

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2016-095

R-3965-2016

20 juin 2016

---

**PRÉSENTE :**

Louise Pelletier  
Régisseur

---

**Hydro-Québec**  
Demanderesse

et

**Personne intéressée dont le nom apparaît ci-après**

---

**Décision finale**

*Demande d'approbation du contrat de service d'intégration éolienne découlant de l'appel d'offres A/O 2015-02*



**Personne intéressée :**

**Association hôtellerie Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ).**

## 1. INTRODUCTION

[1] Le 15 mars 2016, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose une demande (la Demande) à la Régie de l'énergie (la Régie) afin d'obtenir l'approbation du contrat de service d'intégration éolienne (le Contrat) intervenu le 15 janvier 2016 entre le Distributeur et Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur)<sup>1</sup>.

[2] Le Contrat découle de l'appel d'offres A/O 2015-02 lancé le 17 juillet 2015, visant l'acquisition d'un service d'intégration éolienne (le Service) conforme aux caractéristiques approuvées par la Régie dans sa décision D2015-014 (dossier R-3848-2013) rendue le 27 février 2015.

[3] La Demande est soumise en vertu des articles 31 (5<sup>o</sup>) et 74.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>2</sup> (la Loi).

[4] Le 15 mars 2016, la Régie émet son rapport de constatations à la suite de sa surveillance de l'appel d'offres A/O 2015-02. Elle y constate que la procédure d'appel d'offres et d'octroi ainsi que le Code d'éthique portant sur les contrats d'approvisionnement octroyés par le Distributeur ont été respectés.

[5] Le 31 mars 2016, la Régie informe les personnes intéressées, par un avis publié sur internet, qu'elle traite la Demande par voie de consultation. Elle fixe au 13 mai 2016 le dépôt de commentaires des personnes intéressées et au 20 mai 2016 la réponse du Distributeur à ces commentaires<sup>3</sup>.

[6] Le 11 avril 2016, la Régie dépose une demande de renseignements à laquelle le Distributeur répond le 22 avril 2016<sup>4</sup>.

---

<sup>1</sup> Pièce B-0002.

<sup>2</sup> RLRQ, c. R-6.01.

<sup>3</sup> Pièce A-0003.

<sup>4</sup> Pièces A-0005 et B-0014.

[7] Le 13 mai 2016, l'AHQ-ARQ dépose ses commentaires<sup>5</sup>. Le Distributeur y réplique le 20 mai 2016<sup>6</sup> et la Régie entame alors son délibéré.

[8] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur la demande d'approbation du Contrat.

## 2. CONTEXTE ET CADRE RÉGLEMENTAIRE

[9] Pour répondre aux besoins des marchés québécois qui excèdent le volume d'électricité patrimoniale ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminés par règlement du gouvernement, le Distributeur doit procéder par appel d'offres et faire approuver les contrats qui en découlent par la Régie.

[10] En 2003, 2005, 2008 et 2013, le gouvernement du Québec adopte différents règlements<sup>7</sup> (les Règlements) qui ont mené au lancement de quatre appels d'offres pour des blocs d'énergie éolienne.

[11] En vertu des Règlements, les blocs d'énergie éolienne doivent être accompagnés d'une « *garantie de puissance hydroélectrique installée au Québec, sous forme de convention d'équilibrage* » ou d'un « *service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne* ».

[12] En 2005, le Distributeur conclut une entente d'intégration éolienne avec le Producteur (l'Entente), laquelle a été approuvée par la Régie par sa décision D-2006-27<sup>8</sup>.

---

<sup>5</sup> Pièce C-AHQ-ARQ-0002.

<sup>6</sup> Pièce B-0015.

<sup>7</sup> *Règlement sur l'énergie éolienne et sur l'énergie produite avec de la biomasse*, D. 352-2003, (2003) 135 G.O. II, 1677; *Règlement sur le second bloc d'énergie éolienne*, D. 926-2005, (2005) 137 G.O. II, 5859B; *Règlement sur un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets autochtones*, D. 1043-2008, (2008) 140 G.O. II, 5865; *Règlement sur un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets communautaires*, D. 1045-2008, (2008) 140 G.O. II, 5866; *Règlement sur un bloc de 450 mégawatts d'énergie éolienne*, D-1149-2013, (2013) 145 G.O. II, 4933A.

