

DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2008-133	R-3648-2007	20 octobre 2008
------------	-------------	-----------------

PRÉSENTS :

Gilles Boulianne
Michel Hardy
Jean-François Viau
Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante

Décision finale — phase 2

*Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2008-2017
du Distributeur*

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3866-2013
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
PAR LE ROEE
Date: 23 AVRIL 2014
Pièces n°: NON
COTÉES

Dans le présent dossier, le Distributeur indique que c'est principalement la vente de puissance qui sera discutée avec le Producteur dans la prochaine négociation de l'entente cadre. Il entend concrétiser sur papier sa position à cet égard⁶⁴.

Dans ce contexte, la Régie demande au Distributeur, dans le cadre de sa renégociation avec le Producteur, de clarifier dans l'entente cadre la possibilité éventuelle de revendre de la puissance et d'en évaluer l'intérêt financier pour réduire ses coûts d'approvisionnement.

3.3 APPROVISIONNEMENTS EN ÉNERGIE

Le Distributeur présente au tableau 11 un bilan en énergie résultant de l'exercice de prévision d'août 2007. Ce bilan est pratiquement en équilibre à partir de 2010. Il tient compte des deux blocs d'énergie prévus par le gouvernement du Québec, soit 0,7 TWh (100 MW) de cogénération à la biomasse et 1,3 TWh (500 MW) d'énergie éolienne développée par les municipalités et les communautés autochtones.

Tableau 11
Bilan en énergie (en TWh)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Besoins visés par le plan – après efficacité énergétique	186,2	183,8	186,7	190,2	191,5	193,8	194,9	196,3	197,7	199,8	200,8
- Volume d'électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
= Approvisionnements additionnels requis au-delà du volume d'électricité patrimoniale	7,4	5,0	7,8	11,3	12,6	15,0	16,0	17,4	18,9	21,0	22,0
- Approvisionnements non patrimoniaux	9,5	6,3	10,7	11,7	12,7	14,7	16,5	17,7	18,9	20,0	20,0
Contrats signés :											
Contrats Éoliens 990 MW	0,4	0,7	1,1	1,9	2,2	2,7	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Contrats Autres sources d'énergie	9,0	9,9	9,7	9,7	9,5	9,4	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
Suspension des livraisons du contrat avec TCE	-	(4,3)									
Appel d'offres éolien en cours - 2000 MW	-	-	-	0,1	0,9	1,7	2,6	3,5	4,4	5,3	5,3
Appel d'offres à venir :											
Cogénération – Biomasse (100 MW – Déc. 2011)	-	-	-	-	0,1	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Éolien (500 MW – Municipalités & Communautés)	-	-	-	-	0,0	0,3	0,5	0,8	1,1	1,3	1,3
= Approvisionnements additionnels requis (Surplus)	(2,1)	(1,3)	(2,9)	(0,3)	(0,1)	0,2	(0,5)	(0,3)	(0,0)	0,9	2,0

Sources : Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 36; pièce B-14-HQD-3, document 1, page 35

⁶⁴ Pièce A-26-7, pages 28 et 29.

Dans le bilan en énergie mis à jour en février 2008 et présenté au tableau 12, des besoins additionnels apparaissent à compter de 2013. La Régie constate que l'utilisation des Conventions pourra contribuer à combler ces besoins par le retour entre 2012 et 2020 de l'énergie différée entre 2008 et 2011.

Tableau 12
Bilan en énergie (en TWh)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Besoins visés par le plan – Plan 2008-2017	183,8	186,7	190,2	191,5	193,8	194,9	196,3	197,7	199,8	200,8
+ Retrait de la réserve pour de nouveaux projets industriels	-	-	(1,1)	(1,4)	(1,8)	(2,1)	(2,2)	(2,3)	(2,4)	(2,3)
+ Impact de l'aperçu de février 2008	(1,4)	(2,5)	(2,2)	(2,2)	(2,2)	(2,2)	(2,2)	(2,2)	(2,2)	(2,2)
Sous-total – ajustements à la prévision des besoins	(1,4)	(2,5)	(3,4)	(3,7)	(4,0)	(4,3)	(4,5)	(4,6)	(4,6)	(4,5)
+ Nouveaux besoins d'Alcoa										
Augmentation du bloc de 66 à 200 MW	0,2	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,2
Projet de modernisation de Baie-Comeau (175 MW)	0,0	0,2	0,2	0,2	0,4	0,6	0,9	1,3	1,6	1,6
+ Développements industriels additionnels (500 MW)	-	-	-	-	2,3	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Sous-total	0,2	0,7	0,8	0,9	3,4	6,0	6,4	7,0	7,3	7,3
Besoins visés par le plan - ajustés	182,6	184,9	187,6	188,8	193,2	196,6	198,3	200,2	202,5	203,6
- Volume d'électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
= Approvisionnements additionnels requis au-delà du volume d'électricité patrimoniale	3,8	6,1	8,7	9,9	14,4	17,7	19,4	21,3	23,6	24,8
- Approvisionnements non patrimoniaux ⁽¹⁾	6,5	6,7	11,7	12,7	14,7	16,5	17,7	18,9	20,0	20,0
= Approvisionnements additionnels requis (Surplus)	(2,7)	(0,6)	(2,9)	(2,8)	(0,4)	1,2	1,7	2,4	3,6	4,8
Écart par rapport au Plan 2008-2017	1,4	2,3	(2,6)	(2,7)	(0,6)	1,7	1,9	2,4	2,7	2,8

⁽¹⁾ Suppose l'arrêt de TCE en 2009.

