

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE LA RÉGIE**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À
HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION SUR LA DEMANDE RELATIVE À
L'APPROBATION DU CONTRAT DE SERVICE D'INTÉGRATION ÉOLIENNE DÉCOULANT DE
L'APPEL D'OFFRES A/O 2020-01**

1. **Références :**
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 9;
 - (ii) Dossier R-3965-2016, pièce [B-0005](#), p. 9;
 - (iii) Dossier R-3965-2016, pièce [B-0014](#), p. 4, tableau R-1.1;
 - (iv) Décision D-2016-095, suivi du service d'intégration éolienne pour la période du 1^{er} septembre 2018 au 31 août 2019, p. 3;
 - (v) Décision D-2016-095, suivi du service d'intégration éolienne pour la période du 1^{er} septembre 2017 au 31 août 2018, p. 2;
 - (vi) Décision D-2016-095, suivi du service d'intégration éolienne pour la période du 1^{er} septembre 2016 au 31 août 2017, p. 3.

Préambule :

Les questions suivantes visent à établir un constat plus précis concernant les coûts du service d'intégration éolienne. Ces informations serviront à mieux orienter la Régie lors du prochain examen des caractéristiques de ce service.

- (i) Les tableaux 1 et 2 suivant présentent une comparaison des modalités et du coût du nouveau contrat avec celui du contrat prenant fin le 31 août 2020 :

TABLEAU 1 :
COMPARAISON DES MODALITÉS ENTRE LE CONTRAT PRÉCÉDENT ET LE NOUVEAU CONTRAT

	Contrat prenant fin le 31 août 2020 (pour l'année 2019-2020)	Nouveau contrat (pour l'année 2020-2021)
Prix pour les retours d'énergie	6,21 \$/MWh	7,56 \$/MWh
Prix pour les erreurs de prévision	2,11 \$/MWh	1,69 \$/MWh
Prix pour l'écart annuel entre la production éolienne et les retours d'énergie		
Si la production éolienne > les retours d'énergie	1,85 \$/MWh	1,80 \$/MWh
Si la production éolienne < les retours d'énergie	47,40 \$/MWh	46,16 \$/MWh

TABLEAU 2 :
COMPARAISON DU COÛT DU SERVICE ENTRE LE CONTRAT PRÉCÉDENT ET LE NOUVEAU CONTRAT

	Contrat prenant fin le 31 août 2020 (pour l'année 2019-2020)	Nouveau contrat (pour l'année 2020-2021)
Montant pour les retours d'énergie (avec puissance installée de 3 668 MW)	69,9 M\$	85,0 M\$
Montant estimé pour les erreurs de prévision	4,0 M\$	3,2 M\$

Source : Pièce [B-0004](#) p. 9.

(ii) Dans le dossier R-3965-2016 le Distributeur présente au tableau 1 les gains associés à la nouvelle entente en terme de réduction de ses coûts :

TABLEAU 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

Source : Dossier R-3965-2016, pièce [B-0005](#), p. 9.

(iii) Le Distributeur présente au tableau R-1.1 du dossier R-3965-2016 la comparaison économique des deux solutions étudiées :

**TABLEAU R-1.1 :
COÛTS DU SERVICE D'INTÉGRATION ÉOLIENNE POUR LES ANNÉES 2013 À 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 EIÉ - suivi D-2006-27 (M\$)	Écart (M\$)
Détail	A	B	C = A X B	D	E	F = D X E X 8760 / 10 ⁶	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 : Dossier R-3965-2019, pièce [B-0014](#), p. 4.

- (iv) Tableau 1- Coût du contrat - 1^{er} septembre 2018 au 31 août 2019.
- (v) Tableau 1- Coût du contrat - 1^{er} septembre 2017 au 31 août 2018.
- (vi) Tableau 1- Coût de l'entente - 1^{er} septembre 2016 au 31 août 2017.

Demandes :

1.1 Pour la durée du nouveau contrat s'échelonnant du 01 septembre 2020 au 31 août 2025, veuillez présenter pour chacune des 5 années l'impact des coûts associés à la nouvelle entente ainsi que le détail des calculs. Aux fins de présentation des résultats, veuillez utiliser le même format et le même niveau de détail que ceux présentés au tableau 1 de la référence (ii).

