

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

TABLE DES MATIÈRES

1. CONTEXTE.....	5
2. DÉMONSTRATION QUE LA SOUMISSION RETENUE RÉPOND AUX CARACTÉRISTIQUES DU PRODUIT RECHERCHÉ ET AUX CONDITIONS DEMANDÉES	5
2.1. Étape 1 du Processus : exigences minimales	6
2.2. Étape 2 du Processus : classement des soumissions.....	6
2.3. Étape 3 du Processus : simulation de combinaisons de soumissions	7
3. MODALITÉS DU NOUVEAU CONTRAT	7
4. BALISAGE.....	8
4.1. Rapport externe indépendant.....	8
4.2. Analyse comparative avec l'ancienne entente	8
5. DÉMONSTRATION DU RESPECT DES CARACTÉRISTIQUES APPROUVÉES PAR LA DÉCISION D-2015-014	11
6. AJUSTEMENT AU CONTRAT POUR TENIR COMPTE DE NOUVEAUX ENGAGEMENTS	11
7. RISQUES RELIÉS AUX APPROVISIONNEMENTS.....	11
7.1. Pénalités relatives à la baisse de la quantité contractuelle	11
7.2. Pénalités liées à la garantie de puissance et aux déviations par rapport à la consigne de programmation	12
ANNEXE TECHNIQUE : PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES DE L'APPEL D'OFFRES.....	13

1. CONTEXTE

1 Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « **Distributeur** ») a lancé, le
2 17 juillet 2015, un appel d'offres visant l'acquisition d'un service d'intégration éolienne
3 conformément à la décision D-2015-014 (dossier R-3848-2013) rendue le 27 février 2015 par
4 la Régie de l'énergie (la « **Régie** ») approuvant les caractéristiques du produit recherché et
5 les critères d'évaluation pour l'acquisition d'un service d'intégration éolienne (l'« **Appel**
6 **d'offres** »).

7 Par la présente demande, le Distributeur requiert l'approbation du contrat conclu entre le
8 Distributeur et Hydro-Québec dans ses activités de production (le « **Producteur** » ou le
9 « **Fournisseur** ») découlant de l'Appel d'offres, conformément aux exigences du *Règlement*
10 *sur les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le*
11 *distributeur d'électricité requiert l'approbation de la Régie de l'énergie*¹.

12 Dans le cadre de l'Appel d'offres, une seule soumission a été déposée, le 6 octobre 2015 par
13 le Producteur, portant sur une quantité totale de 3 727 MW (la « **Soumission** »).

14 Après analyse de la Soumission et aux fins de la préparation du contrat de service
15 d'intégration éolienne (le « **Contrat** »), le Distributeur a retenu la Soumission.

16 Le Contrat correspond au produit recherché par l'Appel d'offres, soit d'assurer un service
17 d'intégration éolienne pour l'ensemble de la production éolienne installée en service
18 commercial.

19 La date de début du service prévue est le 1^{er} septembre 2016 et la durée du contrat est de
20 trois ans.

21 Le Contrat est conforme aux besoins identifiés dans le document d'Appel d'offres.

2. DÉMONSTRATION QUE LA SOUMISSION RETENUE RÉPOND AUX CARACTÉRISTIQUES DU PRODUIT RECHERCHÉ ET AUX CONDITIONS DEMANDÉES

22 Comme mentionné à la section 1, une seule soumission a été déposée, portant sur une
23 quantité totale de 3 727 MW.

24 Le Distributeur a procédé à une évaluation de la conformité de la Soumission, conformément
25 à la méthodologie décrite au document d'Appel d'offres.

26 L'application de la méthodologie a été supervisée par la firme Raymond Chabot Grant
27 Thornton & Cie, comme en fait foi son rapport (pièce HQD-1, document 2).

28 Le Distributeur rappelle que le processus de sélection de la Soumission (le « **Processus** »)
29 comprend trois étapes. La première est constituée d'une série d'exigences minimales qu'une
30 soumission doit respecter afin de faire l'objet d'une évaluation dans les étapes ultérieures.
31 Les deuxième et troisième étapes impliquent, le cas échéant, la sélection des soumissions

¹ RLRQ, c. R-6.01, r. 1

1 les moins coûteuses. À l'étape 2, les soumissions sont évaluées individuellement et, à
2 l'étape 3, des combinaisons de ces soumissions sont évaluées les unes avec les autres, le
3 cas échéant.

