
R - 3965 - 2016

DEMANDE D'APPROBATION DU CONTRAT DE
SERVICE D'INTÉGRATION ÉOLIENNE
DÉCOULANT DE L'APPEL D'OFFRES A/O 2015-02

OBSERVATIONS

Préparé par : Marcel Paul Raymond

13 mai 2016

Table des matières

1. Introduction	3
2. La puissance	4
3. La compensation de l’écart annuel entre la production éolienne et les retours d’énergie	6
4. Les erreurs de prévision de la production éolienne	11
5. L’obtention d’un prix juste et raisonnable	12
6. Conclusion	15

1. Introduction

L'Association Hôtellerie Québec et l'Association des Restaurateurs du Québec (« AHQ-ARQ ») nous a confié le mandat de produire un rapport sommaire d'observations dont l'objectif est de passer en revue le contrat du service d'intégration éolienne découlant de l'appel d'offres A/O 2015-02 (le « Contrat »). Étant donné que le Contrat découle de l'appel d'offres dont les paramètres ont été déterminés par la décision D-2015-014 de la Régie de l'Énergie (la « Régie ») dans le dossier R-3848-2013, nous ferons notamment référence ici à notre rapport d'expertise déposé dans le cadre de ce dossier¹ (le « Rapport d'expertise 3848 »). Aussi, nos observations s'inspireront des principes défendus dans d'autres rapports d'expertise que nous avons déposés dans le passé².

De façon générale, l'AHQ-ARQ nous demande de vérifier si le Contrat constitue une solution juste et raisonnable pour l'approvisionnement du Distributeur au cours des prochaines années tout en respectant les contraintes et aléas auxquels ce dernier doit faire face.

De façon particulière, le mandat donné par l'AHQ-ARQ porte sur l'examen des sujets suivants :

- La puissance;
- La compensation de l'écart entre la production éolienne annuelle réelle et les retours d'énergie;
- Les erreurs de prévision de la production éolienne;
- L'obtention d'un prix juste et raisonnable.

¹ R-3848-2013, C-FCEI-0011.

² R-3748-2010, C-UMQ-0014; R-3775-2011, C-UMQ-0011 et C-UMQ-0017; R-3864-2013, C-AHQ-ARQ-0011 et C-AHQ-ARQ-0030.

2. La puissance

Le Contrat (articles 2 (iii) et 5.4) prévoit une garantie de puissance équivalant à 40% de la puissance installée des parcs éoliens sous contrat avec Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur »). À toutes fins pratiques, cette garantie correspond à une puissance complémentaire de 30% plus une puissance additionnelle de 10%, selon la terminologie retenue par la Régie dans sa décision D-2015-014³.

L'utilisation du terme *Puissance complémentaire* dans le Contrat n'est pas conforme à la décision précitée et, pour éviter toute confusion, nous recommandons que la terminologie du Contrat soit modifiée en conséquence.

Le Contrat (articles 2 (iii) et 5.4) est basé sur une contribution en puissance propre à la production éolienne de 30%. Cette quantité provient d'une étude qui date déjà de 2009⁴ et qui, par conséquent, n'intègre pas les données réelles de production éolienne. Nous sommes d'avis que cette valeur devrait être revue dans les meilleurs délais.

Nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de réévaluer plus en détails la valeur de la contribution en puissance propre à la production éolienne lors de la prochaine demande d'approbation en vue d'un prochain appel d'offres du service d'intégration éolienne, en considérant, notamment, le nouvel historique de la contribution de chacun des parcs éoliens en exploitation. Cette recommandation s'apparente à

³ Décision D-2015-014, page 54, paragraphe 223.

⁴ Voir Rapport d'expertise 3848, pages 55 à 57.

celle de la Régie en ce qui a trait à la production éolienne annuelle (facteur de 35%)⁵.

La puissance additionnelle de 10% n'étant pas intrinsèque à la production éolienne fournie par les parcs éoliens, il est utile d'en isoler la valeur afin d'évaluer le caractère juste et raisonnable des prix du Contrat pour le Service d'Intégration Éolienne (« SIÉ »)

En se basant sur les coûts évités du Distributeur, la puissance a une valeur à court terme de 20 \$/kW-hiver (en \$ 2015)⁶. Une puissance additionnelle de 10% appliquée sur une production éolienne avec un facteur d'utilisation de 35% a ainsi une valeur de **0,65 \$/MWh⁷**.

Il est à noter que le Distributeur a basé ses évaluations de gains sur les coûts évités à long terme⁸, ce qui, selon nous, ne s'applique pas au cas présent.