Réponse :

1 **Le tableau R-1.1 présente l'information demandée.**

**TABLEAU R-1.1 :
ÉCART ENTRE LES COÛTS DE LA NOUVELLE ENTENTE ET
LES COÛTS DE L'ENTENTE AYANT PRIS FIN AU 31 AOÛT 2020 (M\$)
1^{ER} SEPTEMBRE 2020 AU 31 AOÛT 2025**

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Coûts directs	4,6	13,6	13,9	14,2	14,5	9,3	70,0
Montant pour les retours d'énergie contractuels	4,9	13,9	14,2	14,5	14,8	9,6	71,8
Montant pour les erreurs de prévision	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-1,8
Coûts indirects	0	0	0	0	0	0	0
Impact sur les autres approvisionnements en énergie	0	0	0	0	0	0	0
Impact sur les autres approvisionnements en puissance	0	0	0	0	0	0	0

1 **Le Distributeur précise que, pour cet exercice théorique, il a établi les**
 2 **paramètres de l'entente ayant pris fin au 31 août 2020 en supposant la poursuite**
 3 **de l'indexation des prix jusqu'en 2025. Pour les deux scénarios, les mêmes**
 4 **retours d'énergie et le même taux d'erreur de prévision ont été utilisés.**

5 **Puisque les retours d'énergie et la garantie de puissance sont identiques dans**
 6 **les deux cas, il n'y a pas d'écart sur le plan de l'impact sur les autres**
 7 **approvisionnementnements en énergie et en puissance.**

1.2 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet qu'il n'y a pas de réduction des coûts indirects puisque le profil des retours d'énergie de l'entente prenant fin est le même que le profil de la nouvelle entente et que la garantie de puissance de 40 % reste inchangée. Dans le cas contraire, veuillez présenter les hypothèses utilisées et le détail des calculs.

Réponse :

8 **Le Distributeur le confirme. Voir la réponse à la question 1.1.**

1.3 Veuillez recalculer chacun des coûts indiqués aux tableaux des références (iv), (v) et (vi) en utilisant la nouvelle entente offerte pour le service d'intégration éolienne. Veuillez détailler les calculs. Aux fins de présentation des résultats, veuillez utiliser le même format et le même niveau de détail que ceux présentés au tableau R-1.1 de la référence (iii).

Réponse :

9 **Le tableau R-1.3-A présente l'information demandée tandis que les tableaux**
 10 **R-1.3-B à R-1.3-E présentent en détail les données utilisées par année**
 11 **contractuelle.**

TABLEAU R-1.3-A :
COMPARAISON DES COÛTS DU CONTRAT AVEC LES PARAMÈTRES DE LA NOUVELLE ENTENTE
POUR LA PÉRIODE DU 1^{ER} SEPTEMBRE 2016 AU 31 AOÛT 2020

Période annuelle	Retour d'énergie (TWh)	Coût pour les retours d'énergie (\$/MWh) (1)	Montant pour les retours d'énergie (M\$)	Erreur absolue des prévisions (TWh)	Coût pour les erreurs de prévision (\$/MWh) (1)	Montant pour les erreurs de prévision (M\$)	Écart énergétique (TWh)	Prix pour les écarts (\$/MWh) (2)	Montant pour l'écart entre la production éolienne et les retours (M\$)	Coût estimé total SIÉ (M\$)	Coût réel total SIÉ (M\$)	Écart (M\$)
Détail	A	B	C = A X B	D	E	F = D X E	G	H	I = G X H	K= C+F+I	J	K - J
2016	9,834	6,98	68,7	1,770	1,56	2,8	0,928	46,16	42,8	114,3	105,1	9,2
2017	10,736	7,12	76,5	1,997	1,59	3,2	-0,093	1,80	-0,2	79,5	68,0	11,5
2018	11,241	7,27	81,7	1,975	1,62	3,2	-0,699	1,80	-1,3	83,6	71,3	12,4
2019	11,276	7,41	83,6	1,868	1,66	3,1	0,068	46,16	3,1	89,8	77,2	12,6

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

(2) Si le FU réel annuel < 35% = 46,16 \$/MWh et si le FU réel annuel > 35% = 1,80 \$/MWh.