<sup>8</sup> Dossier R-3573-2013.

[13] Le Service qui fait l'objet du Contrat soumis pour approbation dans le cadre du présent dossier succède à l'Entente.

[14] Le 25 juin 2013, le Distributeur dépose une demande à la Régie afin de faire approuver les caractéristiques du Service, ainsi que les critères de la grille d'analyse utilisée dans l'analyse des soumissions<sup>9</sup>. Le 27 février 2015, la Régie rend sa décision D-2015-014 par laquelle elle se prononce sur les caractéristiques du produit recherché.

[15] Le 17 juillet 2015, le Distributeur lance l'appel d'offres A/O 2015-02.

[16] Le Distributeur reçoit, le 6 octobre 2015, une seule soumission, provenant du Producteur, portant sur une quantité totale de 3 727 MW. Le Distributeur retient cette soumission et prépare le Contrat en conséquence, qui a une durée de trois ans.

[17] Aux termes de l'article 74.2 de la Loi, le Distributeur doit obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, pour conclure un contrat d'approvisionnement en électricité.

[18] Le *Règlement sur les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le distributeur d'électricité requiert l'approbation de la Régie de l'énergie*<sup>10</sup> (le Règlement d'application) précise que, pour des contrats dont la durée est supérieure à un an, la demande d'autorisation doit être accompagnée des contrats et contenir les informations suivantes :

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

*2° dans le cas d'un appel d'offres prévoyant que la totalité ou une partie des besoins des marchés québécois devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement, une description de la contribution de chaque contrat au bloc d'énergie fixé par règlement du gouvernement, au plan d'approvisionnement et à l'appel d'offres lorsque celui-ci est satisfait par plusieurs contrats;*

---

<sup>9</sup> Dossier R-3848-2013.

<sup>10</sup> RLRQ, c. R-6.01, r. 1.

3° une description des garanties prévues aux contrats pour couvrir les risques financiers et ceux reliés à la suffisance des approvisionnements ainsi qu'une analyse des risques résiduels;

4° la démonstration que le contrat ou la combinaison des contrats comporte le prix le plus bas, pour la quantité d'électricité et les conditions demandées, en tenant compte du coût de transport applicable et, dans le cas d'un appel d'offres prévoyant que la totalité ou une partie des besoins des marchés québécois devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement, la démonstration que le prix le plus bas ne dépasse pas le prix maximal tel qu'établi par règlement du gouvernement, sous réserve que le gouvernement décide d'établir un tel prix maximal;

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

6° la démonstration que les caractéristiques des contrats approuvées dans le plan d'approvisionnement sont respectées;

7° le cas échéant, les suites données par le distributeur d'électricité au rapport de la Régie préparé dans le cadre de l'exercice de son pouvoir de surveillance de la procédure d'appel d'offres et d'octroi ainsi que du code d'éthique ».

### 3. LE CONTRAT

[19] Au terme du processus d'évaluation de la conformité de la soumission aux exigences décrites au document d'appel d'offres<sup>11</sup>, le Distributeur retient la soumission du Producteur et prépare le Contrat en conséquence. Ce dernier a une durée de trois ans et porte sur une quantité totale de 3 727 MW.

---

<sup>11</sup> Pièce B-0006.

[20] Le Distributeur indique que le Contrat est conforme aux besoins identifiés dans le document d'appel d'offres et correspond au produit recherché, soit un service d'intégration éolienne pour la totalité de la production éolienne installée en service commercial.

[21] Le Contrat définit ainsi le Service à son article 2 :

*« Par le service d'intégration éolienne, le Fournisseur s'engage :*

*(i) à livrer au Distributeur les retours d'énergie;*

*(ii) à absorber, en temps réel, la production éolienne sous sa responsabilité au-delà des retours d'énergie par l'entremise de ses engagements sur le réseau du transporteur (« charge »);*

*(iii) à fournir au Distributeur une puissance complémentaire de 40 % de la quantité contractuelle durant la période d'hiver. En contrepartie, le Distributeur remet au Fournisseur une contribution de 30 % en puissance associée à la quantité contractuelle »<sup>12</sup>.*

[22] Le Distributeur détermine le coût global du Service d'après les éléments et paramètres inscrits au document de l'appel d'offres. Le coût global du Service correspond ainsi à une annuité de 6,27 \$/MWh (\$2015) sur les retours d'énergie contractuels<sup>13</sup>.

