

**VOLUMES ET COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS  
POSTPATRIMONIAUX**

**SUIVI DES DÉCISIONS  
D-2020-152 ET D-2020-182**



**TABLEAU B-1 :  
VOLUMES ET COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX**

	2010			2011			2012		
	Année historique			Année de base			Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
<b>LONG TERME</b>	<b>3,5</b>	<b>381,9</b>	<b>108,5</b>	<b>5,0</b>	<b>506,4</b>	<b>101,6</b>	<b>6,3</b>	<b>638,7</b>	<b>101,4</b>
TCE <sup>1</sup>	-			-			-		
HQP	2,1	153,1	73,5	3,1	226,4	72,8	2,9	220,9	77,1
Base	1,1	72,4	67	2,2	155,8	70,9	1,9	144,4	75,6
<i>dont puissance garantie des rappels</i>					3			3,4	
Cyclable	0,8	58,2	70	1,0	70,6	73,6	1,0	71,8	75,1
<i>dont Transactions avec HQP</i>	-1,8	0		-1,9	18,2		-2,1	17,3	
Intégration éolienne	0,2	22,5		0,0	5,2				
Entente globale de modulation								4,6	
Bowater	0,0	1,9	56,7						
Kruger	0,1			0,1			0,1		
Tembec	0,1	5,3	92,2	0,1	6	91,9	0,1	6,2	92,4
Biomasse II (A/O 2009-01)							0,0	3,9	113,3
Saint-Nicéphore							0,0	0,5	95,3
Thurso							0,0	1,6	122,6
Ste-Cécile-de-Milton							0,0	0,1	116,7
St-Thomas							0,0	0,7	104,9
St-Patrice-de-Beaurivage							0,0	0,4	126
St-Félicien							0,0	0,7	110,2
Éolien I (A/O 2003-02)	1,2	80,6	67,3	1,6	103,9	66,9	2,3	156,5	67,1
Baie-des-Sables <sup>2</sup>	0,3	18,9	69,9	0,3	23,8	69,9	0,3	24,2	70,1
L'Anse-à-Valleau <sup>2</sup>	0,3	20,2	69,3	0,3	22,7	69,9	0,3	22,3	70,2
Carleton <sup>2</sup>	0,3	24	71,9	0,4	25,4	72,1	0,3	25	72,2
St-Ulric <sup>2</sup>	0,3	17,5	58,1	0,4	23,8	59,1	0,5	28,8	60,8
Les Méchins									
Mont-Louis <sup>2</sup>				0,1	5,2	56,6	0,3	18,3	57,5
Montagne Sèche				0,0	1,1	73,4	0,2	13,6	73,7
Gros-Morne (phase 1)				0,0	1,8	69,8	0,3	22,2	70
Gros-Morne (phase 2)							0,0	2,1	72,1
Éolien II (A/O 2005-03)				0,0	3,4	93,6	0,8	71,8	95,7
Le Plateau				0,0	3,8	105,7	0,4	46,3	105,7
de l'Érable				-	-0,3		0,0	1,7	64,3
des Moulins				-	-0,2		-	-2,9	
Montérégie							0,0	2,8	104,3
New Richmond							0,0	2,1	118,6
St-Valentin							0,0	1,6	121,4
St-Robert-Bellarmin							0,1	13,2	89,3
Lac Alfred (phase 1)							0,0	3,5	87
Massif du Sud (phase 1)							0,0	3,4	85,4
Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)	0,0	0,2	50,4	0,1	6,6	76	0,1	9,3	79,8
Franquelin	0,0	0,2	50,4	0,0	3,1	76,9	0,0	3,2	78,8
Pont-Arnaud				0,0	1,8	74,5	0,0	3,5	78,8
Chute-Garneau				0,0	1,7	76,1	0,0	2,1	78,8
Moulin des Pères <sup>3</sup>							0,0	0,1	99,8
St-Gabriel <sup>3</sup>							0,0	0,5	99,8
<b>COURT TERME</b>	<b>-0,4</b>	<b>3,9</b>	<b>s.o.</b>	<b>0,3</b>	<b>26,9</b>	<b>s.o.</b>	<b>0,2</b>	<b>20,4</b>	<b>s.o.</b>
Achats d'énergie <sup>4</sup>	0,7	47,3	65	0,6	30,5	49,7	0,4	19	52,5
Reventes d'énergie	-1,1	-50,7	44,9	-0,3	-9,2	29,4	-0,2	-6,3	31,8
Achats de puissance	s.o.	7,3		s.o.	5,5		s.o.	7,7	
<b>GAIN ANTICIPÉ RELATIF À L'EGM</b>							<b>s.o.</b>	<b>-4,2</b>	<b>s.o.</b>
<b>SERVICE DE TRANSPORT</b>		<b>0,1</b>			<b>-</b>			<b>-</b>	
<b>TOTAL</b>	<b>3,1</b>	<b>385,8</b>	<b>123,8</b>	<b>5,3</b>	<b>533,2</b>	<b>100,9</b>	<b>6,5</b>	<b>654,9</b>	<b>101,3</b>

(1) L'écart entre le coût associé au contrat de TCE pour 2010 et celui présenté dans le Rapport annuel 2010 s'explique par des gains et pertes sur les instruments financiers.

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

(3) Incluant les frais de raccordement.

(4) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre.