

**SUIVI DE L'ENTENTE D'INTÉGRATION ÉOLIENNE
POUR LA PÉRIODE
DU 1^{ER} JANVIER AU 31 MARS 2015**

1. INTRODUCTION

1 Le 9 février 2006, par sa décision D-2006-27, la Régie de l'énergie (la Régie) approuvait
2 l'entente d'intégration éolienne (l'Entente) entre Hydro-Québec dans ses activités de
3 distribution d'électricité (le Distributeur) et Hydro-Québec dans ses activités de production
4 d'électricité (le Producteur).

5 L'Entente porte sur le service d'équilibrage éolien et le service de puissance complémentaire
6 qui sont associés au bloc de production d'énergie éolienne du Distributeur.

7 Dans sa décision¹, la Régie demande au Distributeur de déposer un suivi trimestriel de
8 l'Entente pour les services d'équilibrage et de puissance complémentaire dont la facturation
9 est prévue aux articles 7.1 et 7.2 de l'Entente. Elle demande également de produire un suivi
10 annuel indiquant la quantité totale livrée par les parcs éoliens et la quantité fournie par le
11 Producteur aux taux de puissance garantie, de même que le coût réel de l'Entente ventilé
12 selon la facturation prévue aux articles 7.1, 7.2 et 7.3 de l'Entente. Le présent document
13 constitue le suivi trimestriel au 31 mars 2015.

2. SUIVI DE L'ENTENTE

14 Au premier trimestre 2015, un parc éolien a été mis en exploitation commerciale, à la date
15 suivante :

- 16 • Le 16 janvier 2015 pour le parc Saint-Philémon.

17 Au 31 mars 2015, la puissance contractuelle des parcs éoliens du Distributeur totalisait
18 2 668,65 MW, répartis de la façon suivante :

- 19 • 127,5 MW du parc Jardin d'École ;
- 20 • 109,5 MW du parc Baie-des-Sables ;
- 21 • 100,5 MW du parc Anse-à-Valleau ;
- 22 • 109,5 MW du parc Carleton ;
- 23 • 100,5 MW du parc Mont-Louis ;
- 24 • 58,5 MW du parc Montagne Sèche ;
- 25 • 211,5 MW du parc Gros-Morne (phase 1 : 100,5 MW, phase 2 : 111,0 MW) ;
- 26 • 138,6 MW du parc Le Plateau ;
- 27 • 80,0 MW du parc Saint-Robert Bellarmin ;
- 28 • 101,2 MW du parc Montérégie ;
- 29 • 150,0 MW du parc Massif du Sud ;
- 30 • 300,0 MW du parc Lac-Alfred (phases 1 et 2 : 150,0 MW chacune) ;

¹ Décision D-2006-27 du 9 février 2006, page 12.

- 1 • 67,8 MW du parc New Richmond ;
- 2 • 100 MW du parc De L'Érable ;
- 3 • 24,6 MW du parc Viger-Denonville ;
- 4 • 131,2 MW du parc Seigneurie de Beaupré 2 ;
- 5 • 135,7 MW du parc Des Moulins ;
- 6 • 140,6 MW du parc Seigneurie de Beaupré 3 ;
- 7 • 24,6 MW du parc La Mitis ;
- 8 • 24,6 MW du parc Du Granit ;
- 9 • 150 MW du parc Rivière-du-Moulin Phase 1 ;
- 10 • 23,5 MW du parc Témiscouata ;
- 11 • 67,9 MW du parc Seigneurie de Beaupré 4 ;
- 12 • 23,5 MW du parc Saint-Damase ;
- 13 • 101,05 MW du parc Vents du Kempt ;
- 14 • 21,15 MW du parc Des Moulins Phase 2 (au site Le Plateau) ;
- 15 • 21,15 MW du parc Le Plateau 2 ;
- 16 • 24 MW du parc Saint-Philémon.

17 Pour la période du 1^{er} janvier au 31 mars 2015, les livraisons des parcs éoliens totalisent
18 2 454 294 MWh.

2.1. Service d'équilibrage

19 Pour le premier trimestre de l'année 2015, les coûts du service d'équilibrage totalisent
20 189 025 \$. Ce coût est basé sur le prix de service d'équilibrage, établi à 1 \$/MWh (art. 6.1),
21 appliqué aux écarts entre la quantité d'énergie éolienne programmée et la quantité d'énergie
22 éolienne livrée (art. 5.1).

2.2. Service de puissance complémentaire

23 Pour le service de puissance complémentaire, conformément à l'Entente, le Producteur a
24 rendu disponible au Distributeur une puissance garantie égale à 35 % de la puissance
25 contractuelle des parcs en exploitation commerciale, soit 925,628 MW du 1^{er} janvier au 16
26 janvier 2015, et 934,028 MW du 16 janvier au 31 mars 2015.

27 Pour l'année 2015, la quantité contributive des parcs éoliens pendant les 300 plus grandes
28 valeurs horaires de consommation des clients du Distributeur est estimée, en vertu de
29 l'Entente, à 15 % de la somme des puissances contractuelles des parcs en exploitation
30 commerciale.

31 Les coûts mensuels de la puissance complémentaire sont établis comme suit :

1 • Janvier : 4 233 874 \$

2 soit,

3 $(35 \% - 15 \%) \times (2\,644\,650 \text{ kW}) \times (360/744) \times (95,6074 \text{ \$/kW-an} / 12) +$

4 $(35 \% - 15 \%) \times (2\,668\,650 \text{ kW}) \times (384/744) \times (95,6074 \text{ \$/kW-an} / 12) = 4\,233\,874 \text{ \$}$

5 • Février et mars : 4 252 378 \$

6 soit,

7 $(35 \% - 15 \%) \times (2\,668\,650 \text{ kW}) \times (95,6074 \text{ \$/kW-an} / 12) = 4\,252\,378 \text{ \$}$

8 Le Distributeur souligne que le prix de la puissance de 95,6074 \$/kW-an présenté dans les
9 formules est, arrondi à la quatrième décimale près, le prix initial de 80 \$/kW-an indexé au
10 taux annuel de 2 % à compter du 1^{er} janvier 2007, comme spécifié à l'article 6.2 de l'Entente.

11 Pour le premier trimestre de l'année 2015, les coûts du service de puissance
12 complémentaire ont totalisé 12 738 630 \$.

2.3. Énergie livrée

13 Durant la période du 1^{er} janvier au 31 mars 2015, les parcs éoliens ont produit 440 753 MWh
14 de plus que le Producteur n'en a livrés en vertu de l'Entente. Le revenu provenant de cet
15 excédent d'énergie livrée est de 42 315 051 \$.

2.4. Sommaire des coûts de l'Entente

16 Comme le montre le tableau 1, l'Entente a procuré au Distributeur des revenus de
17 29 387 395 \$ pour le premier trimestre de 2015.

Tableau 1
Coût de l'Entente – 1^{er} janvier au 31 mars 2015

	Trimestre 1
Service d'équilibrage (art. 7.1)	
Coût des écarts de prévision (\$)	189 025
Puissance complémentaire (art 7.2)	
Coût de la puissance garantie (\$)	12 738 630
Énergie (art. 7.3)	
Énergie livrée par les parcs éoliens (MWh)	2 454 294
Énergie livrée par HQP (MWh)	2 013 541
écart (MWh)	440 753
Coût de l'énergie (\$)	(42 315 051)
Coût total (\$)	(29 387 395)

Note: Pour 2015, la "quantité contributive" (associée à la puissance garantie, ligne 2 du tableau) est de 15 %.