[23] La Demande vise donc l'approbation du Contrat conclu avec le soumissionnaire retenu, soit le Producteur, à la suite de l'appel d'offres A/O 2015-02, conformément au Règlement d'application.

---

<sup>12</sup> Pièce B-0009, p. 6.

<sup>13</sup> Pièce B-0005, p. 6.

## **4. CARACTÉRISTIQUES DU CONTRAT ET RESPECT DE LA DÉCISION D-2015-014**

### **4.1 DURÉE DU CONTRAT**

[24] Dans sa décision D-2015-014, la Régie déterminait à trois ans la durée pour le ou les contrats résultant de l'appel d'offres A/O 2015-02<sup>14</sup>.

[25] Le Contrat précise qu'il est en vigueur pour une durée de trois ans à compter de la date de début du service, fixée au 1<sup>er</sup> septembre 2016<sup>15</sup>.

### **4.2 QUANTITÉ CONTRACTUELLE**

[26] Dans sa décision D-2015-014, la Régie acceptait que le Service s'applique à « *l'ensemble de la production éolienne en service, incluant d'éventuels engagements issus de nouveaux appels d'offres ou programmes faisant suite à la détermination de blocs d'énergie par le gouvernement du Québec* »<sup>16</sup>.

[27] Le Contrat indique que la quantité contractuelle est égale à l'ensemble de la production éolienne en service commercial, qui est de 3 727 MW. Cette quantité peut notamment être révisée à la hausse, après entente entre le Distributeur et le Producteur, advenant la détermination de nouveaux blocs d'énergie éolienne par le gouvernement du Québec<sup>17</sup>.

### **4.3 RETOURS D'ÉNERGIE ET GARANTIE DE PUISSANCE**

[28] Dans sa décision D-2015-014, la Régie demandait au Distributeur de s'assurer que les retours d'énergie soient établis selon deux périodes de l'année, soit une couvrant les

---

<sup>14</sup> Dossier R-3848-2013, p. 61, par. 254.

<sup>15</sup> Pièce B-0009, p. 6 et 7.

<sup>16</sup> Dossier R-3848-2013, p. 62, par. 260.

<sup>17</sup> Pièce B-0009, p. 7 et 8.

mois de la saison hivernale (octobre à mars inclusivement) et une seconde pour les autres mois de l'année. Elle fixait les retours d'énergie à 40 % pour la saison hivernale et à 30 % pour la seconde période<sup>18</sup>.

[29] Par ailleurs, dans la même décision, la Régie fixait à 40 % la valeur de la garantie de puissance pour la période d'hiver, allant du 1<sup>er</sup> octobre d'une année au 31 mars de l'année suivante<sup>19</sup>.

[30] Au présent dossier, le Distributeur indique que :

« le Fournisseur s'engage à :

- *livrer en tout temps une quantité correspondant à 40 % de la quantité contractuelle pour la période du 1<sup>er</sup> octobre d'une année au 31 mars de l'année suivante et à 30 % de la quantité contractuelle pour la période du 1<sup>er</sup> avril au 30 septembre;*
- *absorber, en temps réel, la production éolienne sous sa responsabilité au-delà des retours d'énergie par l'entremise de ses engagements sur le réseau du Transporteur;*
- *fournir une puissance complémentaire correspondant à 40 % de la quantité contractuelle durant la période d'hiver. En contrepartie, le Distributeur remet au Fournisseur une contribution de 30 % en puissance associée à la quantité contractuelle du service »<sup>20</sup>.*

[31] Le prix prévu au Contrat pour les retours d'énergie, qui inclut les composantes en énergie et en puissance, est de 5,75 \$/MWh (\$2015), indexé à 2 % par année<sup>21</sup>.

---

<sup>18</sup> Dossier R-3848-2013, p. 52, par. 215.

<sup>19</sup> *Ibid*, p. 56, par. 232.

<sup>20</sup> Pièce B-0005, p. 7.

<sup>21</sup> Pièce B-0009, p. 10.

#### 4.4 ÉCART ENTRE LES RETOURS D'ÉNERGIE ET LA PRODUCTION ÉOLIENNE RÉELLE

[32] Dans sa décision D-2015-014, la Régie fixait à 35 % le volume annuel des retours d'énergie aux fins du Service<sup>22</sup>.

