

Coût moyen des achats d'électricité post-patrimoniaux

	2011			2012			2013		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	6,1	619,2	100,4	7,2	663,7	91,2	10,9	1 036,0	91,4
TCE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HQP	3,3	233,2	70,8	3,9	238,8	61,8	4,4	271,2	61,3
Base	2,4	165,6	69,5	3,8	207,4	54,6	3,9	215,9	56,0
dont puissance garantie des rappels		3,0			1,6			2,8	
Cyclable	0,9	67,4	74,4	0,1	31,4	500,4	0,6	56,3	97,5
dont Transactions avec HQP	-1,8	18,1							
Intégration éolienne	0,2	23,6		0,0	15,2		0,1	31,9	
Krugier	0,1			0,1			0,1		
Tembec	0,0	4,1	91,2	0,1	5,1	92,8	0,1	6,2	91,9
Biomasse II (AJO 2009-01)				0,0	3,8	113,1	0,4	47,1	114,8
Saint-Nicéphore				0,0	0,5	86,7	0,1	5,9	96,0
Thurso				0,0	1,5	122,6	0,2	16,3	123,9
St-Cécile-de-Milton				0,0	0,1	116,7	0,0	1,3	119,9
St-Thomé				0,0	0,6	104,9	0,1	7,8	105,6
St-Patrice-de-Beauvillage				0,0	0,4	126,0	0,0	4,7	128,7
St-Félixen				0,0	0,7	110,2	0,1	8,2	113,1
Biomasse III (PAE 2011-01)				0,2	17,8	108,0	0,2	28,4	108,3
Fibrex				0,2	17,6	106,0	0,2	25,2	108,1
Autres projets ¹							0,0	1,3	112,7
Eolien I (AJO 2003-02)	1,4			2,2			2,9		
Basé-des-Sables ²	0,3			0,3			0,3		
L'Anse-à-Vallée ²	0,3			0,3			0,3		
Carleton ²	0,3			0,3			0,3		
St-Uric ²	0,3	18,9	59,4	0,4	23,5	59,9	0,4	24,4	61,4
Mont-Louis ²	0,1	5,7	50,0	0,3	18,0	56,7	0,3	17,8	57,9
Montagne Séche	0,0			0,2			0,2		
Gros-Morne (phase 1)	0,0			0,3			0,3		

	2011			2012			2013		
	Année historique			Année de base			Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
TOTAL	5,4	540,9	100,1	7,4	668,2	90,8	11,6	1 036,0	89,7

Petites centrales hydroélectriques (PAE 2008-01)	0,1	6,7	76,08	0,1	10,1	78,8	0,3	20,5	80,8
Franquelin	0,0	1,6	76,6	0,0	3,7	78,9	0,0	3,3	80,8
Pont-Arnaud	0,0	3,0	75,7	0,0	2,4	78,8	0,0	3,6	80,8
Chute-Geniveau	0,0	2,1	76,3	0,0	3,7	78,8	0,0	2,2	80,8
St-Gabriel				0,0	0,3	78,8	0,0	1,9	80,8
Sheldrake							0,1	5,3	80,8
Chute Rivière Matassini							0,0	0,6	80,8
Val-Jobert							0,0	3,2	80,8
St-Joachim							0,0	0,6	80,8
COURT TERME	0,3	27,2	s.o.	0,2	14,6	s.o.	0,7	43,2	s.o.
Achats d'énergie ³	0,8	31,4	50,2	0,2	7,0	37,0	0,7	32,3	46,5
Revenues d'énergie	-0,3	-10,1	50,6	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	5,8	s.o.	s.o.	7,5	s.o.	s.o.	10,9	s.o.
TOTAL	6,4	640,9	100,1	7,4	668,2	90,8	11,6	1 036,0	89,7