Aussi, sans plus d'informations sur les hypothèses et la méthode utilisées (par exemple, évaluation déterministe ou stochastique?), il est difficile d'apprécier les coûts indirects en puissance présentés par le Distributeur⁹ qui montrent notamment des rappels de puissance qui ne sont pas des multiples de 50 MW, alors que c'est la quantité de base qu'on retrouve dans les conventions d'énergie différée.

⁵ Décision D-2015-014, page 51, paragraphe 206.

⁶ Décision D-2016-033, page 76, paragraphes 266 et 267.

⁷ Par exemple, pour une puissance installée éolienne de 1000 MW et une production annuelle de 3 066 000 MWh (1000 MW x 8760 h x 35%), une puissance additionnelle de 100 MW (10%) a une valeur annuelle de 2 000 000 \$ (20 \$/kW-hiver x 100 MW), pour une valeur moyenne de 0,65 \$/MWh. Le résultat serait identique pour toute autre hypothèse de puissance installée.

⁸ B-0005, HQD-1, document 1, page 10.

⁹ B-0014, HQD-3, document 1, page 8, tableau R-3.1-B.

3. La compensation de l'écart annuel entre la production éolienne et les retours d'énergie

Cette compensation annuelle est l'un des principaux problèmes de l'Entente d'Intégration Éolienne actuelle (l' « EIE ») soulevés par le Rapport d'expertise 3848 (pages 44 à 47) et, à notre avis, ce problème n'est toujours pas complètement réglé avec le Contrat proposé.

Les éléments qui peuvent encore causer problème sont :

- La prise en compte du biais historique entre la production éolienne et des retours d'énergie de 35%;
- Le prix du Contrat versus le prix de l'électricité patrimoniale dans le cas de production éolienne sous les 35%;
- La différence de prix du Contrat entre un écart positif ou négatif en fin d'année;
- La date de début du Contrat.

L'impact de ces éléments peut être atténué séparément comme nous le verrons dans ce qui suit. De plus, une méthode d'ajustement simple pourrait permettre de régler tous ces éléments, sauf le dernier.

Le biais historique entre la production éolienne et des retours d'énergie de 35%

Le tableau 1 présente un résumé du suivi de l'énergie de l'EIE.

Tableau 1

Suivi de l'énergie de l'EIE

Année	Énergie livrée parcs éoliens (MWh)	Énergie livrée par HQP (FU 35%) (MWh)	Écart (MWh)	Énergie livrée parcs éoliens F. U.
2008	605 006	682 416	-77 410	31,0%
2009	945 761	1 024 569	-78 808	32,3%
2010	1 197 631	1 370 503	-172 872	30,6%
2011	1 335 968	1 506 063	-170 095	31,0%
2012	2 294 414	2 621 314	-326 900	30,6%
2013	4 441 420	4 824 633	-383 213	32,2%
2014	6 527 042	6 837 310	-310 268	33,4%
2015	8 307 376	8 317 173	-9 797	35,0%
TOTAL	25 654 618	27 183 981	-1 529 363	33,0%

Source:

www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2006-027.html

On peut constater que l'énergie annuelle livrée par les parcs éoliens n'a jamais atteint le facteur d'utilisation de 35%. L'année 2015 montre certes une situation plus encourageante mais il n'en demeure pas moins que le facteur d'utilisation global n'est que de 33,0% depuis 2008. **La décision de la Régie de revoir le facteur d'utilisation d'ici trois ans devrait atténuer ce problème¹⁰.**

Le prix du Contrat versus le prix de l'électricité patrimoniale dans le cas de production éolienne sous les 35%

La situation dépeinte au tableau 1 de concert avec le prix unitaire de l'EIE a entraîné, selon notre évaluation apparaissant au tableau 2, des coûts injustifiés de l'EIE de 70 M\$ si on les compare à un coût unitaire de 30 \$/MWh s'apparentant au prix de l'électricité patrimoniale que le Distributeur aurait vraisemblablement encouru autrement et ce, auprès du même fournisseur.

¹⁰ Décision D-2015-014, page 51, paragraphe 206.

Avec le prix de 47,40 \$/MWh du Contrat (article 10.3 (a)), la situation demeure encore préoccupante puisque ce prix est encore trop élevé dans la situation de surplus à laquelle le Distributeur devra faire face au cours des années à venir. Sur la période de 2008 à 2015, l'énergie de 1520 GWh reçue en trop aurait quand même représenté un coût non justifié d'environ 17,40 \$/MWh pour un total de 26 M\$.