[33] À cet égard, le Contrat inclut, d'une part, un prix pour l'écart annuel en énergie dans le cas où les retours d'énergie fournis par le Producteur sont supérieurs à la production éolienne afin de compenser le Producteur. Ce prix est de 47,40 \$/MWh, non indexé<sup>23</sup>.

[34] D'autre part, le Contrat comprend également un prix pour l'écart annuel en énergie, advenant le cas où les retours d'énergie fournis par le Producteur sont inférieurs à la production éolienne afin de compenser le Distributeur. Le prix convenu est de 1,85 \$/MWh, sans indexation<sup>24</sup>.

[35] **La Régie est satisfaite des informations fournies par le Distributeur et est d'avis que le Service, tel que présenté au Contrat, respecte les caractéristiques approuvées par sa décision D-2015-014, de même que les exigences des décrets 352-2003, 326-2005, 1043-2008, 1045-2008, 1149-2013 et 191-2014<sup>25</sup>.**

## 5. BALISAGE ET COÛTS COMPARÉS

### 5.1 BALISAGE

[36] Comme prévu au Règlement d'application, le Distributeur doit déposer un rapport comparant le coût du Service avec les coûts des principaux produits similaires et disponibles dans différents marchés nord-américains.

---

<sup>22</sup> Dossier R-3848-2013, p. 51, par. 205.

<sup>23</sup> Pièce B-0009, p. 13.

<sup>24</sup> Pièce B-0009, p. 14.

<sup>25</sup> Décret 191-2014, concernant la dispense accordée au distributeur d'électricité de recourir à l'appel d'offres pour la conclusion d'un contrat d'approvisionnement auprès d'un fournisseur lié à une communauté autochtone à l'égard d'un bloc d'énergie éolienne de 149,65 mégawatts 146 G.O II, 1182.

[37] Dans le cadre du dossier R-3848-2013, le Distributeur avait mandaté l'expert Philip Q. Hanser, de la firme The Brattle Group, pour réaliser un rapport de balisage comparant les coûts des services d'intégration éolienne de cinq compagnies d'électricité situées dans différentes juridictions nord-américaines aux coûts de l'Entente.

[38] Le rapport de balisage concluait que les coûts étaient similaires entre les différentes juridictions, mais que le service d'intégration éolienne utilisé par le Distributeur était supérieur à ceux observés ailleurs. En effet, les services des autres juridictions se concentrent sur la variation intra-horaire de la production éolienne, alors que l'Entente couvre également des variations de plus long terme.

[39] Le Distributeur dépose au présent dossier le même rapport de balisage<sup>26</sup>, considérant que les données qui y sont incluses demeurent pertinentes<sup>27</sup>. Il mentionne que les « *conclusions [du rapport de balisage] sont toujours vraies pour la nouvelle entente, à plus forte raison puisque le coût global associé au service d'intégration éolienne a diminué et la contribution en puissance en période d'hiver a été bonifiée [comparativement à l'entente précédente]* »<sup>28</sup>.

[40] La Régie constate que les services d'intégration éolienne offerts par les autres compagnies d'électricité mentionnées au rapport de balisage, soit Bonneville Power Authority (BPA), Puget Sound Energy (PSE), Westar Energy Inc. (Westar), NorthWestern Energy (NorthWestern) et Idaho Power, ne couvrent que les variations intra-horaires de la production éolienne, alors que le Service offert par le Producteur au Distributeur couvre également les variations horaires, voire annuelles.

---

<sup>26</sup> Pièce B-0007.

<sup>27</sup> Pièce B-0014, p. 5.

<sup>28</sup> Pièce B-0005, p. 8.

**TABLEAU 1**  
**CARACTÉRISTIQUES DES SERVICES D'INTÉGRATION ÉOLIENNE**

	Services intra-horaires			Services au-delà de l'horizon horaire	
	Réglage fréquence puissance	Suivi de la charge	Équilibrage	Livraisons horaires uniformes	Puissance complémentaire en hiver
<b>BPA</b>	✓	✓	✓		
<b>PSE</b>	✓	✓	✓		
<b>Westar</b>	✓				
<b>NorthWestern</b>	✓	✓	✓		
<b>Idaho Power</b>	✓	✓	✓		
<b>HQP</b>	✓	✓	✓	✓	✓

Source : Pièce B-0014, p. 6.