TABLEAU R-1.3-B :
ESTIMATION DES COÛTS DU CONTRAT AVEC LES PARAMÈTRES DE LA NOUVELLE ENTENTE
POUR LA PÉRIODE DU 1^{ER} SEPTEMBRE 2016 AU 31 AOÛT 2017

Mois / Année	septembre 2016	octobre 2016	novembre 2016	décembre 2016	janvier 2017	février 2017	mars 2017	avril 2017	mai 2017	juin 2017	juillet 2017	août 2017	Total septembre 2016 - août 2017
Puissance moyenne installée (MW)	3047,65	3047,65	3047,65	3062,87	3296,30	3296,30	3296,30	3296,30	3296,30	3296,30	3296,30	3296,30	3214,68
(Art. 10.1) Coûts des retours d'énergie (\$)	4 597 712	6 334 625	6 138 796	6 366 252	6 851 451	6 188 407	6 842 242	4 972 827	5 138 588	4 972 827	5 138 588	5 138 588	68 680 903
(Art. 10.2) Coûts des erreurs de prévision (\$)	193 768	249 480	222 208	224 825	328 888	242 346	299 849	226 142	204 149	200 986	216 407	153 948	2 762 996
(Art. 10.3) Retours d'énergie "Énergie livrée par HQP" (MWh)	658 292	906 981	878 942	911 509	980 979	886 045	979 660	712 001	735 734	712 001	735 734	735 734	9 833 613
Énergie livrée par les parcs éoliens (MWh)	635 923	765 352	612 914	780 397	859 867	839 111	937 821	724 754	810 356	692 064	564 973	681 837	8 905 368
Écart (MWh)	22 370	141 629	266 028	131 112	121 112	46 935	41 839	-12 753	-74 622	19 937	170 761	53 897	928 245
Coût de l'écart annuel entre l'énergie livrée par les parcs éoliens et l'énergie livrée par HQP (\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	42 847 751
Coût total (\$)	4 791 480	6 584 105	6 361 005	6 591 077	7 180 339	6 430 753	7 142 091	5 198 969	5 342 737	5 173 813	5 354 996	5 292 536	114 291 650

Note: Coût de l'écart annuel entre l'énergie livrée par les parcs éoliens et l'énergie livrée par HQP est payable annuellement suivant la fin de l'année contractuelle.

TABLEAU R-1.3-C :
ESTIMATION DES COÛTS DU CONTRAT AVEC LES PARAMÈTRES DE LA NOUVELLE ENTENTE
POUR LA PÉRIODE DU 1^{ER} SEPTEMBRE 2017 AU 31 AOÛT 2018

Mois / Année	septembre 2017	octobre 2017	novembre 2017	décembre 2017	janvier 2018	février 2018	mars 2018	avril 2018	mai 2018	juin 2018	juillet 2018	août 2018	Total septembre 2017 - août 2018
Puissance moyenne installée (MW)	3296,30	3296,30	3296,30	3296,30	3484,38	3520,55	3658,24	3667,75	3667,75	3667,75	3667,75	3667,75	3515,59
(Art. 10.1) Coûts des retours d'énergie (\$)	5 072 294	6 988 494	6 772 451	6 988 494	7 387 244	6 741 611	7 745 420	5 643 875	5 832 004	5 643 875	5 832 004	5 832 004	76 479 769
(Art. 10.2) Coûts des erreurs de prévision (\$)	186 373	235 410	259 393	255 084	363 417	244 128	323 435	332 120	264 450	251 183	257 337	207 605	3 179 937
(Art. 10.3) Retours d'énergie "Énergie livrée par HQP" (MWh)	712 001	980 979	950 653	980 979	1 036 952	946 324	1 087 229	792 234	818 642	792 234	818 642	818 642	10 735 509
Énergie livrée par les parcs éoliens (MWh)	569 155	1 123 016	993 736	1 023 706	1 098 870	1 083 804	874 632	906 966	992 646	802 014	791 715	568 697	10 828 956
Écart (MWh)	142 846	-142 037	-43 083	-42 727	-61 918	-137 480	212 597	-114 732	-174 004	-9 780	26 927	249 945	-93 447
Coût de l'écart annuel entre l'énergie livrée par les parcs éoliens et l'énergie livrée par HQP (\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-168 205
Coût total (\$)	5 258 667	7 223 903	7 031 845	7 243 577	7 750 661	6 985 739	8 068 855	5 975 995	6 096 455	5 895 058	6 089 341	6 039 609	79 491 502
<i>Note: Coût de l'écart annuel entre l'énergie livrée par les parcs éoliens et l'énergie livrée par HQP est payable annuellement suivant la fin de l'année contractuelle.</i>													

TABLEAU R-1.3-D :
ESTIMATION DES COÛTS DU CONTRAT AVEC LES PARAMÈTRES DE LA NOUVELLE ENTENTE
POUR LA PÉRIODE DU 1^{ER} SEPTEMBRE 2018 AU 31 AOÛT 2019

