

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À
DEMANDE DE PROLONGATION DE L'ENTENTE D'INTÉGRATION ÉOLIENNE**

1. Référence : Pièce A-0004, page 115.

Préambule :

Lors de l'audience tenue le 31 mai 2012, à la suite d'une question de la Régie, le Distributeur soumet ce qui suit:

« Écoutez, effectivement, il y a ici, là... Il n'y a pas eu une nouvelle demande d'approbation d'un amendement à l'« Entente 2005 ». Et là-dessus, j'en conviens, vous avez raison, on n'a jamais fait approuver un amendement à l'« Entente 2005 ».

Par contre, on a prolongé le service d'intégration en deux mille onze (2011) et en deux mille douze (2012). Et entre les parties, il était très clair que cela couvrirait toute la production éolienne. Et c'est dans ce sens-là, c'est que la prolongation dans le temps implicitement entraînait une prolongation de la couverture.»

Demande :

1.1 Veuillez décrire les modifications convenues entre les parties pour la durée de la prolongation de l'entente.

- 2. Références :**
- (i) État d'avancement 2011 du plan d'approvisionnement 2011-2020, page 20, tableau 4.1 et page 24, tableau 4.2.4;
 - (ii) Décision D-2012-024, R-3776-2011, paragraphe 169;
 - (iii) Décision D-2011-193, R-3775-2011, paragraphe 20.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur produit une mise à jour des bilans d'énergie et de puissance de son plan d'approvisionnement 2011-2020. L'Entente globale de modulation et le recours à des transactions financières entre le Distributeur et le Producteur figurent parmi les moyens de gestion d'approvisionnement prévus être utilisés par le Distributeur.

À la référence (ii), la Régie, le 8 mars 2012, rejette la demande du Distributeur de reconduire les transactions financières avec le Producteur pour l'année 2012.

À la référence (iii), la Régie rejette la demande du Distributeur relative à l'approbation de l'Entente globale de modulation intervenue entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production.

Demande :

2.1 Veuillez déposer, sous le format des tableaux cités à la référence (i) les bilans d'énergie et de puissance du Distributeur, mis à jour pour les années 2012 et 2013 en tenant compte des décisions citées aux références (ii) et (iii), et en tenant compte des plus récentes prévisions de la demande.

3. **Référence :** Pièce B-0008, page 5.

Préambule :

« D'autres ententes actuellement en vigueur visent les problèmes de gestion de court terme liés à l'approvisionnement patrimonial : il s'agit de l'Entente globale cadre et de l'Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial. »

Demande :

3.1 Le Distributeur dispose également de conventions d'énergie différée avec le Producteur comme outils d'approvisionnement. Ces conventions pourraient-elles servir d'outil au Distributeur pour gérer la variabilité de la production éolienne à moyen terme? Veuillez commenter.

4. **Références :** (i) Pièce B-0008, page 7;
(ii) Pièce B-0008, page 9.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur précise :

« À cet égard, le Distributeur a d'ailleurs l'obligation, face au Transporteur, de fournir ou d'obtenir de ses fournisseurs, tous les moyens requis pour que le Transporteur puisse, entre autres, suivre l'équilibre entre la production et la charge, limiter les variations de fréquence sur le réseau et combler les écarts par rapport aux prévisions de charge et de production éolienne.¹¹ [...]

11 Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec, Annexe 8. »

À la référence (ii), le Distributeur ajoute :

« Les moyens à mettre en place doivent satisfaire aux exigences techniques du Transporteur associées aux normes de fiabilité. »

Demandes :

- 4.1 Veuillez identifier l'article de l'annexe 8 des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec qui traite de l'obligation du Distributeur de combler « *les écarts par rapport aux prévisions de charge et de production éolienne* ».
 - 4.2 Veuillez préciser la teneur des exigences techniques spécifiées par le Transporteur en matière de services complémentaires à fournir par le Distributeur.
 - 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.
- 5. Références :**
- (i) HQD-État d'avancement du plan d'approvisionnement 2008-2017 (30 octobre 2009) - Impact de la production éolienne sur le service de réglage de la production (suivi de la charge), pages 6 et 7 ;
 - (ii) Dossier R-3775-2011, pièce B-0027, page 21.

Préambule :

La référence (i) indique qu'à l'horizon 2016, sans l'ajout de prestation de service de suivi de la charge, les dépassements associés à ce service représenteraient 20,2 GWh avec les éoliennes alors qu'ils seraient de 14,9 GWh sans éolienne.