2.1. Étape 1 du Processus : exigences minimales

4 À l'étape 1 du Processus, la Soumission a été analysée pour s'assurer que les cinq
5 exigences minimales suivantes étaient respectées :

- 6 • Conformément aux exigences des Décrets², le soumissionnaire devait avoir un
7 établissement situé au Québec afin d'assurer la fourniture du service d'intégration
8 éolienne.
- 9 • Afin d'assurer la fourniture du service d'intégration éolienne, le soumissionnaire
10 devait disposer d'unités de production d'électricité dont la totalité de la puissance
11 installée est égale ou supérieure à 25 MW et qui sont situées au Québec, raccordées
12 de manière synchrone au réseau intégré d'Hydro-Québec TransÉnergie (le
13 « **Transporteur** ») et localisées à l'intérieur de la zone d'équilibrage du Transporteur.
- 14 • Le soumissionnaire ou ses sociétés affiliées devaient avoir une expérience dans
15 l'exploitation d'au moins une unité de production d'électricité sur une base
16 commerciale. L'évaluation était réalisée sur la base des informations fournies par le
17 soumissionnaire.
- 18 • Le soumissionnaire devait détenir une notation de crédit auprès des agences de
19 notation identifiées au document d'Appel d'offres d'au moins BBB (S&P), Baa2
20 (Moody's) ou BBB (DBRS).
- 21 • Finalement, le soumissionnaire devait satisfaire aux exigences techniques minimales
22 du Transporteur, ce dernier devant s'assurer de la conformité de la soumission à cet
23 égard.

24 La Soumission déposée par le Producteur respectait ces exigences minimales.

2.2. Étape 2 du Processus : classement des soumissions

25 À l'étape 2 du Processus, la Soumission a été évaluée en fonction d'un seul critère, soit le
26 coût du service d'intégration éolienne, le tout conformément à la décision D-2015-014³.

27 Le Distributeur a établi le coût du service d'intégration éolienne en tenant compte des
28 éléments et paramètres mentionnés au document d'Appel d'offres.

29 Ainsi, le coût total du service d'intégration éolienne offert correspond à une annuité de
30 6,27 \$/MWh, exprimée en dollars de 2015 sur les retours d'énergie contractuels.

² Le terme « **Décrets** » signifie les décrets **352-2003, 926-2005, 1043-2008, 1045-2008, 1149-2013 et 191-2014.**

³ Paragraphe 377.

2.3. Étape 3 du Processus : simulation de combinaisons de soumissions

1 Puisqu'une seule offre a été déposée, laquelle a été jugée conforme aux exigences décrites
2 au document d'Appel d'offres, l'étape 3 du Processus n'était pas requise.

3. MODALITÉS DU NOUVEAU CONTRAT

Engagements du Fournisseur

3 Par le service d'intégration éolienne, le Fournisseur s'engage à :

- 4 • livrer en tout temps une quantité correspondant à 40 % de la quantité contractuelle
5 pour la période du 1^{er} octobre d'une année au 31 mars de l'année suivante et à 30 %
6 de la quantité contractuelle pour la période du 1^{er} avril au 30 septembre ;
- 7 • absorber, en temps réel, la production éolienne sous sa responsabilité au-delà des
8 retours d'énergie par l'entremise de ses engagements sur le réseau du Transporteur ;
- 9 • fournir une puissance complémentaire correspondant à 40 % de la quantité
10 contractuelle durant la période d'hiver. En contrepartie, le Distributeur remet au
11 Fournisseur une contribution de 30 % en puissance associée à la quantité
12 contractuelle du service.

Montant pour les retours d'énergie

13 Le soumissionnaire devait soumettre un prix qui inclut les composantes en puissance et en
14 énergie, par MWh, s'appliquant aux retours d'énergie correspondant à 30 % de la quantité
15 contractuelle du 1^{er} avril au 30 septembre et à 40 % de la quantité contractuelle du
16 1^{er} octobre d'une année au 31 mars de l'année suivante. Le prix soumis par le
17 soumissionnaire est de 5,75 \$/MWh en dollars de 2015, indexé à 2 % par année par la suite.

Montant pour les erreurs de prévision

18 Le soumissionnaire devait soumettre un prix applicable aux erreurs de prévisions, qui
19 correspondent à la différence horaire, en valeur absolue, entre la prévision envoyée par le
20 Distributeur et la production réelle des parcs éoliens. Ces erreurs de prévision sont établies
21 selon un horizon de référence situé entre le moment de la réception de la prévision et celle
22 des livraisons d'énergie éolienne. Il appartenait au soumissionnaire de choisir cet horizon de
23 référence dans un intervalle de 1 à 48 heures précédant les livraisons. Le prix soumis par le
24 soumissionnaire est de 1,95 \$/MWh en dollars de 2015, indexé à 2 % par année par la suite.
25 Le soumissionnaire a choisi une prévision fixe à 02 h 00 pour les livraisons du lendemain
26 comme horizon aux fins du calcul des erreurs de prévision.

