

**VOLUMES ET COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS  
POSTPATRIMONIAUX**

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



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

	2016			2017			2018		
	Année historique			Année de base			Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
<b>LONG TERME</b>	<b>14,7</b>	<b>1 469,0</b>	<b>99,7</b>	<b>15,4</b>	<b>1 558,1</b>	<b>101,4</b>	<b>16,9</b>	<b>1 738,2</b>	<b>103,1</b>
TCE	0,0			0,0			0,0		
HQP	3,1	212,0	68,6	3,1	215,0	70,1	3,1	224,4	73,0
Base	3,1	180,3	58,6	3,1	183,5	59,8	3,1	187,1	61,0
dont puissance garantie des rappels		-							
Cyclable	0,0	31,8		0,0	31,5		0,0	32,6	
HQP - LT (A/O 2015-01)								4,7	
Intégration éolienne	1,0	131,9		0,5	93,7			72,0	
Kruger	0,1			0,1			0,1		
Tembec	0,1	6,2	95,6	0,1	6,5	97,5	0,1	6,6	98,9
Biomasse II (A/O 2009-01)	0,4	40,6	115,0	0,4	43,6	117,3	0,4	45,4	120,4
Saint-Nicéphore	0,1	6,3	97,6	0,1	6,3	100,3	0,1	6,3	102,6
Thurso	0,1	18,0	121,8	0,2	19,0	122,7	0,2	19,6	125,6
Ste-Cécile-de-Milton	0,0	1,9	130,0	0,0	1,9	133,6	0,0	1,9	137,3
St-Thomas	0,1	8,2	109,2	0,1	8,4	110,8	0,1	8,3	112,8
St-Félicien	0,1	6,1	121,8	0,1	8,0	125,3	0,1	9,3	128,9
Biomasse III (PAE 2011-01)	1,1	116,7	105,6	1,1	120,3	106,6	1,5	166,9	110,5
Renouvellement SF 2012 (Fibrek)	0,2	26,3	110,4	0,2	26,4	112,0	0,2	26,5	114,0
Témiscaming #2	0,3	32,4	104,9	0,3	33,3	106,4	0,4	43,2	109,5
Dolbeau	0,2	20,5	99,9	0,2	19,6	105,9	0,2	18,1	106,6
Gatineau	0,1	10,9	107,1	0,1	11,3	108,7	0,1	10,6	110,3
Windsor	0,2	22,7	110,1	0,2	22,0	111,8	0,2	20,9	113,8
Bromptonville	0,0	3,3	107,3	0,0	3,1	108,4	0,0	3,2	110,4
Valleyfield	-	-0,4	-	-	0,0	-	-	-	-
Thurso	0,0	1,5	104,0	0,0	3,8	112,4	0,0	4,6	112,6
Biomont Énergie	-	-0,2	-	0,0	1,4	108,4	0,0	3,8	112,8
Lebel-sur-Quévillon	-	-	-	-	-2,3	-	0,2	23,2	111,5
Bedford	-	-	-	-	0,0	-	0,0	0,2	31,2
Boisaco (Sacré-Cœur)	-	-	-	-	-0,5	-	-	-0,1	-
Windsor-TG2	-	-	-	0,0	2,0	113,5	0,1	13,4	115,5
Port-Cartier	-	-0,2	-	-	-	-	-	-	-
Val D'Or	-	-	-	-	-	-	-	-0,5	-
Assinica	-	-	-	-	-	-	-	-0,2	-
Éolien I (A/O 2003-02)	2,3	162,3	69,2	2,4	166,4	69,9	2,5	180,7	71,6
Baie-des-Sables <sup>(1)</sup>	0,3	20,6	71,1	0,3	23,8	76,2	0,3	26,5	78,9
L'Anse-à-Valleau <sup>(1)</sup>	0,3	20,5	72,4	0,3	21,4	72,6	0,3	24,3	78,9
Carleton <sup>(1)</sup>	0,3	23,8	73,1	0,3	22,7	73,3	0,3	24,9	74,2
St-Uric <sup>(1)</sup>	0,3	20,4	62,0	0,4	23,1	62,6	0,4	26,4	64,5
Mont-Louis <sup>(1)</sup>	0,3	18,3	59,4	0,3	18,0	60,1	0,3	18,7	60,7
Montagne Sèche	0,2	14,3	76,5	0,2	13,3	75,7	0,2	13,6	75,8
Gros-Morne (phases 1 et 2)	0,6	44,5	71,2	0,6	44,1	71,4	0,6	46,3	71,5
Éolien II (A/O 2005-03)	5,6	555,6	99,3	5,8	582,3	99,9	6,2	618,8	100,4
Le Plateau	0,3	36,4	106,2	0,4	41,1	106,2	0,4	45,2	106,3
de l'Érable	0,3	42,3	133,6	0,3	42,4	134,6	0,3	41,4	135,1
des Moulins	0,5	41,9	92,7	0,5	45,3	95,1	0,5	46,8	97,3
New Richmond	0,2	21,8	122,4	0,2	23,8	124,2	0,2	26,3	126,4
Témiscouata II (St-Valentin)	0,1	17,6	118,5	0,2	18,3	120,2	0,2	19,4	122,3
St-Robert-Bellarmin	0,2	23,2	94,2	0,2	23,0	92,2	0,2	22,7	92,6
Lac Alfred	0,7	62,0	83,2	0,8	67,1	83,6	0,9	77,5	84,2
Massif du Sud	0,4	31,0	81,2	0,4	32,8	81,6	0,5	37,9	82,4
Seigneurie de Beaupré 2	0,4	41,2	106,4	0,4	42,1	107,1	0,4	43,3	107,7
Seigneurie de Beaupré 3	0,4	47,6	111,6	0,4	47,9	112,2	0,4	48,6	112,8
Seigneurie de Beaupré 4	0,2	21,7	103,3	0,2	21,6	104,4	0,2	22,0	105,9
Vents du Kempt	0,3	29,3	105,5	0,3	31,5	107,5	0,3	33,9	109,6
Rivière du Moulin	1,0	92,2	92,5	1,0	94,1	92,5	1,1	99,6	92,8
Mont Rothery (Clermont)	0,2	21,1	91,0	0,2	20,3	91,2	0,2	21,0	92,6