À la référence (ii) le Distributeur produit des exemples de dépassements réels de la prestation de service de suivi de la charge observés par le passé. Le cas du 19 mars 2010 entre 5 h. et 6 h. révèle un dépassement en prestation de service de réglage de suivi de la charge de 269 MW. Ce dépassement coïncide avec :

- une hausse des BGS de 4 446 MW (28 139 MW- 23 693 MW) dont 2 751 MW (22 796 MW – 20 045 MW) sont associés au BRD ; et
- avec une baisse de production éolienne de 14 MW (16 MW-30 MW).

Tableau R-5.2
Exemples de dépassements constatés au service de réglage de production (suivi de la charge)

Année	Mois	Jour	Heure	BRD (MW)	BGS (MW)	Électricité patrimoniale mobilisée (MW)	Volume maximal d'électricité patrimoniale mobilisée pour ce jour (MW)	11% de la valeur horaire maximale sans dépasser 3000 MW	Variation horaire de l'électricité patrimoniale mobilisée (MW)	Dépassement observé (MW)	Production éolienne (MW)
2009	3	19	5	20947	22204	20774	23498	2585	-	0	118
			6	23554	25592	23436	23498	2585	2662	78	101
			7	23489	26147	23192	23498	2585	-245	0	92
2009	5	27	5	15276	16858	15185	18848	2073	-	0	18
			6	17616	19795	17465	18848	2073	2280	207	3
			7	18377	21570	18282	18848	2073	817	0	-1
2009	6	15	5	14582	16438	14440	18344	2018	-	0	41
			6	17006	20039	16944	18344	2018	2504	486	32
			7	17917	22513	17873	18344	2018	929	0	28
2009	6	17	5	14499	16472	14324	18425	2027	-	0	76
			6	17092	20402	17057	18425	2027	2733	707	63
			7	17579	22198	17460	18425	2027	402	0	32
2010	3	19	5	20045	23693	18237	22989	2529	-	0	30
			6	22796	28139	21034	22989	2529	2798	269	16
			7	23379	29717	22989	22989	2529	1954	0	1

Demands :

- 5.1 Veuillez préciser si les dépassements observés le 19 mars 2010 (référence (ii)) ont été comblés par le Producteur et s'ils ont été facturés. Le cas échéant, veuillez préciser en vertu de quelle entente a été établie cette facturation. Veuillez également préciser la part des montants facturés qui ont été imputés à la production éolienne installée à cette date. Le cas échéant, veuillez justifier la répartition des montants imputés à la production éolienne.
- 5.2 À la référence (i), des dépassements de la prestation de service de suivi de la charge imputables spécifiquement à la demande sont quantifiés pour l'horizon 2016. Veuillez préciser si le Distributeur anticipe des dépassements de prestation de service de suivi de la charge pour l'année 2012 spécifiquement imputables à la demande. Le cas échéant, veuillez identifier les outils commerciaux dont dispose le Distributeur pour combler ces dépassements.
6. **Référence :** HQD-État d'avancement du plan d'approvisionnement 2008-2017 (30 octobre 2009) - Évaluation de la provision pour aléas en considérant les erreurs de prévision de la production éolienne, pages 11, 26 et 27.

Préambule :

L'étude citée en référence établit, entre autres, le niveau de risque que la puissance programmée par le Distributeur, en mode prévisionnel, soit insuffisante pour assurer, en temps réel, l'approvisionnement de la charge du Distributeur. Ce risque est notamment évalué en fonction des erreurs des prévisions de la demande et de la production éolienne, et des quantités de service de provision pour écart de prévision court terme de la demande que dispose le Distributeur.

Cette étude indique qu'à l'horizon 2016, la quantité de service prévue pour couvrir les seuls aléas de prévision de la demande sera insuffisante. Elle permet également de discriminer le risque associé à l'erreur dans la prévision de la demande du risque associé à la combinaison des erreurs dans les prévisions de la demande et de la production éolienne. Ainsi, à l'horizon 2016, l'augmentation du niveau de risque qui serait spécifiquement imputable à la production éolienne serait :

- en hiver, pour la période 1 à 6 heures avant l'heure, de + 1 % (par rapport à 21,4 % sans éolien); et
- en été de + 2,1 % (par rapport à 13,8 % sans éolienne).