Source : Pièce B-40, page 9

3.4 APPROVISIONNEMENTS EN PUISSANCE

Le bilan en puissance résultant de l'exercice de prévision d'août 2007, et présenté au tableau 13, montre des besoins croissants sur l'horizon du Plan.

Tableau 13
Bilan en puissance (en MW)

	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017
Besoins à la pointe visés par le plan	35 968	36 219	36 851	37 129	37 418	37 701	37 948	38 193	38 380	38 681
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 538	3 705	3 906	4 083	4 116	4 147	4 174	4 201	4 222	4 255
<i>Taux de réserve requise</i>	9,8%	10,2%	10,6%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%
- Électricité patrimoniale (incluant réserve)	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale	2 064	2 482	3 315	3 770	4 092	4 406	4 681	4 952	5 160	5 494
- Approvisionnements non patrimoniaux	1 510	2 353	2 458	2 583	2 859	3 033	3 168	3 303	3 438	3 438
Contrats signés ^(1&2)	1 257	1 303	1 408	1 443	1 499	1 538	1 538	1 538	1 538	1 538
Suspension des livraisons du contrat avec TCE	(547)									
Appel d'offres éolien en cours – 2000MW ⁽³⁾	0	0	0	90	180	285	390	495	600	600
Appel d'offres à venir										
Cogénération – Biomasse (100 MW – Déc. 2011)	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
Éolien (500 MW – Municipalités & Communautés)	0	0	0	0	30	60	90	120	150	150
Électricité interruptible ⁽⁴⁾	550	800	800	800	800	800	800	800	800	800
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
= Puissance additionnelle requise	550	130	860	1 190	1 230	1 370	1 510	1 650	1 720	2 060
- Contribution des marchés de court terme (Partage de réserve)	500	130	500	500	500	500	500	500	500	500
= Puissance additionnelle requise	50	0	360	690	730	870	1 010	1 150	1 220	1 560

⁽¹⁾ Incluant une puissance additionnelle de 40 MW durant les mois d'hiver pour le contrat avec TCE.

⁽²⁾ Selon des hypothèses de contribution de 35 % pour Éolien (990 MW) et 30 % pour Éolien (2000 MW).

⁽³⁾ Pour la prochaine pointe, les quantités ont été réduites pour éviter d'excéder les besoins.

Sources : Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 38; pièce B-14-HQD-3, document 1, page 35.

Dans le bilan en puissance mis à jour en février 2008, et présenté au tableau 14, ces besoins diminuent légèrement par rapport à la prévision d'août 2007, puis deviennent plus importants à partir de 2012-2013 avec l'arrivée de nouveaux développements industriels anticipés à partir de cette date.

Tableau 14
Bilan en puissance (en MW)

	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017
Puissance additionnelle requise ⁽¹⁾	430	690	1 010	1 040	1 760	1 930	2 110	2 240	2 590
- Contribution des marchés de court terme (Partage de réserve)	430	500	500	500	500	500	500	500	500
= Puissance additionnelle requise	0	190	510	540	1 260	1 430	1 610	1 740	2 090

⁽¹⁾ Suppose l'arrêt de TCE en 2009.

Source : Pièce B-47, page 4

Selon le Distributeur, ces besoins en puissance constituent « véritablement un des éléments les plus importants du Plan »⁶⁵. Il ajoute qu'« [i]l s'agit d'un enjeu majeur à l'égard des coûts et de la fiabilité des approvisionnements du Distributeur tant à court terme que sur l'horizon du Plan »⁶⁶. Pour combler ces besoins en puissance, le Distributeur entend augmenter la contribution de l'électricité interruptible, évaluer le potentiel d'achat de puissance garantie sur les marchés de court terme, explorer les options de gestion de la demande et lancer un appel d'offres de long terme.

Devant cette nouvelle réalité, la Régie examine les différents outils qui peuvent influencer sur l'équilibre de ce bilan en puissance.

3.4.1 PARTAGE DE RÉSERVE ET ACHATS SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME

Pour respecter son critère de fiabilité en puissance, le Distributeur peut compter, en cas de besoin, sur une partie de la puissance installée dans les réseaux voisins. Ce partage de réserve représente la contribution potentielle des marchés de court terme hors Québec à son bilan en puissance.

Le Distributeur indique que, selon les analyses de fiabilité menées par le NPCC en 2004, le partage de réserve possible s'élève à 2 720 MW. Cette valeur théorique ne tient pas compte des limites techniques et commerciales. Après analyse des différentes contraintes, le Distributeur juge que la seule interconnexion sur laquelle il peut compter de façon certaine est celle de New York, HQT-MASS. Pour représenter la contribution du partage de réserve avec les réseaux voisins à son bilan de puissance, il propose d'inscrire une contribution de 500 MW correspondant à la moitié de la puissance totale garantie par cette interconnexion⁶⁷.

Le Distributeur admet que ce potentiel d'achat de puissance garantie sur les marchés de court terme, inscrit au bilan à titre de partage de réserve, est conservateur. Il a déjà été en mesure d'acquérir 1 259 MW lors de l'hiver 2005-2006⁶⁸. Il ajoute qu'à court terme, la contribution de 500 MW est suffisante pour couvrir ses besoins⁶⁹.

Le Distributeur précise qu'à plus long terme, la nouvelle interconnexion avec l'Ontario représentera un accès de 1 200 MW à un marché concurrentiel, mais que la puissance disponible à la pointe d'hiver demeure une préoccupation. Les règles de l'Independent

⁶⁵ Pièce A-26-11, page 15.

⁶⁶ Pièce B-86, page 5.

⁶⁷ Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 4D, pages 225 et 228.

⁶⁸ Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 42.

⁶⁹ Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 4D, page 228.