Mois / Année	septembre 2018	octobre 2018	novembre 2018	décembre 2018	janvier 2019	février 2019	mars 2019	avril 2019	mai 2019	juin 2019	juillet 2019	août 2019	Total septembre 2018 - août 2019
Puissance moyenne installée (MW)	3667,75	3667,75	3667,75	3667,75	3667,75	3667,75	3667,75	3667,75	3667,75	3667,75	3667,75	3667,75	3667,75
(Art. 10.1) Coûts des retours d'énergie (\$)	5 756 689	7 931 438	7 686 246	7 931 438	7 931 438	7 163 880	7 920 778	5 756 689	5 948 579	5 756 689	5 948 579	5 948 579	81 681 023
(Art. 10.2) Coûts des erreurs de prévision (\$)	224 312	269 169	236 386	305 398	353 973	264 497	261 037	326 343	299 521	239 330	207 953	220 860	3 208 778
(Art. 10.3) Retours d'énergie "Énergie livrée par HQP" (MWh)	792 234	1 091 522	1 057 779	1 091 522	1 091 522	985 891	1 090 055	792 234	818 642	792 234	818 642	818 642	11 240 920
Énergie livrée par les parcs éoliens (MWh)	858 179	1 089 352	1 152 279	1 010 843	1 237 346	1 273 648	1 341 364	1 145 111	750 240	729 454	674 433	677 856	11 940 104
Écart (MWh)	-65 945	2 170	-94 499	80 679	-145 824	-287 756	-251 308	-352 877	68 402	62 780	144 208	140 786	-699 184
Coût de l'écart annuel entre l'énergie livrée par les parcs éoliens et l'énergie livrée par HQP (\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-1 258 531
Coût total (\$)	5 981 001	8 200 608	7 922 632	8 236 836	8 285 411	7 428 377	8 181 815	6 083 032	6 248 100	5 996 019	6 156 531	6 169 439	83 631 269
<i>Note: Coût de l'écart annuel entre l'énergie livrée par les parcs éoliens et l'énergie livrée par HQP est payable annuellement suivant la fin de l'année contractuelle.</i>													

TABLEAU R-1.3-E :
ESTIMATION DES COÛTS DU CONTRAT AVEC LES PARAMÈTRES DE LA NOUVELLE ENTENTE
POUR LA PÉRIODE DU 1^{ER} SEPTEMBRE 2019 AU 31 AOÛT 2020

Mois / Année	septembre 2019	octobre 2019	novembre 2019	décembre 2019	janvier 2020	février 2020	mars 2020	avril 2020	mai 2020	juin 2020	juillet 2020	août 2020	Total septembre 2019 - août 2020
Puissance moyenne installée (MW)	3667,75	3667,75	3667,75	3667,75	3667,75	3667,75	3667,75	3667,75	3667,75	3667,75	3667,75	3667,75	3667,75
(Art. 10.1) Coûts des retours d'énergie (\$)	5 871 880	8 090 146	7 840 047	8 090 146	8 090 146	7 568 201	8 079 272	5 871 880	6 067 609	5 871 880	6 067 609	6 067 609	83 576 425
(Art. 10.2) Coûts des erreurs de prévision (\$)	194 281	239 968	279 468	343 614	375 078	275 256	281 448	239 389	228 456	213 556	218 865	205 757	3 095 138
(Art. 10.3) Retours d'énergie "Énergie livrée par HQP" (MWh)	792 234	1 091 522	1 057 779	1 091 522	1 091 522	1 021 102	1 090 055	792 234	818 642	792 234	818 642	818 642	11 276 131
Énergie livrée par les parcs éoliens (MWh)	841 711	890 354	1 075 480	1 212 395	695 761	1 127 960	1 176 668	1 150 938	985 793	702 426	533 012	816 008	11 208 507
Écart (MWh)	-49 477	201 168	-17 701	-120 873	395 761	-106 858	-86 613	-358 704	-167 152	89 808	285 630	2 634	67 624
Coût de l'écart annuel entre l'énergie livrée par les parcs éoliens et l'énergie livrée par HQP (\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3 121 516
Coût total (\$)	6 066 161	8 330 114	8 119 515	8 433 759	8 465 224	7 843 457	8 360 720	6 111 269	6 296 066	6 085 436	6 286 474	6 273 367	89 793 079
<i>Note: Coût de l'écart annuel entre l'énergie livrée par les parcs éoliens et l'énergie livrée par HQP est payable annuellement suivant la fin de l'année contractuelle.</i>													