Tableau 2

Estimation du coût de remplacement de l'énergie retournée en trop de l'EIE

Année	Énergie retournée en trop (MWh) (1)	Coût unitaire (\$/MWh) (2)	Coût unitaire de remplacement (\$/MWh) (3)	Coût non requis (000 \$) (4)
2008	77 410	80,77	30	3 930
2009	78 808	82,79	30	4 160
2010	172 872	84,85	30	9 483
2011	170 095	86,98	30	9 691
2012	326 900	89,14	30	19 334
2013	383 213	91,38	30	23 522
2014	310 268	93,66	30	19 753
2015	9 797	96,01	30	647
TOTAL	1 519 566	87,98	30	70 120

(1,2) http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2006-027.html

(3) Hypothèse retenue

(4) = (1) x ((2) - (3))

La différence de prix du Contrat entre un écart positif ou négatif en fin d'année

Comme on l'a vu plus haut, lorsque les retours d'énergie sont supérieurs à la production éolienne, l'énergie reçue en trop doit être compensée par le Distributeur au prix unitaire de 47,40 \$/MWh. Toutefois, dans le cas contraire (article 10.3 (b) du Contrat), le prix de l'énergie n'est plus que de 1,85 \$/MWh.

Selon nous, rien ne justifie une telle différence de prix et aucune justification n'apparaît dans la preuve du Distributeur. Nous sommes d'avis que la Régie devrait approfondir cette question afin de déterminer des prix justes et raisonnables.

D'ailleurs, dans l'EIE, les deux prix unitaires étaient les mêmes peu importe le sens de l'écart¹¹.

La date de début du Contrat

La date de début du Contrat a été fixée au 1^{er} septembre 2016. Cette date représente certains avantages par rapport à un début qui serait le 1^{er} janvier 2017, par exemple. En effet, il est primordial de remplacer l'EIE et ses lacunes le plus tôt possible. Aussi, dans le cas où une méthode d'ajustement des quantités de retours d'énergie était adoptée tel que nous le suggérons plus bas, l'année contractuelle prévue dans le Contrat serait favorable.

Toutefois, la date de fermeture de l'EIE au 1^{er} septembre 2016 peut entraîner des impacts majeurs au Distributeur en 2016, notamment dans le cas où l'énergie produite par les parcs éoliens continuait à se situer sous les 35%. Le Distributeur dans sa preuve¹² n'a pas considéré un tel cas et nous invitons la Régie à approfondir la question avant d'approuver le Contrat; par exemple, une méthode de fermeture de l'EIE pourrait être prévue au Contrat au prix de l'article 10.3 (a) du Contrat.

Ajustement des retours d'énergie en cours d'année

Une façon relativement simple de résorber, voire éliminer, les problèmes mentionnés dans cette section serait de mettre en place une méthode d'ajustement en cours d'année qui viserait à terminer une année contractuelle

¹¹ R-3573-2005, HQD-1, document 1, pages 4 et 5, articles 5.2.2 et 6.3.

¹² B-0005, HQD-1, document 1, pages 9 et 10.

avec, à toutes fins pratiques, une valeur des retours d'énergie équivalente à la production des parcs éoliens.

La méthode d'ajustement pourrait être laissée à la discrétion des parties qui jugeraient du moment opportun en cours d'année pour ajuster le taux des retours d'énergie (en plus ou en moins) afin d'atteindre l'objectif visé. Par exemple, une correction au taux des retours d'énergie pourrait se faire à la fin du 3^e trimestre (à la fin mai), puis à la fin juin et juillet, puis finalement à la fin de chaque semaine en août afin de converger vers l'objectif visé en fin d'année contractuelle. Il est à noter que ces ajustements peuvent être faits à partir des mesures prévues au Contrat (articles 9. et 11.) que celles-ci soient validées ou non, en s'assurant d'une comptabilité exacte en fin d'année pour les fins de facturation.

4. Les erreurs de prévision de la production éolienne

Dans l'EIE, les erreurs de prévision étaient basées sur une prévision horaire faite 4 heures à l'avance et le prix était établi à 1 \$/MWh¹³.

Le Contrat (articles 7. et 10.2) propose plutôt de baser les erreurs de prévision sur la seule prévision faite à 02h00 la veille du début des livraisons¹⁴ à un prix de 1,95 \$/MWh, indexé à un taux de 2% par année. **Avec une telle formule, on peut constater que le Distributeur n'a plus aucun incitatif de faire des prévisions de qualité à plus court terme durant la journée.**

Il semble paradoxal que le Fournisseur du Contrat exige un calcul des erreurs de prévision basé sur une prévision plus hâtive et qu'en même temps il augmente le prix unitaire des erreurs de prévisions alors que l'on se serait attendu à l'inverse. À titre indicatif, en 2015, l'erreur de prévision a été 30% plus grande 24 heures à l'avance versus 4 heures à l'avance¹⁵. On s'attendrait donc à ce qu'un prix raisonnable soit en baisse et non en hausse.