[41] Le tableau 2 présente une comparaison entre les coûts des services d'intégration éolienne offerts par les différentes compagnies d'électricité mentionnées au rapport de balisage.

**TABLEAU 2**  
**NON-MARKET INTRA-HOUR WIND INTEGRATION RATE SUMMARY**

	MW Installed Capacity	Published Capacity Factor	Published Rate (\$/kW-month)	Rate in \$/MWh (for published capacity factor)	Rate in \$/MWh (reference capacity factor of 35%)
BPA	4711	32%	\$1.23	\$5.27	\$4.81
PSE	430	30%	\$1.55	\$7.08	\$6.07
Westar*	614	40%	\$4.44	\$0.50	\$0.58
NorthWestern**	141	40%	\$1.58	\$5.41	\$6.18
Idaho Power	678	27%	NA***	\$6.50	\$5.01

\* Rates for Westar are for regulation only, while for the four other utilities the rate includes following and imbalance services.

\*\* Rates for NorthWestern Energy represents a Zone 1, long-term contract rate

\*\*\* The published rate for Idaho Power is already in \$/MWh

Source : Pièce B-0007, p. 23.

[42] Le tableau 3 présente les coûts convertis en dollars canadiens de la dernière colonne du tableau précédent, ainsi que le coût total de l'Entente offerte par le Producteur.

**TABLEAU 3**  
**COÛTS DES SERVICES D'INTÉGRATION ÉOLIENNE<sup>29</sup>**

<i>Entreprises</i>	<i>\$CAN/MWh</i>
BPA	4,91
PSE	6,19
Westar	0,59
NorthWestern	6,30
Idaho Power	5,11
Hydro-Québec Production	6,27

*Banque du Canada - Convertisseur de devises au 1er avril 2013*

[43] La Régie constate des tableaux précédents que les prix des services d'intégration éolienne sont similaires d'une entreprise à l'autre. Cependant, la Régie note que les services offerts par les entreprises américaines sont de moindre envergure, puisqu'ils ne se rapportent qu'aux variations intra-horaires de la production éolienne.

[44] **La Régie est d'avis que le coût du Service est compétitif par rapport aux coûts des services d'intégration éolienne offerts par d'autres entreprises d'électricité nord-américaines, tel que présenté au rapport de balisage de l'expert Hanser.**

## 5.2 COÛTS COMPARÉS

[45] Le Distributeur présente une analyse comparative entre le coût total du Service et celui de l'Entente pour la période 2016-2019.

<sup>29</sup> Les données du rapport de balisage ayant été compilées le 1<sup>er</sup> avril 2013, le taux de change à cette date est utilisé.

[46] Les coûts directs et indirects y sont distingués. Les coûts directs sont associés à l'intégration éolienne, soit ceux reliés aux retours d'énergie, aux écarts entre les retours d'énergie et la production éolienne réelle et aux erreurs de prévision. Les coûts indirects sont reliés à l'impact sur les approvisionnements en énergie du changement de la contribution mensuelle en énergie (40 % du 1<sup>er</sup> octobre au 31 mars et 30 % le reste de l'année) et à l'impact sur les approvisionnements en puissance de l'augmentation à 40 % de la garantie de puissance en hiver.

**TABLEAU 4**  
**DIFFÉRENCE ENTRE LES COÛTS DU SERVICE ET DE L'ENTENTE SUR LA**  
**PÉRIODE 2016-2019<sup>30</sup>**

	2016	2017	2018	2019	Total
<b>Coûts directs</b>	<b>0,3</b>	<b>-2,4</b>	<b>-2,8</b>	<b>-1,9</b>	<b>-6,8</b>
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
<b>Coûts indirects</b>	<b>-6,8</b>	<b>-16,0</b>	<b>-21,1</b>	<b>-16,5</b>	<b>-60,5</b>
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
<b>TOTAL</b>	<b>-6,5</b>	<b>-18,4</b>	<b>-23,9</b>	<b>-18,4</b>	<b>-67,2</b>

Source : Pièce B-0005, p.9.

[47] Le tableau 4 démontre que le coût total du Service est inférieur de 67,2 M\$ à celui de l'Entente sur la durée du Contrat. Les coûts directs sont inférieurs de 6,8 M\$, alors que les coûts indirects sont inférieurs de 60,5 M\$.