	2011			2012			2013		
	Année historique			Année de base			Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	6,1	613,2	100,4	7,2	663,7	91,2	10,9	992,8	91,4
TCE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HQP	3,3	233,2	70,9	3,9	238,8	61,8	4,4	271,2	61,3
Bess	2,4	165,8	69,5	3,8	207,4	54,6	3,9	215,9	56,0
dont puissance garantie des appels	0,9	3,0	74,4	0,1	1,6	500,4	0,6	2,8	97,5
Cyclable	-	-	-	-	-	-	-	-	-
dont Transactions avec HQP	-1,8	19,1	74,4	0,1	31,4	500,4	0,6	55,3	97,5
Intégration éolienne	0,2	23,6	118,0	0,0	15,2	152,0	-	-	-
Krugar	0,1	-	-	0,1	-	-	0,1	-	-
Tembec	0,0	4,1	91,2	0,1	5,1	92,8	0,1	6,2	92,9
Biomasse II (A/O 2009-01)	-	-	-	0,0	3,8	113,1	0,4	47,1	114,8
Saint-Nicéphore	-	-	-	0,0	0,5	95,2	0,1	5,9	95,0

Coût moyen des

	2011			2012			2013		
	Année historique			Année de base			Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)	0,1	6,7	76,08	0,1	10,1	78,8	0,3	20,5	80,8

Selon document HQD-5 de la demande R-3814-2012 soumis à la Régie de l'énergie par Hydro-Québec Distribution

de l'Érable	-0,2	-	-	0,0	1,6	62,5	0,3	40,7	132,0
des Moulins	-0,3	-	-	0,0	-2,9	-	0,3	25,1	89,0
Montélie	-	-	-	0,0	2,8	101,4	0,3	31,1	101,5
New Richmond	-	-	-	0,0	2,1	118,5	0,2	24,2	119,5
Témiscouata II (St-Valentin)	-	-	-	-	-	-	-	-1,0	-
St-Robert-Bellarmin	-	-	-	0,1	7,0	84,7	0,2	22,4	91,4
Lac Allard (phase 1)	-	-	-	0,0	3,4	81,9	0,5	37,7	82,0
Lac Allard (phase 2)	-	-	-	-	-	-	0,0	3,3	83,0
Messif du Sud	-	-	-	0,0	3,3	80,4	0,5	37,0	80,4
Seigneurie de Beauséjour 2	-	-	-	-	-	-	0,0	3,7	108,9
Seigneurie de Beauséjour 3	-	-	-	-	-	-	0,0	4,1	111,9
Seigneurie de Beauséjour 4	-	-	-	-	-	-	-	-1,4	-
Éolien III (A/O 2009-02)	-	-	-	-	-	-	0,0	2,3	123,4
St-Damase	-	-	-	-	-	-	0,0	0,8	123,4
Viger-Danoville	-	-	-	-	-	-	0,0	0,8	123,4
Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)	0,1	6,7	76,08	0,1	10,1	78,8	0,3	20,5	80,8
Pont-Arnaud	0,0	3,0	75,7	0,0	2,4	78,8	0,0	3,6	80,8
Chute-Germeau	0,0	2,1	76,3	0,0	3,7	78,8	0,0	2,1	80,8
St-Gabriel	-	-	-	0,0	0,3	78,8	0,0	1,9	80,8
Ste-Félicité	-	-	-	-	-	-	0,1	5,3	80,8
Chute Rivière Mistessini	-	-	-	-	-	-	0,0	0,6	80,8
Val-Jalbert	-	-	-	-	-	-	0,0	3,2	80,8
St-Joachim	-	-	-	-	-	-	0,0	0,8	80,8
COURT TERME	0,3	27,2	s.o.	0,2	14,5	s.o.	0,7	43,2	s.o.
Achats d'énergie ¹	0,6	31,4	50,2	0,2	7,0	37,0	0,7	32,3	46,5
Reventes d'énergie	-0,3	-10,1	30,0	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	5,8	s.o.	s.o.	7,5	s.o.	s.o.	10,9	s.o.
SERVICE DE TRANSPORT	0,6	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	6,4	640,9	100,1	7,4	668,2	90,6	11,6	1 036,0	89,7

(1) Incluant les frais de raccordement.
(2) Incluant 75% de la subvention du programme EcoÉnergie de 10 \$/MWh pour les éoliennes en service au 31 mars 2011.
(3) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre.

Comparaison des coûts d'achat post-patrimoniaux de Hydro-Québec Distribution

Année 2013 – Selon HQD-5 de R-3814-2012

• Hydro-Québec Production (A/0 2002)	61,3 \$/MWh
• Petites centrales (150 MW)	80,8 \$/MWh
• Éolien I (1000 MW)	Contrats non-publics
<hr/>	
• Éolien II (2000 MW)	97,3 \$/MWh
• Biomasse III (300 MW)	108,3 \$/MWh
• Biomasse II (125 MW)	114,8 \$/MWh
• Éolien III (500 MW communautaire)	123,4 \$/MWh
• Coût moyen total	89,7 \$/MWh

Comparaison des coûts d'achat post-patrimoniaux de Hydro-Québec Distribution

Année 2013 – Selon HQD-5 de R-3814-2012

- Petites centrales (150 MW) 80,8 \$/MWh
- **Coût moyen total** **89,7 \$/MWh**
- **Écart** **- 8,9 \$/MWh**

x production (83 260 MWh)

- **Économiethéorique pour HQD** **741 014 \$**

Bilan en énergie de Hydro-Québec Distribution

Selon l'état d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020



État d'avancement 2012
du Plan d'approvisionnement 2011-2020

1
2

TABLEAU 4.1
BILAN EN ÉNERGIE APRÈS REDÉPLOIEMENT DES MOYENS DE GESTION (EN TWh)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
- Volume d'électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
- AAR du côté du patrimonial	2,5	1,5	0,5	0,5	1,4	1,1	1,0	1,1	2,0
- Appro. non patrimoniaux	7,3	11,5	13,9	15,5	16,2	17,0	18,0	18,9	20,5
• TransCanada Energy	-	-	-	-	-	-	0,7	0,7	0,7
• HQP - Base et cyclable	3,9	4,4	4,3	4,2	2,6	2,6	2,8	3,2	3,9
• Cyclable	0,1	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	1,2
• Base	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
• Énergie différée	-	-	-	-	(2,1)	(2,1)	(2,0)	(1,8)	(1,7)
• Énergie rappelée	0,7	0,8	0,7	0,6	0,9	0,9	1,0	1,1	1,3
• Autres contrats de long terme	3,3	6,3	9,0	10,8	12,8	13,2	13,2	13,2	13,2
• Éolien I : 1 000 MW	2,2	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
• Éolien II : 2 000 MW	0,5	2,5	4,3	5,2	6,2	6,1	6,1	6,1	6,2
• Éolien III : 500 MW	-	0,0	0,2	0,6	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
• Biomasse (Kruger et Tembec)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
• Biomasse II : 125 MW	0,1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
• Biomasse III : 300 MW	0,2	0,4	0,7	1,1	1,8	2,3	2,3	2,3	2,3
• Petite hydraulique : 150 MW	0,1	0,2	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
• Achats de court terme	0,2	0,7	0,6	0,5	0,9	1,3	1,3	1,9	2,7
= AAR (surplus)	(4,4)	(4,1)	(5,1)	(5,6)	(2,8)	(2,9)	(2,2)	(1,3)	(0,1)