1 ^{er} et 2 ^e A/O – 3000 MW	Lendemain		Jour même 7-24 heures		Jour même 1-6 heures	
	Hiver	Été	Hiver	Été	Hiver	Été
<i>Avec Indisponibilités - HQ</i>						
Provisions pour aléas nominales [MW]	1500	1200	1000	700	500	500
Risque maximal sans éolien (%)	5,0	3,0	10,0	9,8	21,4	13,8
Δ Risque avec ajout de l'éolien correspondant au Risque maximal (%)	0,4	0,7	0,6	1,4	1,0	2,1
Δ Provisions avec ajout de l'éolien correspondant au Risque maximal [MW]	34	57	26	39	22	41

Demandes :

- 6.1 La référence indique qu'à l'horizon 2016, compte tenu des niveaux de service de provision pour écarts de prévision de la demande, il existe un risque relatif à l'insuffisance de production programmée imputable à l'erreur de prévision de la demande. Veuillez expliquer la façon dont cette insuffisance de production sera comblée et cela au moyen de quel outil commercial.
- 6.2 Veuillez préciser si un risque relatif à l'insuffisance de production programmée imputable à l'erreur de prévision de la demande existe présentement. Le cas échéant, veuillez

expliquer la façon dont cette insuffisance de production est présentement comblée et ceci au moyen de quel outil commercial.

- 6.3 Veuillez fournir l'estimation du Distributeur des montants anticipés pour les années 2012 et 2013 pour combler, le cas échéant, une insuffisance de production programmée qui serait explicitement imputable à l'erreur de prévision de la demande.
- 6.4 Veuillez fournir l'estimation du Distributeur des montants anticipés pour les années 2012 et 2013 pour combler, le cas échéant, une insuffisance de production programmée qui serait imputable aux erreurs de prévision combinées de la demande et de la production éolienne.
- 6.5 Êtes-vous d'accord qu'il serait plus avantageux et efficient d'établir les besoins en service d'équilibrage éolien associés aux écarts de prévision éolienne en fonction des besoins globaux d'équilibrage de l'offre et de la demande plutôt que de ne considérer que les écarts de prévision associé à la production éolienne. Dans la négative veuillez commenter.
7. **Références :** (i) Suivi de l'Entente d'Intégration Éolienne (EIE) année 2011 http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2006-27/Suivi_R-3573-2005_D2006-27_entente_03fev2012.pdf;
 (ii) A-0004, pages 42 et 43.

Préambule :

Référence (i), page 6 :

TABLEAU 1
COÛT DE L'ENTENTE – 1^{ER} JANVIER AU 31 DÉCEMBRE 2011

	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	Total T1-T4
Service d'équilibrage (art. 7.1)					
Coût des écarts de prévision (\$)	36 808	35 875	33 785	44 548	151 016
Puissance complémentaire (art 7.2)					
Coût de la puissance garantie (\$)	1 974 086	1 974 086	2 043 128	2 679 037	8 670 337
Énergie (art. 7.3)					
Énergie livrée par les parcs éoliens (MWh)	370 712	269 452	231 073	464 731	1 335 969
Énergie livrée par HQP (MWh)	337 776	341 687	357 260	469 340	1 506 063
écart (MWh)	32 937	(72 235)	(126 187)	(4 609)	(170 094)
Coût de l'énergie (\$)	(2 864 728)	6 282 797	10 975 367	400 854	14 794 290
Coût total (\$)	(853 834)	8 292 758	13 052 280	3 124 439	23 615 643

Note: Pour 2011, la "quantité contributive" (associée à la puissance garantie, ligne 2 du tableau) est établie à 15 %.

En ce qui a trait aux besoins de la demande, la Régie note ce qui suit du troisième trimestre de l'année 2011 :

- Le coût du service d'équilibrage est de 33 785 \$;
- Le coût de la puissance acquise pour les trois mois d'été est de 2 M\$;
- Le coût de l'écart de livraison en énergie est de 11 M\$. Cet écart, partiellement compensé par les autres trimestres, correspond à la différence entre le facteur de livraison réel des parcs en été, soit 22,6% pour ce trimestre, et la puissance de 35 % prévue à l'EIE.

Référence (ii) :

« C'est sûr que les concentrés... les besoins sont concentrés en hiver, donc la garantie de puissance est plus importante en qu'en été, mais les besoins de puissance du Distributeur sont présents quand même en tout temps. »

Demandes :

- 7.1 Veuillez décrire les outils de prévision des vents dont dispose le Distributeur et commenter la bonne performance estivale.
- 7.2 Veuillez indiquer si le Distributeur afin d'équilibrer ses approvisionnements en puissance en été doit nécessairement acquérir un raffermissement de la puissance éolienne.
- 7.3 Veuillez indiquer si le Distributeur n'a pas intérêt à prendre livraison d'une production des parcs éolien plus faible que le FU moyen planifié, en période de surplus, plutôt que d'acquérir 35 % de la capacité installée, quels que soient ses besoins.