

Régie de l'énergie

DOSSIER: R-3648-2007 Phase 2

C-10-20

DÉPOSÉE EN AUDIENCE

Date: 20 juin 2008

Pièces n°: C-10-R0 UC

Présentation de Co Pham, PhD, ing.

Union des consommateurs

Régie de l'énergie

Dossier R-3648-2007 Phase 2

Juin 2008

Impacts de l'évolution prévue de la demande sur les stratégies du Plan d'approvisionnement

- La prévision d'août 2007 d'HQD et *l'aperçu de février 2008* prévoient que le secteur industriel aurait la croissance la plus élevée durant la période du Plan
- La **variabilité de la demande**, notamment celle du secteur industriel, suggère l'implantation des moyens pour gérer efficacement les surplus énergétiques éventuels
- À l'horizon de 2012, les *aléas sur la demande prévue* (excluant les aléas climatiques) représentent environ 7 TWh (3,6% des besoins): le Distributeur devrait se doter de capacité de stockage suffisante et diversifiée pour éviter le spectre d'avoir à revendre à perte ses surplus ou à dédommager à grands frais certains de ses fournisseurs

Fiabilité en puissance

- Critère: probabilité de délestage maximal de 2,4 heures par année (Probabilité très faible : 0,027%)
- Critère appliqué traditionnellement en Amérique du Nord et reconnu par la Régie

Recommandations à la Régie:

- Accepter la révision des aléas sur les besoins en puissance et le traitement de la réserve associée à l'électricité interruptible
- Accepter les nouveaux taux de réserve calculés par le Distributeur
- Demander au Distributeur de soumettre un document décrivant la méthodologie d'évaluation de la réserve requise conformément au *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* et à la pratique du NPCC

3

Fiabilité en énergie applicable au Producteur

- Critères de fiabilité acceptés par la Régie pour se prémunir contre les éventualités de faible hydraulicité (déficits énergétiques de 64 TWh sur 2 ans et de 98 TWh sur 4 ans)
- Suivis administratifs exigés par la Régie pour novembre, mai et août de chaque année
- HQP et HQD ont respecté les exigences de la Régie dans sa démonstration de novembre 2007

4

Fiabilité en énergie applicable au Producteur (suite)

Pour mieux assurer la sécurité et la fiabilité des approvisionnements électriques destinés aux consommateurs québécois:

- Le Distributeur devrait considérer de concert avec le Producteur l'élimination des importations comme moyen pour satisfaire les critères de fiabilité en énergie applicable au Producteur
- Le Distributeur devrait s'assurer que le Producteur considère dans sa démonstration l'ensemble des approvisionnements patrimoniaux et post patrimoniaux conformément à la décision D-2005-178
- Le Distributeur devrait faire un suivi de l'évolution de la « marge de manœuvre » du Producteur et soumettre les résultats à la Régie lors des suivis administratifs

5

Fiabilité en énergie applicable au Distributeur

- Critère instauré par la Régie pour se prémunir contre l'éventualité d'une demande plus forte que le scénario moyen d'un écart-type (+7,3 TWh en 2012), sans importer plus que 5 TWh par année
- Les approvisionnements restants requis éventuellement (6,9 TWh en 2012 compte tenu des surplus de 0,4 TWh) pourraient être satisfaits par les importations (5 TWh) et par les achats sur les marchés québécois de court terme (1,9 TWh)
- Conclusion: Le Plan respecte le critère de fiabilité en énergie applicable au Distributeur

6

Second bloc éolien de 2 000 MW

- Le Plan supposait un facteur d'utilisation de 30% pour le second bloc éolien, alors que les résultats de l'appel d'offres A/O 2005-03 indiquent 35%: augmentation de 1 TWh de capacité énergétique pour une valeur d'environ 70 M\$ par année

Recommandations:

- Utiliser un facteur d'utilisation de 35% afin que les « *approvisionnements additionnels requis* » puissent être déterminés de façon plus précise
- Indiquer, dans les *États d'avancement du Plan*, les contributions en énergie et en puissance réalisées et prévues pour chacun des trois blocs éoliens avec et sans les services d'équilibrage et de puissance complémentaire

7

Bilan en énergie ajusté (notre évaluation)

- Ajustement pour tenir compte de *l'aperçu prévisionnel de février 2008 d'HQD* et de l'augmentation de la capacité énergétique du second bloc éolien
- Bilan ajusté montre des surplus énergétiques importants pour 2008-2012 dans le cas du scénario moyen de la demande
- Faibles quantités d'approvisionnements additionnels seraient requises pour 2013-2015 sans nécessairement déclencher un appel d'offres de long terme; les nouvelles *conventions* entre HQD et HQP pourraient être appliquées pour satisfaire ces besoins additionnels

8

Bilan en puissance ajusté (évaluation d'HQD)