Montant pour l'écart annuel entre la production éolienne et les retours d'énergie

27 Le soumissionnaire devait soumettre un prix applicable à l'écart en énergie annuelle pour les
28 cas où la production éolienne réelle est supérieure aux retours d'énergie afin de compenser
29 le Distributeur. Le prix d'achat par le Fournisseur du solde annuel est de 1,85 \$/MWh. Pour

1 les cas où la production éolienne réelle est inférieure aux retours d'énergie, un prix était
2 également soumis et s'appliquera à l'écart en énergie annuelle afin de compenser le
3 Fournisseur. Ce prix de vente par le Fournisseur du solde annuel est de 47,40 \$/MWh.

4. BALISAGE

4.1. Rapport externe indépendant

4 Un rapport de balisage réalisé par Philip Q Hanser de la firme The Brattle Group a été
5 déposé à la Régie en juin 2013, dans le cadre du dossier R-3848-2013⁴. Ce rapport
6 démontrait que les tarifs associés aux services d'intégration éolienne observés dans les
7 autres juridictions en Amérique du Nord étaient similaires à celui qui était en vigueur au
8 Québec au moment de l'étude, et ce, malgré l'offre de services supérieure dont bénéficie le
9 Distributeur. Cela s'explique essentiellement par le fait que les services d'intégration offerts
10 dans les autres juridictions sont limités à un horizon intra-horaire, ce qui n'est pas le cas au
11 Québec. Le service d'intégration éolienne offert par le Producteur couvre une plus longue
12 période, ce qui aide le Distributeur dans la planification de ses approvisionnements pour
13 répondre à ses obligations à plus long terme.

14 Ces conclusions sont toujours vraies pour la nouvelle entente, à plus forte raison puisque le
15 coût global associé au service d'intégration éolienne a diminué et la contribution en
16 puissance en période d'hiver a été bonifiée. Cela permet à la fois d'intégrer la production
17 éolienne à moindre coût et d'augmenter la capacité du Distributeur à répondre à ses
18 obligations en période d'hiver.

19 Le rapport de Philip Q Hanser est déposé sous la cote HQD-1, document 3. Le Distributeur
20 dépose également, sous la cote HQD-1, document 4, une synthèse des principales
21 conclusions présentée au dossier R-3848-2013⁵.

4.2. Analyse comparative avec l'ancienne entente

22 Pour faire suite au paragraphe 396 de la décision D-2015-014, le Distributeur a pris soin de
23 comparer le coût du service d'intégration éolienne offert dans la Soumission avec le coût du
24 service existant à l'entente d'intégration éolienne actuelle. Sur sa durée totale, la nouvelle
25 entente présente un gain de 67,2 M\$ par rapport à l'entente actuelle.

26 L'entente comporte des coûts directs et indirects. Les coûts directs sont ceux associés aux
27 retours d'énergie contractuels, ceux découlant de l'écart énergétique entre les retours
28 d'énergie et la production des parcs éoliens ainsi que ceux dus aux erreurs de prévision. Les
29 coûts indirects correspondent à l'impact sur les autres approvisionnements du changement
30 dans le profil mensuel de contribution en énergie de l'entente (30 % du 1^{er} avril au
31 30 septembre et 40 % du 1^{er} octobre au 31 mars) et de l'augmentation du niveau de la

⁴ Dossier R-3848-2013, pièce HQD-1, document 2 (B-0005).

⁵ Dossier R-3848-2013, pièce B-0049.

1 puissance complémentaire (contribution totale de 40 %, comparativement à 35 % dans
2 l'ancienne entente).

3 Le tableau 1 présente les gains pour le Distributeur, en termes de réduction de ses coûts,
4 associés à la nouvelle entente. Pour l'année 2016, les gains directs sont évalués à partir du
5 1^{er} septembre, soit la date d'entrée en vigueur de la nouvelle entente. Pour l'année 2019, les
6 écarts pour les coûts directs entre les ententes sont évalués jusqu'à la date de fin de la
7 nouvelle entente, soit le 31 août.