3

Bilan en énergie de Hydro-Québec Distribution

Selon l'état d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020



État d'avancement 2012
du Plan d'approvisionnement 2011-2020

1
2

TABLEAU 4.1
BILAN EN ÉNERGIE APRÈS REDÉPLOIEMENT DES MOYENS DE GESTION (EN TWh)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Besoins visés par le Plan	181,8	186,2	187,7	188,7	192,3	193,0	194,7	196,5	199,2
= AAR au-delà du patrimonial	2,9	7,3	8,9	9,9	13,4	14,1	15,8	17,7	20,3
- Appro. non patrimoniaux	7,3	11,5	13,9	15,5	16,2	17,0	18,0	18,9	20,5
• TransCanada Energy	-	-	-	-	-	-	0,7	0,7	0,7
• HQP - Base et cyclable	3,9	4,4	4,3	4,2	2,6	2,6	2,8	3,2	3,9
• Cyclable	0,1	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	1,2
• Base	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
• Énergie différée	-	-	-	-	(2,1)	(2,1)	(2,0)	(1,8)	(1,7)
• Énergie rappelée	0,7	0,8	0,7	0,6	0,9	0,9	1,0	1,1	1,3
• Autres contrats de long terme	3,3	6,3	9,0	10,8	12,8	13,2	13,2	13,2	13,2
• Éolien I : 1 000 MW	2,2	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
• Éolien II : 2000 MW	0,5	2,5	4,3	5,2	6,2	6,1	6,1	6,1	6,2
• Éolien III : 500 MW	-	0,0	0,2	0,6	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
• Biomasse (Kruger et Tembec)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
• Biomasse II : 125 MW	0,1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
• Biomasse III : 300 MW	0,2	0,4	0,7	1,1	1,8	2,3	2,3	2,3	2,3
• Petite hydraulique : 150 MW	0,1	0,2	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
• Achats de court terme	0,2	0,7	0,6	0,5	0,9	1,3	1,3	1,9	2,7
= AAR (surplus)	(4,4)	(4,1)	(5,1)	(5,6)	(2,8)	(2,9)	(2,2)	(1,3)	(0,1)

3

Bilan en énergie de Hydro-Québec Distribution

Selon l'état d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020



État d'avancement 2012
du Plan d'approvisionnement 2011-2020

1
2

TABLEAU 4.1
BILAN EN ÉNERGIE APRÈS REDÉPLOIEMENT DES MOYENS DE GESTION (EN TWh)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Besoins visés par le Plan	181,8	186,2	187,7	188,7	192,3	193,0	194,7	196,5	199,2
- Volume d'électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
= AAR au-delà du patrimonial	2,9	7,3	8,9	9,9	13,4	14,1	15,8	17,7	20,3
- Appro. non patrimoniaux	7,3	11,5	13,9	15,5	16,2	17,0	18,0	18,9	20,5
• TransCanada Energy	-	-	-	-	-	-	0,7	0,7	0,7
• HQP - Base et cyclable	3,9	4,4	4,3	4,2	2,6	2,6	2,8	3,2	3,9
• Cyclable	0,1	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	1,2
• Base	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
• Énergie différée	-	-	-	-	(2,1)	(2,1)	(2,0)	(1,8)	(1,7)
• Énergie rappelée	0,7	0,8	0,7	0,6	0,9	0,9	1,0	1,1	1,3
• Autres contrats de long terme	3,3	6,3	9,0	10,8	12,8	13,2	13,2	13,2	13,2
• Éolien I : 1 000 MW	2,2	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
• Éolien II : 2000 MW	0,5	2,5	4,3	5,2	6,2	6,1	6,1	6,1	6,2
• Éolien II : 500 MW	-	0,0	0,2	0,6	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
• Biomasse (Kruger et Tembec)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
• Biomasse II : 125 MW	0,1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
• Biomasse III : 300 MW	0,2	0,4	0,7	1,1	1,8	2,3	2,3	2,3	2,3
• Petite hydraulique : 150 MW	0,1	0,2	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
• Achats de court terme	0,2	0,7	0,6	0,5	0,9	1,3	1,3	1,9	2,7
= AAR (surplus)	(4,4)	(4,1)	(5,1)	(5,6)	(2,8)	(2,9)	(2,2)	(1,3)	(0,1)