- Ajustement pour tenir compte de *l'aperçu prévisionnel de février 2008*, en maintenant la contribution en puissance du second bloc éolien à 30% de sa capacité installée
- Bilan ajusté montre d'importants approvisionnements additionnels requis en puissance: 1260 MW en 2012-2013 et 2090 MW en 2016-2017
- Important de bien évaluer la contribution en puissance des blocs éoliens et d'implanter des moyens efficaces de gestion de la pointe (tels que la TDT) pour minimiser les coûts d'approvisionnement et les coûts de transport à assumer par les consommateurs et le Distributeur

9

Optimiser l'utilisation de l'énergie éolienne

Constats et faits:

- La production éolienne lors des heures de pointe sera supérieure à la production moyenne annuelle des parcs (Régie - D-2005-178)
- « *En début d'année, les éoliennes au Québec ont tendance à générer beaucoup plus d'électricité que l'été* » (M. Daniel Richard d'HQD - décembre 2007)
- La Régie a demandé au Distributeur de produire une analyse sur la nécessité d'obtenir des livraisons uniformes tout au long de l'année et sur la possibilité d'adapter le service d'équilibrage aux besoins cyclables du Distributeur (D-2006-27)

10

Optimiser l'utilisation de l'énergie éolienne (suite)

- La Régie a également demandé au Distributeur d'étudier la contribution en puissance des parcs éoliens et souhaitait un ré-examen de la pertinence des ententes d'intégration éolienne (Sources: HQD-1, Doc. 1, p. 50 et D-2006-27, p. 5-6)
- Le Distributeur reconnaît tout récemment (2008) que les éoliennes en Gaspésie pourraient contribuer 30% en puissance, indépendamment de l'entente d'intégration avec HQP
- Le Plan dégagerait des surplus en été selon les études du Distributeur: il faut se questionner sur la pertinence de payer pour la *puissance complémentaire* en été

11

Optimiser l'utilisation de l'énergie éolienne (suite)

Recommandations à la Régie:

- Demander au Distributeur d'optimiser la contribution de l'énergie éolienne en fonction des besoins temporels (saisonniers, pointe - hors pointe) de l'ensemble des consommateurs québécois afin de minimiser leurs coûts d'approvisionnement.
- Fixer une échéance précise pour le dépôt et l'analyse des études que le Distributeur doit effectuer sur (i) la contribution en puissance des parcs éoliens prévus dans le Plan, et (ii) la nécessité des livraisons uniformes tout au long de l'année.

12

La Tarification différenciée dans le temps (TDT): excellent moyen pour réduire la demande de pointe

- Moyen reconnu par le Gouvernement du Québec et la Régie: Implantation d'un projet pilote par HQD sur 2 ans
- La TDT permet de réduire également le coût de transport du Distributeur qui constitue une composante importante des tarifs d'électricité au Québec
- HQD juge réaliste une réduction de la demande de pointe de 1 à 2 kW par client, et 3 kW chez les plus gros clients; nous retenons l'hypothèse d'une réduction de 2 kW par client aux fins de notre analyse
- Réduction potentielle de 200 MW par 100 000 clients participants

Recommandations à la Régie:

- Considérer la TDT comme un volet du Plan d'approvisionnement
- Demander au Distributeur de lui soumettre des rapports réguliers sur l'avancement du projet pilote

13

Stockage: moyen économique et respectueux de l'environnement pour gérer les surplus énergétiques

- BC Hydro et HQ avaient des contrats de stockage avec des tiers pour gérer leurs surplus énergétiques
- Dès 2002, la Régie a invité le Distributeur à explorer les possibilités d'ajouter des services de stockage à son portefeuille de gestion des approvisionnements (D-2002-167)
- Le coût de stockage est généralement faible, puisqu'on utilise des installations existantes (Exemple: Coût nul de stockage dans les récentes *conventions* modifiant les contrats de livraisons de base et cyclables signées entre le Producteur et le Distributeur)
- La politique énergétique de la Colombie-Britannique permet aux consommateurs locaux de bénéficier de la capacité de stockage de BC Hydro (2003)

14

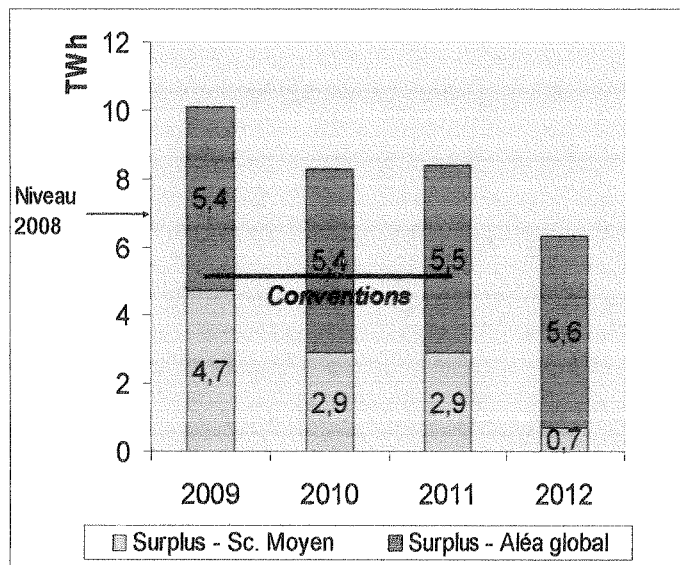
Surplus potentiels du Distributeur et Besoin de stockage

- Dans le présent dossier, le Distributeur a reconnu qu'il est difficile d'équilibrer, heure près heure, les besoins des consommateurs et les moyens disponibles: une portion de l'électricité patrimoniale pourrait demeurer inutilisée
- Pour le long terme, les études du Distributeur montrent des surplus énergétiques en été, même si au niveau annuel le bilan du Distributeur est en équilibre
- Dans l'avenir, le Distributeur pourrait avoir des surplus importants si la demande évoluait moins vite que prévue par le scénario moyen

Conclusion: Le Plan devrait comporter de moyens de stockage suffisants, diversifiés et étendus dans le temps

15

Surplus potentiels et Besoin de stockages supplémentaires



16

Stockages supplémentaires à identifier – Recommandations à la Régie

- Stockages supplémentaires aux *conventions* à identifier par HQD:
 - stockages à partir de 2012 qui ne sont pas possibles avec les « *conventions* »
 - Stockages *intra-annuels* (stockage et déstockage à l'intérieur d'une année donnée)

Recommandations: Demander au Distributeur d'identifier ses besoins de stockages **supplémentaires** et d'explorer les possibilités de les obtenir auprès des fournisseurs éventuels et de lui faire rapport dans le prochain *État d'avancement du Plan*, en y précisant, le cas échéant, les recommandations appropriées pour obtenir de tels services

17

Annexe 1 – Surplus en 2008

- Surplus avant l'arrêt de TCE en 2008 (prévision d'août 2007, scénario moyen de la demande): 5,6 TWh (HQD-1, Doc. 1, p. 36, tableau 5.1)
- Baisse supplémentaire de la demande (écart entre la prévision d'août 2007 et l'aperçu de février 2008): 1,2 TWh
- Surplus en 2008 (scénario moyen): $5,6 + 1,2 = \mathbf{6,8 \text{ TWh}}$ (avant l'arrêt de TCE et la revente)
- Surplus après l'arrêt de TCE: $6,8 - 4,1 = 2,7 \text{ TWh}$ (HQD-6, Doc. 3, p. 5, tableau R2.1)
- L'application éventuelle des deux *conventions* pour la période de juin à décembre 2008 réduirait davantage les surplus montrés ci-haut (voir l'article 2.3 des deux *conventions*)

18

Annexe 2 – Données utilisées pour l'illustration graphique

Tableau 3.1, page 90, Rapport de Co Pham, Version révisée (C-10-18-UC)

Estimation des surplus maximum (TWh)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
AAR/Surplus (A) (scénario moyen) (a)	-6,8	-4,7	-2,9	-2,9	-0,7	0,8	1,1	1,8	2,7	3,9
Aléa global (B) (estimé à 2,9% des besoins) [aperçu de fév. 2008]	-5,3	-5,4	-5,4	-5,5	-5,6	-5,7	-5,8	-5,8	-5,9	-5,9
Surplus maximum (A+B)	-12,1	-10,1	-8,4	-8,4	-6,3	-4,9	-4,6	-4,0	-3,2	-2,0

(a): selon le tableau 6.1.B du présent rapport, sur la base des données d'Hydro-Québec Distribution. L'aléa global de 2,9% représente la moyenne des pourcentages d'aléas globaux pour la période 2008-2012 évalués par le Distributeur (HQD-1, Document 1, page 14, tableau 2.3 et page 18, tableau 2.6).

19

Annexe 2 – Données utilisées pour l'illustration graphique (suite)

Tableau 6.1.B, page 56, Rapport de Co Pham, Version révisée (C-10-18-UC)

Bilan en énergie ajusté pour tenir compte des modifications de la prévision de la demande (aperçu de février 2008) et de l'augmentation de la contribution en énergie du second bloc d'énergie éolienne de 2 000 MW

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Besoins en énergie										
* Prévision d'août 2007	183,8	186,7	190,2	191,5	193,8	194,9	196,3	197,7	199,8	200,8
* Aperçu février 2008	182,6	184,9	187,6	188,8	193,2	196,6	198,3	200,2	202,5	203,6
Modification Demande	-1,2	-1,8	-2,6	-2,7	-0,6	1,7	2	2,5	2,7	2,8
Éolien 2 000 MW										
* FU de 30%			0,1	0,9	1,7	2,6	3,5	4,4	5,3	5,3
* FU de 35%			0,1	1,1	2,0	3,0	4,1	5,1	6,2	6,2
Augmentation			0,0	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	0,9	0,9
AAR/Surplus initiaux (a)	-5,6	-2,9	-0,3	-0,1	0,2	-0,5	-0,3	0	0,9	2
AAR/Surplus ajustés	-6,8	-4,7	-2,9	-2,9	-0,7	0,8	1,1	1,8	2,7	3,9

(a) selon HQD-1, Document 1, page 36, tableau 5.1 (sans arrêt de TCE)

20