

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



**Tableau R-22.1**  
**Volume et coût des approvisionnements postpatrimoniaux**  
**2009, 2010 et 2011**

	2009 <sup>1</sup>			2010			2011		
	Année historique			Année de base			Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
<b>LONG TERME</b>	<b>2,302</b>	<b>305,8</b>	<b>132,8</b>	<b>3,049</b>	<b>379,8</b>	<b>124,6</b>	<b>5,771</b>	<b>549,1</b>	<b>95,1</b>
TCE <sup>2</sup>	-			-			-		
HQP	1,033	63,8	61,8	1,482	143,6	96,9	4,003	268,1	67,0
Base	0,496	25,3	51,1	0,628	72,2	114,9	2,446	171,0	69,9
dont transaction avec HQP				-1,925	21,9	-11,4	-1,827	19,7	-10,8
dont puissance garantie des rappels								4,3	
Cyclable	0,458	26,2	57,1	0,815	60,2	73,8	1,557	97,1	62,3
Intégration éolienne	0,079	12,3	12,6	0,039	11,2	8,4		8,9	5,8
Bowater	0,095	6,7	70,5	0,034	2,7	78,6	-	-	-
Kruger	0,130			0,135			0,133		
Tembec	0,061	5,6	92,2	0,066	6,1	92,4	0,067	6,1	91,2
Éolien I (A/O 2003-02)	0,983			1,332			1,444		
Baie des Sables <sup>3</sup>	0,284			0,324			0,336		
Anse-à-Valleau <sup>3</sup>	0,279			0,298			0,308		
Carleton <sup>3</sup>	0,343			0,344			0,336		
St-Ulric <sup>3</sup>	0,078	3,7	47,2	0,366	19,7	53,8	0,397	23,3	58,6
Les Méchins	-	-3,0	0,0						
Mont-Louis							0,026	1,7	65,1
Montagne Sèche							0,015		
Gros-Morne (phase 1)							0,026		
Éolien II (A/O 2005-03)							0,103	11,3	109,6
Le Plateau							0,036	4,0	111,3
de l'Érable							0,026	3,4	130,6
des Moulins							0,041	3,8	94,6
Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)							0,022	2,0	91,1
<b>COURT TERME</b>	<b>0,557</b>	<b>79,3</b>	<b>142,3</b>	<b>-0,699</b>	<b>-6,8</b>	<b>9,7</b>	<b>0,401</b>	<b>27,3</b>	<b>68,1</b>
Achats d'énergie <sup>4</sup>	1,161	92,2	79,5	0,114	8,9	77,9	0,402	19,4	48,3
Reventes d'énergie	-0,603	-19,0	31,6	-0,813	-23,6	29,0	-0,002	0,0	28,0
Achats de puissance	s.o.	6,2		s.o.	7,9		s.o.	7,9	
<b>SERVICE DE TRANSPORT</b>		<b>4,7</b>			<b>0,0</b>				
<b>TOTAL</b>	<b>2,860</b>	<b>389,9</b>	<b>136,3</b>	<b>2,350</b>	<b>373,0</b>	<b>158,7</b>	<b>6,172</b>	<b>576,4</b>	<b>93,4</b>

Note 1 : Le réel inclut une perte de 3,9 M\$ provenant des positions de couverture prises sur le prix du gaz et la taux de change.

Note 2 : L'écart entre le coût associé au contrat de TCE pour 2009 au tableau A-1 et celui présenté dans le Rapport annuel 2009 s'explique par des gains et pertes sur les instruments financiers.

Note 3 : Incluant 75% de la subvention du programme ÉcoÉnergie de 10 \$/MWh pour les éoliennes en service au 31 mars 2011.

Note 4 : L'achat d'énergie en 2009 inclut 4,1 M\$ pour l'électricité interruptible dont 2,2 M\$ attribuables aux demandes exceptionnelles d'interruption.

- 22.2** Veuillez assurer le suivi demandé à la référence (iii). Le cas échéant, veuillez fournir le détail des calculs sous pli confidentiel.

**Réponse :**

**Le Distributeur ne verse pas d'indemnités à TCE en application des articles 25 et 26 de l'Entente finale.**

- 23. Références :** (i) B-1-HQD-5, document 1, pages 6 et 7;  
(ii) R-3726-2010, B-3-HQD-2, document 1, pages 7 et 8.

**Préambule :**

- (i) « Toutefois, compte tenu des quantités impliquées et dans la perspective d'atténuer les impacts sur les coûts d'approvisionnements, le Distributeur et le Producteur ont convenu d'une transaction de nature financière, réalisée en vertu de la Convention de transactions d'achat et de vente d'électricité en place entre les parties, concernant les quantités d'énergie ne pouvant plus être différées.

*Ainsi, lorsque les livraisons d'énergie du contrat de base ne sont pas requises pour ses propres besoins et que le prix de l'énergie prévu au contrat est supérieur au prix de référence, défini comme étant le prix de l'électricité à la zone M du NYISO moins l'ajustement de 5 \$/MWh, le Distributeur paie au Producteur la différence de prix pour la portion du 350 MW dont le Distributeur ne prend pas livraison. À l'inverse, lorsque le prix de l'énergie prévu au contrat est inférieur au prix de référence, le Producteur effectue un paiement au Distributeur.*

*[...]*

*En 2010, la valeur de la transaction est estimée à 21,9 M\$, correspondant à 1,9 TWh d'énergie du contrat de base. Compte tenu des coûts évités de la transaction, le Distributeur estime que cette dernière lui procure un gain d'environ 22 M\$ par rapport à un scénario hypothétique de revente sur les marchés de court terme ».*

- (ii) Tableau 2.2b – Détail de l'analyse économique suite à la révision des besoins de mai 2010.

**Demandes :**

- 23.1** Veuillez identifier la transaction financière dans le dossier R-3726-2010, notamment à la référence (ii).