3

Bilan en énergie de Hydro-Québec Distribution

Selon l'état d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020



État d'avancement 2012
du Plan d'approvisionnement 2011-2020

1

TABLEAU 4.1

2

BILAN EN ÉNERGIE APRÈS REDÉPLOIEMENT DES MOYENS DE GESTION (EN TWh)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Besoins visés par le Plan	181,8	186,2	187,7	188,7	192,3	193,0	194,7	196,5	199,2
- Volume d'électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
= AAR au-delà du patrimonial	2,9	7,3	8,9	9,9	13,4	14,1	15,8	17,7	20,3
- Appro. non patrimoniaux	7,3	11,5	13,9	15,5	16,2	17,0	18,0	18,9	20,5
• TransCanada Energy	-	-	-	-	-	-	0,7	0,7	0,7
• HQP - Base et cyclable	3,9	4,4	4,3	4,2	2,6	2,6	2,8	3,2	3,9
• Cyclable	0,1	0,6	0,5	0,5	0,7	0,7	0,8	0,9	1,2
• Base	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
• Énergie différée	-	-	-	-	(2,1)	(2,1)	(2,0)	(1,8)	(1,7)
• Énergie rappelée	0,7	0,8	0,7	0,6	0,9	0,9	1,0	1,1	1,3
• Autres contrats de long terme	3,3	6,3	9,0	10,8	12,8	13,2	13,2	13,2	13,2
• Éolien I : 1 000 MW	2,2	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
• Éolien II : 2000 MW	0,5	2,5	4,3	5,2	6,2	6,1	6,1	6,1	6,2
• Éolien II : 500 MW	-	0,0	0,2	0,6	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
• Biomasse (Kruger et Tembec)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
• Biomasse II : 125 MW	0,1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
• Biomasse III : 300 MW	0,2	0,4	0,7	1,1	1,8	2,3	2,3	2,3	2,3
• Petite hydraulique : 150 MW	0,1	0,2	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
• Achats de court terme	0,2	0,7	0,6	0,5	0,9	1,3	1,3	1,9	2,7
= AAR (surplus)	(4,4)	(4,1)	(5,1)	(5,6)	(2,8)	(2,9)	(2,2)	(1,3)	(0,1)

3

Coût moyen des achats d'électricité post-patrimoniaux

Selon document HQD-5 de la demande R-3814-2012 soumis à la Régie de l'énergie par Hydro-Québec Distribution

