	443 208	797 370	2 294 414
Livré HQP MWh						544 458	645 994	653 093	777 769	2 621 314
Écart MWh						30 310	(166 926)	(209 885)	19 601	(326 900)
Total						(2 702 184) \$	14 881 728 \$	18 711 331 \$	(1 750 331) \$	29 140 544 \$
Total						578 505 \$	18 751 846 \$	22 568 215 \$	2 857 814 \$	44 756 380 \$

Annexe 3 : Articles 7.1, 7.2 et 7.3 de l'Entente d'intégration éolienne de 2005

Source : R-3573-2005, HQD-1, document 1

7. FACTURATION ET PAIEMENT

- 7.1 Le Producteur facture le Distributeur mensuellement pour le *service d'équilibrage éolien* fourni durant la période de facturation visée, le cas échéant.
- 7.2 Le Producteur facture mensuellement au Distributeur un montant égal à un douzième (1/12) de la différence entre la *puissance garantie* et la *quantité contributive estimée*, multipliée par le prix prévu au paragraphe 6.2. Dans le cas où la *quantité contributive* est supérieure à la *quantité contributive estimée*, le Producteur crédite le Distributeur pour un montant égal à cette différence multipliée par le prix prévu au paragraphe 6.2, au plus tard 60 jours ouvrables suivant la fin de chaque *année*.
- 7.3 La partie créancière facture, conformément au paragraphe 5.2.2b), la partie débitrice pour la quantité d'énergie déterminée en vertu de ce paragraphe durant l'*année* au plus tard 60 jours ouvrables suivant la fin de chaque *année*.

Annexe 4 : Grilles d'analyses des offres – Plan d'approvisionnement 2005-2014

Critères	Pondération	Caractéristiques
Coût de l'électricité	60 points	<ul style="list-style-type: none"> • Critère monétaire • Coût de l'électricité incluant le prix pour la puissance et le prix pour l'énergie • Coût de transport incluant les coûts de raccordement et de renforcement de réseau • Tout autre coût découlant de la formule de prix proposée • Les points seront alloués en fonction du classement relatif des projets les uns par rapport aux autres
Développement Durable	15 points	<ul style="list-style-type: none"> • Critère non-monétaire • Les sous-critères considérés sont les suivants : <ul style="list-style-type: none"> ○ Émissions de GES 5 points ○ Caractère renouvelable de l'approvisionnement 4 points ○ Indicateur à caractère social 3 points ○ Émissions de NOX 2 points ○ Enregistrement ISO 14001 1 point
Solidité financière	10 points	<ul style="list-style-type: none"> • Critère non-monétaire • Capacité du soumissionnaire à fournir les garanties financières requises par le contrat • Les points seront alloués en fonction de la cote de crédit du soumissionnaire ou des sociétés affiliées qui fournissent les garanties
Expérience du soumissionnaire	5 points	<ul style="list-style-type: none"> • Critère non-monétaire • Capacité du soumissionnaire à développer des projets similaires tel que démontré par sa feuille de route et par l'expérience de ses partenaires • Les points seront alloués sur la base des réalisations du soumissionnaire et de ses partenaires
Faisabilité du projet	5 points	<ul style="list-style-type: none"> • Critère non-monétaire • Complexité du raccordement au réseau du Transporteur • Réalisme du plan directeur y compris le plan d'obtention des autorisations environnementales • Les points seront alloués en fonction du réalisme du plan directeur eu égard à la date garantie de début des livraisons et de la difficulté de compléter le raccordement dans les délais requis
Flexibilité	5 points	<ul style="list-style-type: none"> • Critère non-monétaire • Les soumissions offrant des options de modifier la date de début des livraisons recevront plus de points que les projets qui n'offrent pas ce genre d'options de base • Les soumissions de service en base associées aux offres de services modulables ou modulables cyclables recevront plus de points que les soumissions pour le service en base seulement • Les points seront alloués en fonction du degré de flexibilité offert
TOTAL	100 points	

Annexe 5 : Grilles d'analyses des offres – cogénération à la biomasse

Grille de pondération pour les critères de sélection dans le cadre de l'appel d'offres de 125 MW de cogénération à la biomasse

Critères d'évaluation des offres	Pondération
Coût de l'électricité	40 points
Développement durable	32 points
<ul style="list-style-type: none"> • Minimisation des GES • Maximisation de la production de vapeur de procédé par rapport à la production énergétique totale • Appui des élus locaux • Existence d'un système de gestion environnementale accrédité 	<p>0 à 15</p> <p>0 à 10</p> <p>0 à 4</p> <p>0 à 3</p>
Capacité financière	10 points
<ul style="list-style-type: none"> • Solidité financière • Plan de financement 	<p>0 à 5</p> <p>0 à 5</p>
Faisabilité du projet	11 points
<ul style="list-style-type: none"> • Plan d'approvisionnement en biomasse et en combustibles secondaires • Plan d'obtention des autorisations environnementales • Plan directeur de réalisation du projet • Raccordement au réseau 	<p>0 à 6</p> <p>0 à 2</p> <p>0 à 2</p> <p>0 à 1</p>
Expérience pertinente	7 points
<ul style="list-style-type: none"> • Expérience antérieure du soumissionnaire, des sociétés affiliées, des partenaires, des consultants et fournisseurs à développer avec succès des projets similaires • Expérience du personnel clé 	<p>0 à 5</p> <p>0 à 2</p>
Total	100