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

**TABLEAU A-2 (SUITE) :**  
**VOLUMES ET COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX**

	2016			2017			2018		
	Année historique			Année de base			Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
Éolien III (A/O 2009-02)	0,6	83,0	127,7	0,7	94,4	131,6	0,7	97,6	132,4
<i>St-Damase</i>	0,1	7,3	98,8	0,1	7,0	100,4	0,1	7,3	101,9
<i>Viger-Denonville</i>	0,1	10,1	149,5	0,1	10,7	149,9	0,1	11,3	150,5
<i>Le Plateau 2</i>	0,1	7,5	123,8	0,1	7,6	124,2	0,1	8,1	124,7
<i>Témiscouata</i>	0,1	10,3	122,4	0,1	9,1	122,7	0,1	8,9	123,2
<i>Saint-Philémon</i>	0,1	6,9	105,1	0,1	7,7	106,2	0,1	7,9	107,4
<i>La Mitis</i>	0,1	9,9	146,2	0,1	10,6	147,1	0,1	11,1	147,3
<i>Le Granit</i>	0,1	11,2	151,1	0,1	11,5	149,5	0,1	11,3	149,7
<i>St-Cyprien</i>	-	-0,3	-	-	-	-	-	-	-
<i>Côte-de-Beaupré</i>	0,1	9,7	141,0	0,1	9,9	141,4	0,1	10,2	141,9
<i>Belle-Rivière (Val-Éo)</i>	-	-0,4	-	-	0,0	-	0,0	0,9	124,6
<i>Frampton</i>	0,1	11,0	133,6	0,1	10,7	133,9	0,1	9,9	134,5
<i>Pierre-de-Saurel</i>	0,0	-0,3	-	0,1	9,5	138,3	0,1	10,6	140,8
Éolien IV (A/O 2013-01)	0,0	0,4	22,5	0,3	26,4	78,5	1,4	103,3	75,5
<i>Roncevaux</i>	0,0	0,4	22,5	0,2	17,3	80,9	0,2	18,9	82,4
<i>Nicolas-Riou</i>	-	-	-	0,1	5,5	74,5	0,7	51,2	74,5
<i>Mont-Sainte-Marguerite</i>	-	-	-	0,0	3,6	73,6	0,5	33,2	73,6
Mesgi'g Ugiu's'n (Décret 191-2014)	0,0	0,8	26,0	0,4	45,2	105,4	0,5	48,4	105,8
Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)	0,3	28,0	85,8	0,4	33,2	86,8	0,5	40,0	88,8
<i>Chutes à Thompson (Franquelin)</i>	0,0	3,1	87,0	0,0	3,5	89,1	0,0	3,7	91,4
<i>Pont-Arnaud</i>	0,1	4,6	86,9	0,0	3,7	90,0	0,0	4,0	91,4
<i>Chute-Garneau</i>	0,0	2,9	86,9	0,0	2,4	89,9	0,0	2,5	91,4
<i>Courbe du Sault (Sheldrake)</i>	0,1	8,5	87,0	0,1	7,7	89,2	0,1	7,9	91,4
<i>Val Jalbert</i>	0,1	9,0	83,4	0,1	7,9	85,6	0,1	6,8	87,7
<i>Hydro-Canyon St-Joachim</i>	-	-	-	0,1	7,9	82,8	0,1	7,3	87,3
<i>Saint-Gabriel</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>11e chute - Rivière Mistassini</i>	-	-	-	-	-	-	0,1	7,8	85,4
Autres approvisionnements de long terme	s.o.	1,0	s.o.	s.o.	0,0	s.o.	s.o.	0,0	s.o.
<b>COURT TERME</b>	<b>0,1</b>	<b>48,4</b>	<b>s.o.</b>	<b>0,0</b>	<b>41,5</b>	<b>s.o.</b>	<b>0,0</b>	<b>38,2</b>	<b>s.o.</b>
Achats d'énergie <sup>(2) (3)</sup>	0,1	11,3	91,4	0,0	0,3	49,9	0,0	0,7	67,0
<i>dont entente cadre</i>	0,0	0,0	300,0	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance <sup>(4)</sup>	s.o.	37,1	s.o.	s.o.	41,2	s.o.	s.o.	37,5	s.o.
<i>dont option d'électricité interruptible</i>	s.o.	14,0	s.o.	s.o.	12,7	s.o.	s.o.	13,0	s.o.
<i>dont nouvelles interventions en GDP</i>	s.o.	4,1	s.o.	s.o.	15,2	s.o.	s.o.	18,5	s.o.
<b>TOTAL</b>	<b>14,9</b>	<b>1 517,4</b>	<b>102,1</b>	<b>15,4</b>	<b>1 599,5</b>	<b>104,1</b>	<b>16,9</b>	<b>1 776,4</b>	<b>105,3</b>

(2) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre et les frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre

(3) Incluant l'énergie de l'option d'électricité interruptible et du programme de gestion de la demande en puissance pour l'année historique et l'année de base

(4) Incluant les montants relatifs à l'alimentation de la charge locale de l'îlot Kipawa (voir la pièce HQT-10, document 1 de la demande tarifaire du Transporteur)