[48] En prenant l'hypothèse que le Service aurait été en vigueur pour la période 2013-2015, le Distributeur présente une comparaison des coûts directs de l'Entente et du Service.

<sup>30</sup> Aucun coût n'est associé aux écarts énergétiques entre les retours d'énergie et la production éolienne réelle puisque le Distributeur fait l'hypothèse qu'il n'y a pas d'écart énergétique dans les cas du Service, de même que dans celui de l'Entente.

**TABLEAU 5**  
**DIFFÉRENCE ENTRE LES COÛTS DIRECTS DU SERVICE ET DE**  
**L'ENTENTE SUR LA PÉRIODE 2013-2015**

	Retour d'énergie (TWh)	Coût pour les retours d'énergie (\$/MWh) (1)	Montant pour les retours d'énergie (M\$)	Erreur absolue (MWh)	Coût pour les erreurs de prévision en (\$/MWh) (1)	Montant pour les erreurs de prévision annuel (M\$)	Écart énergétique (TWh)	Prix pour les écarts (\$/MWh) (2)	Montant pour l'écart entre la production éolienne et les retours (M\$)	Coût total SiÉ (M\$)	Coût total EÉ - suivi D-2006-27 (M\$)	Écart (M\$)
Détail	A	B	C = A X B	D	E	F = D X E X 8760 / 10 <sup>6</sup>	G	H	I = -G X H	K = C+F+I	J	K - J
2013	4,825	5,45	26,3	119,0	1,85	1,9	-0,383	47,40	18,2	46,4	64,3	-17,9
2014	6,837	5,56	38,0	152,0	1,89	2,5	-0,310	47,40	14,7	55,3	71,4	-16,2
2015	8,317	5,67	47,2	191,0	1,92	3,2	-0,010	47,40	0,5	50,9	53,5	-2,6

(1) Les composantes sont calculées au 1er janvier de chaque année en utilisant un taux d'inflation de 2%.

(2) Si le FU réel annuel < 35% = 47,40 \$/MWh et si le FU réel annuel > 35% = -1,85 \$/MWh.

Source : B-0014, p.4.

[49] Les données du tableau 5 démontrent que le Service, s'il avait été en vigueur lors des trois dernières années, aurait généré des économies annuelles par rapport à l'Entente.

[50] Dans sa décision D-2015-014, la Régie écrivait qu'il était raisonnable « *de s'attendre à ce que les prix soumis dans le cadre de l'appel d'offres à venir génèrent, pour le [Service] proposé, un coût substantiellement inférieur aux coûts de l' [Entente]* »<sup>31</sup>.

[51] À la lumière des tableaux précédents, la Régie constate qu'en tenant compte des coûts directs et indirects, le coût annuel du Service est substantiellement inférieur à celui de l'Entente. Cependant, l'écart de 60,5 M\$ pour les coûts indirects, constituant la majeure partie de l'écart total des coûts annuels de 67,2 M\$ constaté au tableau 4, pourrait toutefois être moins élevé que prévu.

[52] En effet, les coûts indirects reflètent les impacts monétaires du Service sur les autres approvisionnements en énergie et en puissance que doit se procurer le Distributeur au cours d'une année donnée pour répondre aux besoins de sa clientèle. À cet égard, le calcul des coûts indirects pour la période 2016-2019 dépend ainsi des prévisions qui ont été faites par le Distributeur, d'une part, sur les prix de l'énergie et de la puissance sur les

<sup>31</sup> Dossier R-3848-2013, p. 90, par. 396.

marchés de court terme et, d'autre part, sur les ventes en énergie et en puissance à la clientèle<sup>32</sup>.

[53] En tenant compte uniquement des coûts directs, la Régie constate que la réduction des coûts annuels associés au Service est beaucoup moins importante que lorsque les coûts indirects sont pris en compte.

**TABLEAU 6**  
**DIFFÉRENCE ENTRE LES COÛTS DIRECTS DU SERVICE ET DE**  
**L'ENTENTE SUR LA PÉRIODE 2016-2019**

<i>Année</i>	<i>Différence coûts directs (M\$)</i>
2016	0,3
2017	(2,4)
2018	(2,8)
2019	(1,9)

*Source : Pièce B-0005, p. 9.*

[54] L'écart des coûts directs qu'affiche le Service par rapport à l'Entente, tel que présenté au tableau précédent pourrait, par ailleurs, s'avérer encore moins important qu'anticipé. En effet, la modification de l'horizon prévisionnel associé à la production des parcs éoliens, qui passe de 4 heures à 46 heures à l'avance dans certains cas, augmente l'erreur absolue moyenne anticipée et donc les coûts directs associés aux erreurs de prévision<sup>33</sup>.