TABEAU 1
RÉDUCTION DES COÛTS ASSOCIÉS À LA NOUVELLE ENTENTE, EN M\$

	2016	2017	2018	2019	Total
Coûts directs	0,3	-2,4	-2,8	-1,9	-6,8
Montant pour les retours d'énergie contractuels	-0,1	-4,9	-5,7	-3,9	-14,7
Montant pour les erreurs de prévision	0,4	2,6	2,9	2,0	7,9
Coûts indirects	-6,8	-16,0	-21,1	-16,5	-60,5
Impact sur les autres approvisionnements en énergie	-6,8	-7,7	-8,5	-13,6	-36,7
Impact sur les autres approvisionnements en puissance	0,0	-8,3	-12,6	-2,9	-23,8
TOTAL	-6,5	-18,4	-23,9	-18,4	-67,2

Coûts directs

8 Montant pour les retours d'énergie contractuels

9 De 2016 à 2019, le coût associé aux retours d'énergie contractuels diminuera de 14,7 M\$ en
10 raison d'une baisse marquée du prix de cette composante et de l'indexation y applicable. En
11 2016, avec la nouvelle entente, le coût passera de 6,47 \$/MWh à 5,87 \$/MWh et l'indexation
12 annuelle, qui est de 2,5 % dans l'entente actuelle, s'établira dorénavant à 2 %. Cet écart
13 dans le taux d'indexation fait passer les prix en 2019 de 6,97 \$/MWh pour l'ancienne entente
14 à 6,09 \$/MWh pour la nouvelle.

15 Montant pour les erreurs de prévision

16 Deux éléments expliquent la hausse de 7,9 M\$ du coût associé à l'erreur de prévision. D'une
17 part, le prix augmente de 1 \$/MWh à 1,95 \$/MWh en dollars de 2015, indexé à 2 %. D'autre
18 part, la nouvelle entente prévoit une seule prévision fixe à 02 h 00 pour les livraisons du
19 lendemain comparativement à un envoi horaire quatre heures avant les livraisons pour
20 l'ancienne entente. Cette modification de l'horizon prévisionnel augmente l'erreur absolue
21 moyenne anticipée.

22 Montant pour l'écart énergétique entre les retours d'énergie et la production éolienne réelle

23 En supposant une production éolienne égale à 35 % de la puissance installée sur un horizon
24 de douze mois, la différence entre les deux ententes pour le montant relié à l'écart
25 énergétique entre les retours d'énergie et la production éolienne réelle est nulle.

26 Toutefois, le Producteur ayant soumis comme date de début des livraisons le 1^{er} septembre
27 2016, cela entraîne un décalage temporel entre le solde de la nouvelle entente et le suivi
28 mensuel de l'ancienne. La comparaison entre les deux ententes montre des écarts sur les
29 années 2016 et 2019.

1 Pour l'année 2016, la nouvelle entente, qui s'appliquera à compter du 1^{er} septembre 2016,
2 entraînera une réduction 12,4 M\$ de la valeur des reventes au Producteur.

3 • Scénario avec la nouvelle entente : Les coûts relatifs au solde énergétique n'incluent
4 pas d'impact monétaire en 2016, car l'écart en énergie des quatre derniers mois de
5 l'année est pris en compte dans le calcul du solde de l'année contractuelle se
6 terminant le 31 août 2017.

7 • Scénario avec l'ancienne entente : Durant les mois de septembre à décembre de
8 2016, la production éolienne anticipée est supérieure aux retours d'énergie de 35 %.
9 Cette production excédentaire aurait été achetée par le Producteur à un prix de
10 98,41 \$/MWh, soit des revenus qui auraient été de l'ordre de 12,4 M\$.

11 Pour l'année 2019, la situation est inversée par rapport à 2016, car la nouvelle entente, qui
12 s'appliquera jusqu'au 31 août 2019, procurera une diminution du coût de 17,7 M\$.

13 • Scénario avec la nouvelle entente : Le solde énergétique de l'année contractuelle se
14 terminant le 31 août 2019 est nul, car la production éolienne anticipée entre le
15 1^{er} septembre 2018 et le 31 août 2019 est égale à 35 %.

16 • Scénario avec l'ancienne entente : La production éolienne mensuelle des huit
17 premiers mois est inférieure aux retours d'énergie de 35 %. Cet écart aurait été
18 compensé par des achats d'énergie à 105,98 \$/MWh auprès du Producteur selon le
19 prix applicable à l'énergie dans l'ancienne entente, soit des coûts de 17,7 M\$.

20 L'impact monétaire des effets énergétiques de 2016 et 2019 favorise globalement la nouvelle
21 entente, d'abord parce que l'écart en énergie est plus important en 2019 en raison des mises
22 en service qui surviendront en cours d'entente et ensuite, parce que le prix associé à
23 l'énergie dans l'ancienne entente est plus élevé en 2019.