- 1 **Pour établir les coûts présentés dans les tableaux R-1.3-A à R-1.3-E, le**
2 **Distributeur a considéré une indexation historique des prix des retours**
3 **d'énergie et des erreurs de prévision. Ainsi, les prix utilisés à partir de 2016,**
4 **puis indexés jusqu'en 2020, correspondent aux prix offerts dans la nouvelle**
5 **entente pour l'année contractuelle débutant au 1^{er} septembre 2020.**
- 6 **Les quantités de retours d'énergie et d'erreurs de prévision sont les mêmes**
7 **que dans les tableaux des références (iv) à (vi), soient les quantités réelles.**

2. **Références :** (i) Pièce [B-0007](#) , p. 9;
 (ii) Dossier R-3965-2016, pièce [B-0009](#), p. 7.

Préambule :

- (i) Le Distributeur s'engage à remettre au Fournisseur une contribution à la pointe évaluée à 36 % de la quantité contractuelle :

« 5.4 Garantie de puissance

*Pendant la période d'hiver, le **Fournisseur** doit fournir une quantité de puissance suffisante pour garantir des livraisons équivalentes à 40 % de la quantité contractuelle. À cet égard, le **Fournisseur** s'engage à ce que la garantie de puissance ne fasse l'objet d'aucun autre engagement de livraison pendant la période d'hiver. En contrepartie, le **Distributeur** remet au **Fournisseur** une contribution en puissance à la pointe évaluée à 36 % de la quantité contractuelle ».*

- (ii) Dans le dossier R-3965-2016 traitant du contrat précédent, le Distributeur s'engageait, à remettre au Fournisseur une contribution à la pointe évaluée à 30 % de la quantité contractuelle :

« 5.4 Puissance complémentaire

Pendant la période d'hiver, le Fournisseur doit fournir une quantité de puissance suffisante pour garantir des livraisons équivalentes à 40 % de la quantité contractuelle. À cet égard, le Fournisseur s'engage à ce que la quantité de puissance complémentaire ne fasse l'objet d'aucun autre engagement de livraison pendant la période d'hiver. En contrepartie, le Distributeur remet au Fournisseur une contribution de 30 % en puissance associée à la quantité contractuelle ». [nous soulignons]

Demande :

- 2.1 Dans le cadre de la nouvelle entente, le Distributeur s'engage à remettre un différentiel de 6 % additionnel de la contribution à la pointe de la quantité contractuelle. Veuillez évaluer approximativement la valeur totale de cette contribution supplémentaire de contribution à la pointe sur la durée de 5 ans du nouveau contrat. Veuillez fournir les hypothèses utilisées ainsi que les détails des calculs.

Réponse :

1 Le Distributeur précise d'abord que la valeur qu'il établit pour la contribution
2 en puissance à la pointe peut ne pas être utilisée telle quelle par le Producteur
3 dans ses analyses de la valeur de la production éolienne. Ainsi, le Producteur
4 a pu retenir une valeur inférieure à 36 % en considérant les risques associés
5 aux variations de la production éolienne. En établissant son bilan de puissance
6 et la marge de manœuvre dont il dispose pour commercialiser des quantités de
7 puissance sur les marchés, il est en effet possible qu'il ne compte pas sur la
8 totalité des 36 % de la production éolienne. Le Distributeur ne connaît pas les
9 analyses du Producteur à cet effet.

10 Néanmoins, aux fins de l'analyse, si on suppose que l'écart de 6 % était
11 complètement valorisé par le Producteur, cela signifierait qu'il a effectivement
12 6 % de moins de puissance à fournir pour offrir le service ou, dit autrement, 6 %
13 de plus de puissance à valoriser sur les marchés. Cet écart correspond à des
14 quantités de 220 MW pour l'hiver 2020-2021 et de 223 MW pour les hivers
15 suivants.

16 Au coût évité de puissance de court terme de 20 \$/kW-hiver en 2020 et indexé à
17 l'inflation par la suite, cette puissance est évaluée à 4,4 M\$ pour l'hiver 2020-
18 2021, jusqu'à 4,8 M\$ pour l'hiver 2024-2025. Sur la période de 5 ans de l'entente,
19 cela représente 21 M\$ actualisés (\$ 2020). Le Distributeur précise également
20 que cette évaluation du prix ne correspond pas nécessairement à celles du
21 Producteur, lesquelles dépendent des opportunités de ce dernier pour
22 commercialiser cette quantité de puissance.