[55] Les erreurs de prévision correspondent à la différence horaire, en valeur absolue, entre la prévision horaire de la production éolienne envoyée par le Distributeur au Producteur et les livraisons réelles provenant des parcs éoliens en service commercial. Aux fins du calcul des erreurs de prévision, le Contrat précise que « [la prévision finale] du Distributeur pour le lendemain correspond à la dernière prévision horaire des livraisons des parcs éoliens en service commercial transmise par le Distributeur et

<sup>32</sup> B-0014, p. 7 et 8.

<sup>33</sup> Pièces B-0005, p. 9 et B-0014, p. 8 et 9.

*disponible à 02h00 la veille du début des livraisons »*<sup>34</sup>. Le prix prévu au Contrat pour les erreurs de prévision est de 1,95 \$/MWh (\$2015), indexé à 2 % par année<sup>35</sup>.

[56] Malgré les constats émis précédemment, le coût total du Service est inférieur à celui de l'Entente. Bien que l'écart de coûts indirects puisse être moins élevé que prévu, la Régie est d'avis qu'une part non négligeable de cet écart devrait se matérialiser pour la période 2016-2019, compte tenu des modifications apportées aux caractéristiques du Service, dont la contribution énergétique mensuelle des retours d'énergie contractuelle, et à la garantie de puissance qui sont inscrites au Contrat.

**[57] En conséquence, la Régie juge le Service plus avantageux que l'Entente à l'égard des coûts directs et indirects.**

**[58] La Régie se déclare satisfaite des informations fournies par le Distributeur eu égard aux exigences prévues au Règlement d'application et approuve le Contrat.**

## **6. COMMENTAIRES DE LA PERSONNE INTÉRESSÉE**

[59] L'AHQ-ARQ dépose des commentaires à l'égard des enjeux suivants relatifs au Service : la contribution en puissance, l'écart entre les retours d'énergie et la production éolienne réelle, les erreurs de prévision de la production éolienne et les retours d'énergie<sup>36</sup>.

[60] Le Distributeur réplique aux commentaires formulés. Il rappelle notamment que la soumission du Fournisseur est conforme aux exigences de l'appel d'offres et respecte les modalités approuvées par la Régie dans sa décision D-2015-014.

[61] La Régie a pris connaissance des commentaires de l'AHQ-ARQ et de la réplique du Distributeur. Elle est satisfaite des explications fournies par ce dernier. Elle est d'avis que le Contrat est dans l'ensemble acceptable.

---

<sup>34</sup> Pièce B-0009, p. 8.

<sup>35</sup> Pièce B-0009, p. 12.

<sup>36</sup> Pièce C-AHQ-ARQ-0002.

## 7. SUIVIS

[62] Le Distributeur propose d'effectuer un suivi trimestriel du Service, dans lequel les quantités mensuelles d'énergie livrées par les parcs éoliens et fournies par le Producteur en tant que retours d'énergie seront indiquées<sup>37</sup>.

[63] La Régie demande au Distributeur d'effectuer un suivi trimestriel et annuel du Service, en y présentant les mêmes informations que celles contenues aux suivis de l'Entente qui sont actuellement déposés à la Régie. De plus, elle demande au Distributeur d'y présenter les quantités mensuelles et les coûts qui y sont associés.

[64] Les suivis devront également présenter et expliquer, le cas échéant, les montants des pénalités et des dommages prévus au Contrat.

[65] **Pour ces motifs,**

### La Régie de l'énergie :

**APPROUVE** le contrat de service d'intégration éolienne intervenu le 15 janvier 2016 entre Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité et Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité, produit sous la pièce B-0009;

**FIXE** les modalités de suivis indiquées à la section 7 de la présente décision.

Louise Pelletier

Régisseur

---

<sup>37</sup> Pièce B-0002, p. 3.

**Représentants :**

**Association hôtellerie Québec et Association des restaurateurs du Québec  
représentée par M<sup>e</sup> Steve Cadrin;**

**Hydro-Québec représentée par M<sup>e</sup> Simon Turmel.**