	2011			2012			2013		
	YWh	M\$	\$/MWh	YWh	M\$	\$/MWh	YWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	6,1	613,2	100,4	7,2	663,7	91,2	10,9	692,8	91,4
TCE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HQP	3,3	233,2	70,9	3,9	238,8	61,8	4,4	271,2	61,3
Basse	2,4	165,6	69,5	3,8	207,4	54,6	3,9	215,9	56,0
dont puissance garantie des appels	0,9	3,0		1,6			2,6		
Cyclable	0,9	67,4	74,4	0,1	31,4	500,4	0,6	55,3	97,5
dont Transaction avec HQP	-1,8	19,1							
Intégration éolienne	0,2	23,8		0,0	15,2			31,9	
Krugar	0,1			0,1			0,1		
Tembec	0,0	4,1	91,2	0,1	5,1	92,8	0,1	6,2	92,9
Biomasse II (AJO 2009-01)				0,0	3,8	113,1	0,4	47,1	114,8
Saint-Nicolas				0,0	0,5	95,3	0,1	5,9	90,0
Thurso				0,0	1,5	122,8	0,2	19,3	123,9
Ste-Cécile-de-Mifon				0,0	0,1	118,7	0,0	1,3	119,9
St-Thomas				0,0	0,6	104,9	0,1	7,8	105,6
St-Patrice-de-Beauveuve				0,0	0,4	128,0	0,0	4,7	128,7
St-Fidèle				0,0	0,7	110,2	0,1	8,2	113,1
Biomasse III (PAE 2011-01)				0,2	17,8	108,0	0,2	26,4	108,3
Fibrex				0,2	17,6	109,0	0,2	25,2	108,1
Autres projets ¹							0,0	1,3	112,7
Éolien I (AJO 2003-02)	1,4			2,2			2,5		
Basile-Sablas ²	0,3			0,3			0,3		
L'Anse-à-Vallée ²	0,3			0,3			0,3		
Carleton ²	0,3			0,3			0,3		
St-Jovite ²	0,3	18,0	59,4	0,4	23,5	59,0	0,4	24,4	61,4
Mont-Louis ²	0,1	5,7	50,0	0,3	18,0	59,7	0,3	17,6	57,9
Montagne Sèche	0,0			0,2			0,2		
Gros-Morne (phase 1)	0,0			0,3			0,3		
Gros-Morne (phase 2)	0,0			0,0			0,3		
Éolien II (AJO 2005-03)	-0,6			0,6	50,6	88,2	2,8	272,0	97,3
Le Pétrole	-0,2			0,3	33,3	97,0	0,4	45,2	109,3
de l'Énergie des Moutons	-0,2			0,0	1,6	62,5	0,9	40,7	132,6
Montbiglie	-0,3			0,0	-2,9		0,3	25,1	99,0
New Richmond	0,0			0,0	2,8	101,4	0,3	31,1	101,5
Témiscouata II (St-Véran)	0,0			0,0	2,1	118,5	0,2	24,2	119,5
St-Robert-Bellerm	0,1			0,1	7,0	84,7	0,2	22,4	91,4
Lac Athol (phase 1)	0,0			0,0	3,4	81,9	0,5	37,7	82,0
Lac Athol (phase 2)	0,0			0,0			0,0	3,3	83,9
Messif du Sud	0,0			0,0	3,3	80,4	0,5	37,0	80,4
Seigneurie de Beauport 2	0,0			0,0			0,0	3,7	109,9
Seigneurie de Beauport 3	0,0			0,0			0,0	4,1	111,9
Seigneurie de Beauport 4	0,0			0,0			0,0	1,4	
Éolien III (AJO 2009-02)							0,0	2,3	123,4
St-Damase							0,0	0,8	123,4
Viger-Denonville							0,0	0,8	123,4
Le Pétrole 2							0,0	0,7	123,4
Pelites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)	0,1	6,7	78,08	0,1	10,1	78,8	0,3	20,5	80,8
Franquelin	0,0	1,6	76,8	0,0	3,7	78,8	0,0	3,3	80,8
Pont-Arnaud	0,0	3,0	75,7	0,0	2,4	78,8	0,0	3,6	80,8
Chute-Garnier	0,0	2,1	76,3	0,0	3,7	78,8	0,0	2,2	80,8
St-Gabriel	0,0			0,0	0,3	78,8	0,0	1,9	80,8
Sheldrake	0,0			0,0			0,1	5,3	80,8
Chute Rivière Matassin	0,0			0,0			0,0	0,6	80,8
Vej-Jabert	0,0			0,0			0,0	3,2	80,8
St-Joachim	0,0			0,0			0,0	0,6	80,8
COURT TERME	0,3	27,2	s.o.	0,2	14,5	s.o.	0,7	43,2	s.o.
Achats d'énergie ³	0,6	31,4	50,2	0,2	7,0	37,0	0,7	32,3	46,5
Reventes d'énergie	-0,3	-10,1	30,0	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	5,8	s.o.	s.o.	7,5	s.o.	s.o.	10,9	s.o.
SERVICE DE TRANSPORT	0,5								
TOTAL	6,4	640,9	100,1	7,4	680,2	90,8	11,6	1 036,0	99,7

(1) Incluant les frais de raccordement
 (2) Incluant 75% de la subvention du programme EcoÉnergie de 10 \$/MWh pour les éoliennes en service au 31 mars 2011
 (3) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre.