
R-3678-2008

DEMANDE RELATIVE AUX OPTIONS
D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE ET
D'UTILISATION DES GROUPES ÉLECTROGÈNES
DE SECOURS

MÉMOIRE DE L'UMQ

Préparé par : Yves Hennekens

12 Septembre 2008

Table des matières

1. Mise en contexte	3
2. Le marché de comparaison en puissance à court terme	4
3. Le marché de comparaison en énergie à court terme	5
4. La stratégie d'approvisionnement.....	6
5. Le taux de réserve	7
6. Coûts évités de transport et de distribution.....	8
7. Conclusion	8

1. Mise en contexte

Le 28 juillet 2008, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 31(1o), 48, 49 et 52.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la Loi), une demande relative aux options d'électricité interruptible et d'utilisation des groupes électrogènes de secours.

Tel que mentionné dans sa demande d'intervention, l'UMQ présente son analyse et ses commentaires sur les enjeux et questions qui suivent :

- ◇ Le marché de comparaison en puissance à court terme;
- ◇ Le marché de comparaison en énergie à court terme;
- ◇ La stratégie d'approvisionnement;
- ◇ Le taux de réserve;
- ◇ Coûts évités de transport et de distribution.

2. Le marché de comparaison en puissance à court terme

Le Distributeur indique que dans l'éventualité où il ne disposait pas de la puissance de 1000 MW de l'électricité interruptible, il aurait recours à des achats de puissance sur les marchés court terme¹ et c'est pourquoi il accorde des crédits fixes basés sur les prix de la réservation d'une telle puissance pour l'hiver². Or, le Distributeur ne fournit pas de démonstration qu'il pourrait réellement disposer, sur le marché court terme, de la puissance requise de 850 MW équivalent, selon le taux de réserve de 15% qu'il préconise³, à 1000 MW d'électricité interruptible. Cette démonstration nous semble difficile à faire, d'autant plus que le Distributeur indique que la principale interconnexion donnant accès au marché de la Nouvelle-Angleterre ne permet pas d'importer de la puissance en hiver⁴. Aussi, le Distributeur n'a pu affirmer qu'il avait la certitude de pouvoir effectuer en tout temps des achats UCAP, si requis, pour fournir la puissance de fine pointe demandée par ses clients⁵. Le Distributeur indique aussi qu'il planifie, dans son bilan en puissance, 500 MW d'achats de court terme⁶, ce qui est inférieur au besoin de 850 MW qu'il aurait.

Une telle démonstration devrait tenir compte de la puissance disponible sur les marchés, de la capacité des lignes d'interconnexion et de leur taux de pannes. Nous demandons donc au Distributeur de fournir la démonstration que 850 MW peuvent être disponibles sur le marché de la puissance d'hiver à court terme. Sans une telle démonstration, le Distributeur devrait indiquer quelles autres options seraient utilisées pour remplacer les 1000 MW d'électricité interruptible et il devrait modifier les crédits fixes de l'électricité interruptible en conséquence. Dans le cas où la démonstration pourrait être faite, nous comprenons mal que le

¹ Dossier R-3678-2008, pièce HQD-2, document 6, page 7, réponse 2.3

² Dossier R-3678-2008, pièce HQD-1, document 1, page 8, lignes 1-3

³ Dossier R-3678-2008, pièce HQD-1, document 1, page 9, lignes 17-19

⁴ Dossier R-3678-2008, pièce HQD-2, document 6, page 6, réponse 2.1

⁵ Dossier R-3678-2008, pièce HQD-2, document 3, page 8, réponse 4.2

Distributeur ait recours à l'électricité interruptible alors que des achats sont disponibles sans contrainte.

Pour ce qui est des prix pour les achats de puissance UCAP pour l'hiver 2008-2009, le Distributeur indique qu'ils ne sont pas disponibles⁷. Par conséquent, nous concevons mal qu'il puisse fixer le crédit fixe sur la base d'un prix qui n'est pas disponible.

De plus, dans l'établissement du crédit fixe de l'électricité interruptible, le Distributeur devrait inclure le coût de la réservation de la capacité d'importation ferme sur les interconnexions⁸.

3. Le marché de comparaison en énergie à court terme

Pour établir les crédits variables, le Distributeur a utilisé un prix qui tient compte des 100 heures les plus élevées des dernières périodes d'hiver du marché DAM de la zone HQ du NYISO⁹. Or, ces 100 heures ne coïncident pas vraiment avec les 100 heures les plus chargées du réseau du Distributeur¹⁰. De fait, pour les 100 heures les plus chargées du réseau du Distributeur, le prix moyen a été significativement moins élevé que celui des 100 heures les plus élevées du marché DAM de la zone HQ du NYISO. En effet, les différences ont été de 47,61 \$ US/MWh en 2005-06, de 12,53 \$ US/MWh en 2006-07 et de 15,74 \$ US/MWh en 2007-08.

De plus, les heures les plus chargées du réseau du Distributeur n'ont pas coïncidé, au cours des hivers 2006-2007 et 2007-2008, avec les heures d'utilisation de l'électricité interruptible. En effet, lors de l'hiver 2006-2007¹¹ ¹²,

⁶ Dossier R-3678-2008, pièce HQD-2, document 3, page 7, réponse 4.1

⁷ Dossier R-3678-2008, pièce HQD-2, document 2, page 11, réponse 13

⁸ Dossier R-3678-2008, pièce HQD-2, document 2, page 6, réponse 6.b

⁹ Dossier R-3678-2008, pièce HQD-1, document 1, page 8, lignes 3-8

¹⁰ Dossier R-3678-2008, pièce HQD-2, document 4, pages 7-8, réponse 5.1

¹¹ Dossier R-3678-2008, HQD-1, document 1, page 21, tableau A2

pour 39 des 100 heures les plus chargées de son réseau, le Distributeur n'a pas utilisé l'électricité interruptible. Lors de l'hiver 2007-2008^{13 14}, pour 12 des 22 heures les plus chargées de son réseau, le Distributeur n'a pas utilisé l'électricité interruptible.

Pour les deux derniers hivers, avec les données fournies par le Distributeur sur les prix des marchés NY M DAM, NE PHASE I II DAM et ON PQHZ RT¹⁵, si le Distributeur avait eu recours au moins cher de ces marchés pour chaque heure où l'électricité interruptible a été utilisée, il aurait déboursé 3,4 M \$ au lieu des crédits variables de 4,8 M \$ en 2006-2007¹⁶ et 980 K \$ au lieu des crédits variables de 1 024 K \$ en 2007-2008¹⁷. On constate donc que les crédits variables consentis pour les clients de l'électricité interruptible étaient trop élevés par rapport au marché de comparaison et nous sommes d'avis que le Distributeur devrait revoir sa façon d'établir les crédits variables de l'électricité interruptible en tenant compte de tous les facteurs mentionnés plus haut et de tous les marchés dont ceux du Nouveau-Brunswick et du Québec pour lesquels le Distributeur n'a pas fourni de données.

D'autre part, pour l'hiver 2008-2009, étant donné l'évolution récente des prix du mazout¹⁸, nous sommes d'avis que le Distributeur devrait ajuster les crédits variables en conséquence.

4. La stratégie d'approvisionnement

Pour l'option d'électricité interruptible actuelle, les clients de grande puissance doivent soumettre leur demande d'adhésion avant le 1er septembre¹⁹. Nous

¹² Dossier R-3678-2008, pièce HQD-2, document 6, page 4, réponse 1.5

¹³ Dossier R-3678-2008, HQD-1, document 1, page 22, tableau A3

¹⁴ Dossier R-3678-2008, pièce HQD-2, document 6, page 4, réponse 1.6

¹⁵ Dossier R-3678-2008, pièce HQD-2, document 6, page 3, réponse 1.1

¹⁶ Dossier R-3678-2008, HQD-1, document 1, page 21, tableau A2

¹⁷ Dossier R-3678-2008, HQD-1, document 1, page 22, tableau A3

sommes d'avis que vers cette date, afin de réduire ses coûts d'approvisionnement, le Distributeur pourrait considérer les options d'achats de puissance disponibles sur le marché (incluant les 500 MW d'achats de court terme) et les offres de ses clients de l'électricité interruptible et choisir un portefeuille optimal rencontrant ses besoins.

5. Le taux de réserve

Les modalités de l'option actuelle pour la grande puissance comprennent un délai de préavis de 2 heures²⁰. De plus, avant de décider d'appeler l'électricité interruptible, le Distributeur doit faire une analyse qui prend approximativement 2 heures²¹. Ainsi, le Distributeur doit donc considérer un délai de préavis de 4 heures pour l'appel de l'électricité interruptible et doit considérer ce délai dans le calcul du taux de réserve. En effet, étant donné les incertitudes sur l'offre et la demande quelques heures à l'avance²², le Distributeur doit considérer une marge de réserve dans sa décision d'appel de l'électricité interruptible et il peut ainsi arriver qu'un appel s'avère non requis en temps réel même s'il semblait requis 4 heures avant. Un tel phénomène peut amener une utilisation plus rapide du crédit annuel de 100 heures²³, ce qui constitue une contrainte importante qui devrait avoir pour effet d'augmenter le taux de réserve. Or, le Distributeur nous a confirmé qu'il ne tenait pas compte du délai de préavis dans son évaluation du taux de réserve²⁴ et nous sommes d'avis que cette lacune devrait être corrigée.

D'autre part, le Distributeur considère que le UCAP est un produit sans contrainte²⁵ et que cette option vaudrait 100% comme une puissance parfaite.

¹⁸ Dossier R-3677-2008, pièce HQD-1, document 1, page 15, lignes 6-9

¹⁹ Dossier R-3678-2008, pièce HQD-1, document 1, pages 5-6

²⁰ Dossier R-3678-2008, pièce HQD-1, document 1, page 6, tableau 1

²¹ Dossier R-3678-2008, pièce HQD-2, document 6, pages 11-12, réponse 5.3

²² Dossier R-3678-2008, pièce HQD-2, document 6, pages 12-13, réponse 5.6

²³ Dossier R-3678-2008, pièce HQD-1, document 1, page 6, tableau 1

²⁴ Dossier R-3678-2008, pièce HQD-2, document 6, page 8, réponse 3.3 a)

²⁵ Dossier R-3678-2008, pièce HQD-2, document 6, page 8, réponse 3.1

Toutefois, il nous indique qu'il y a un délai de préavis de 36 heures²⁶, soit une contrainte très importante qui exigerait que ces achats aient aussi, comme l'électricité interruptible, un taux de réserve puisque ce n'est pas une puissance parfaite étant donné qu'on devra recourir à des appels non requis et coûteux. Le fait d'imposer un taux de réserve au marché d'achat permettra de comparer des services équivalents et aura pour effet d'augmenter les crédits consentis à l'électricité interruptible et nous sommes d'avis que le Distributeur devrait en tenir compte.

Nous sommes d'avis que le Distributeur doit aussi tenir compte des pertes électriques associées au produit UCAP.²⁷

6. Coûts évités de transport et de distribution

Selon le même principe qu'une production éolienne²⁸, il peut arriver qu'une puissance interruptible bien située sur le réseau de transport ou celui de distribution évite ou retarde des investissements sur ces réseaux, contrairement à ce qu'indique le Distributeur²⁹. Une tarification différenciée dans l'espace pourrait être efficace pour réduire les coûts du Distributeur en bonifiant les crédits consentis aux clients dont la charge se situe en aval de liens de transport ou de distribution qui sont sur le point d'atteindre leur capacité. Citons, par exemple, le cas de la Communauté Métropolitaine de Québec³⁰. Nous sommes d'avis que le Distributeur devrait considérer cette avenue.

7. Conclusion

Après analyse du dossier R-3678-2008, nous sommes d'avis que le Distributeur devrait :

²⁶ Dossier R-3678-2008, pièce HQD-2, document 6, page 8, réponse 3.2

²⁷ Dossier R-3678-2008, pièce HQD-2, document 5, page 6, réponse 3 a)

²⁸ Dossier R-3676-2008, pièce HQD-3, document 7, page 5, réponse 4.1

- ◇ Revoir le marché de comparaison pour la puissance à court terme et revoir les crédits consentis à l'option d'électricité interruptible en conséquence.
- ◇ Tenir compte du coût de réservation de la capacité d'importation ferme sur les interconnexions dans l'établissement des crédits consentis à l'option d'électricité interruptible.
- ◇ Revoir les marchés de comparaison en énergie et modifier les crédits variables consentis à l'option d'électricité interruptible en conséquence.
- ◇ Revoir sa stratégie d'approvisionnement afin de choisir une combinaison d'achats de court terme et d'électricité interruptible qui soit optimale.
- ◇ Calculer le taux de réserve de l'électricité interruptible en tenant compte de son délai de préavis et de décision de même que celui des achats de court terme.
- ◇ Tenir compte des pertes électriques dans l'évaluation du taux de réserve des achats de court terme.
- ◇ Mettre en place une tarification différenciée dans l'espace pour bonifier l'électricité interruptible qui réduira les coûts d'investissements des réseaux de transport et de distribution.

²⁹ Dossier R-3678-2008, pièce HQD-2, document 6, page 9, réponse 3.3 d)

³⁰ Dossier R-3666-2008, pièce HQT-2, document 1, page 5, lignes 16-19