Coûts indirects

Approvisionnements en énergie

24 Sur la période 2016 à 2019, les coûts indirects associés aux approvisionnements en énergie
25 diminueront de 36,7 M\$.

27 Le changement dans la contribution énergétique mensuelle des retours d'énergie
28 contractuels permettra de réduire le recours au contrat cyclable, les achats de court terme et
29 les rappels d'énergie associés aux contrats de long terme avec le Producteur, ainsi que de
30 maximiser l'utilisation du contrat patrimonial.

Approvisionnements en puissance

32 L'augmentation de 35 % à 40 % de la contribution en puissance de la nouvelle entente
33 entraînera des gains de 23,8 M\$. Les gains proviendront d'une réduction de la puissance
34 associée aux conventions d'énergie différée et à une diminution des achats de puissance à
35 un prix égal au coût évité de long terme en puissance.

Situation avec une production éolienne faible

1 Dans un cas où la production éolienne annuelle est inférieure à 35 % de la puissance
2 installée, le coût du nouveau service est encore plus avantageux. Cette réduction de coût
3 s'explique par l'écart entre les deux prix d'achat du solde énergétique dans les différentes
4 ententes. Le prix d'achat de la nouvelle entente est de 47,40 \$/MWh et sans indexation, soit
5 moins de la moitié du prix de l'ancienne entente, soit 98,41 \$/MWh en 2016, indexé à 2,5 %
6 par la suite.

5. DÉMONSTRATION DU RESPECT DES CARACTÉRISTIQUES APPROUVÉES PAR LA DÉCISION D-2015-014

7 Le Contrat soumis pour approbation à la Régie respecte en tous points les caractéristiques
8 énoncées dans la décision D-2015-014, notamment :

9 la durée du Contrat est de trois ans ;

10 les caractéristiques du produit recherché sont conformes aux exigences des Décrets;

11 les retours d'énergie sont établis selon deux périodes de l'année, soit les mois d'hiver et
12 d'été, respectivement à 40 % et 30 % ;

13 la garantie de puissance pour la période d'hiver est fixée à 40 % ;

14 le Contrat s'applique à l'ensemble de la production éolienne en service, incluant d'éventuels
15 engagements issus de nouveaux appels d'offres ou programmes faisant suite à la
16 détermination de blocs d'énergie par le gouvernement du Québec.

6. AJUSTEMENT AU CONTRAT POUR TENIR COMPTE DE NOUVEAUX ENGAGEMENTS

17 Considérant l'éventualité d'engagements issus de nouveaux appels d'offres ou programmes
18 faisant suite à la détermination de blocs d'énergie par le gouvernement du Québec,
19 l'article 6.2 du Contrat rend possible, si les deux parties y consentent, une révision à la
20 hausse de la quantité contractuelle au Contrat.

7. RISQUES RELIÉS AUX APPROVISIONNEMENTS

7.1. Pénalités relatives à la baisse de la quantité contractuelle

21 Dans l'éventualité où la quantité contractuelle serait révisée à la baisse de façon permanente
22 par le Fournisseur selon les dispositions de l'article 6.1 du Contrat, ce dernier devrait payer
23 au Distributeur le montant de dommages prévu à l'article 19.

24 Le Fournisseur peut se prévaloir plus d'une fois de l'article 6.1 du Contrat.

7.2. Pénalités liées à la garantie de puissance et aux déviations par rapport à la consigne de programmation

1 Aux paragraphes 352 et 354 de sa décision D-2015-014⁶, la Régie comprend que le
2 Fournisseur compensera, avec ses équipements, toute déviation par rapport à la consigne
3 de programmation puisqu'une telle déviation pourrait porter atteinte à l'équilibre du réseau.
4 Puisque le Fournisseur compense présentement tout écart sur le réseau du Transporteur, ce
5 dernier ne peut en créer et, par conséquent, ne sera pas appelé à payer de pénalités. Pour
6 cette raison, le Contrat ne fait pas mention de pénalités liées à la garantie de puissance et
7 aux déviations par rapport à la consigne de programmation.

⁶ Dossier 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.*

ANNEXE TECHNIQUE : PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES DE L'APPEL D'OFFRES

Indice fixe pour indexation	Taux d'actualisation		
	Nominal	Réel	IPC de LT
2,00 % ¹	5,651 % ²	3,58 %	2,00 %

Note 1 : Indice fixe déterminé par le soumissionnaire

Note 2 : Décision D-2015-018