La réponse du Distributeur sur cette question¹⁶ ne nous a pas semblé convaincante pour justifier l'augmentation du prix des erreurs de prévision, surtout lorsque combinée au délai de la prévision (à 2h00 la veille de la livraison). **Par conséquent, nous recommandons minimalement à la Régie d'imposer un prix plafond de 1 \$/MWh sur les erreurs de prévision du Contrat, soit le même prix que ce qui était prévu sous le régime de l'EIE (qui était basé sur une prévision à 4 heures d'avance et donc sujette à une marge d'erreur significativement moindre).**

¹³ R-3573-2005, HQD-1, document 1, pages 3 à 5, articles 5.1.2 et 6.1.

¹⁴ Ainsi, la prévision de la première heure d'une journée datera de 22 heures alors que celle de la dernière heure de la journée datera de 46 heures.

¹⁵ B-0014, HQD-3, document 1, page 9, tableau R-4.2.

¹⁶ B-0014, HQD-3, document 1, pages 8 et 9, réponses 4.1 à 4.3.

5. L'obtention d'un prix juste et raisonnable

Dans sa décision D-2015-014, en plus de l'imposition d'une modulation des retours d'énergie (paragraphe 215), la Régie a mentionné :

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

Or, si l'on compare les coûts de l'EIÉ et les coûts que le SIÉ aurait eu pour les années 2013 à 2015, en omettant les coûts de la compensation de l'énergie livrée en trop en fin d'année (qui, selon nous, ne sont pas véritablement des coûts d'intégration), on obtient le tableau 3.

Tableau 3

Coûts d'intégration éolienne – EIÉ vs SIÉ

Année	EIÉ (M\$) (1)	SIÉ (M\$) (2)	Écart (M\$)
2013	52,6	50,4	2,2
2014	42,4	40,5	1,9
2015	29,3	28,2	1,1

(1) Suivis trimestriels de l'EIÉ : service d'équilibrage + puissance complémentaire

(2) B-0014, HQD-3, document 1, page 4, tableau R-1.1 : colonnes K-I

À première vue, les coûts du SIÉ ne nous apparaissent pas « substantiellement » inférieurs à ceux de l'EIÉ.

Une autre façon d'arriver à une conclusion semblable est de regarder le prix unitaire s'appliquant aux retours d'énergie qui est de 5,75 \$/MWh (2015) dans le Contrat (article 10.1) et de 6,24 \$/MWh pour le suivi de l'EIE en 2015 sur le coût de la puissance garantie. Pour comparer les deux montants, il faut réduire de 0,65 \$/MWh le coût du SIÉ pour arriver à 5,15 \$/MWh afin de tenir compte de la puissance additionnelle (voir section 2. plus haut). Même avec cette correction, nous considérons que les coûts ne sont pas substantiellement différents.

Le Distributeur justifie l'ordre de grandeur des prix par l'étude de son expert Philip Q. Hanser et indique, de plus, que les données de 2013 sont toujours pertinentes¹⁷. Nous sommes toutefois d'avis que le Distributeur aurait pu mettre à jour les informations ne serait-ce que par la prise en compte de d'autres documents qui ont été mentionnés dans le cadre du dossier R-3848-2013 et qui apportent un éclairage différent aux conclusions de M. Hanser¹⁸.

Comme les conclusions de M. Hanser n'ont pas changé, la démonstration du Rapport d'expertise 3848 (pages 70 à 77, section 12.5), selon laquelle les exemples fournis par celui-ci n'étaient pas valides, tient toujours.

Au contraire, le Rapport d'expertise (pages 62 à 83 et en particulier page 77) a démontré que le coût d'intégration au Québec devrait être beaucoup plus bas que ceux préconisés par M. Hanser. Nous appuyons d'ailleurs les conclusions de l'expert Marshall et de l'intervenante SÉ-AQLPA¹⁹ selon lesquelles le prix de l'intégration éolienne au Québec devrait être sous la barre des 2-3 \$/MWh.

¹⁷ B-0014, HQD-3, document 1, pages 4 et 5, réponse 2.1.

¹⁸ Voir notamment les références aux notes de bas de page 50, 51, 52, 90, 92, 93, 97, et au tableau 11 à la page 72 du Rapport d'expertise 3848.

¹⁹ Décision 2015-014, pages 88 et 89, paragraphes 387 et 394.

Nous recommandons à la Régie d'imposer un prix plafond de 3 \$/MWh (2015) pour le prix de l'intégration éolienne s'appliquant aux retours d'énergie (incluant la puissance additionnelle de 10%).

Enfin, nous voudrions souligner que, selon nous, il ne suffit pas de montrer, comme le fait le Distributeur, que le SIÉ est (légèrement) moins cher que l'EIE pour démontrer que le prix est juste et raisonnable.

6. Conclusion

Nous avons procédé à une analyse sommaire du Contrat et nos principales observations et recommandations apparaissent en caractères gras dans le texte.