

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE OC**

OBJECTIF DE 1 000 MW

- 1 RÉFÉRENCES :**
- (I) HQD-1, DOC. 1, P. 5, LIGNES 7-9**
 - (II) HQD-1, DOC. 1, P. 9, LIGNES 17-23**

Préambule :

Concernant les 200 MW supplémentaires visant à porter la contribution totale de l'option à 1 000 MW en référence (i) et le nouveau taux de réserve de 15 % de la référence (ii). L'objectif de 1 000 MW traduit une puissance effective (contribution nette) de 700 MW sous le précédent taux de réserve de 30 % et de 850 MW selon le taux proposé de 15 %.

Demande :

- 1.1 Veuillez préciser si l'objectif du Distributeur d'obtenir 1 000 MW de puissance interruptible est sensible ou non au taux de réserve appliqué ? Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Si le taux de réserve avait été différent, le Distributeur aurait ajusté la portion fixe du tarif en conséquence. Incidemment, l'adhésion des clients au programme aurait pu être affectée.

CONSULTATIONS

- 2 RÉFÉRENCE : (I) HQD-1, DOC. 1, PAGE 7**

Préambule :

La réduction de l'offre potentielle causée par la fermeture d'usines, la valeur des crédits offerts ne reflétant pas la perte économique dans certains marchés, les contraintes de reprise de production pour les papetières et la contribution réelle des clients lors des interruptions semblent être les principaux facteurs limitant ou pouvant limiter l'offre de puissance pour l'Option ÉI.

Demandes :

- 2.1 Veuillez indiquer si les clients ont invoqués d'autres raisons qui contribueraient à limiter l'offre de puissance interruptible. Si oui, veuillez présenter sommairement les raisons invoquées par la clientèle.

Réponse :

Non.

- 2.2 Veuillez produire un tableau synthèse illustrant les facteurs contribuant à limiter l'offre de puissance interruptible par secteurs d'activité (ie, Industrie forestière, Mines & métallurgie, Chimie et Autres).

Réponse :

Le Distributeur ne dispose pas de cette information.

UTILISATION DE L'OPTION

- 3 RÉFÉRENCES :**
- (I) HQD-1, DOC. 1, P. 9-10**
 - (II) DOSSIER R-3603-2006, HQD-2, DOC. 1, P. 12, DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS DE LA RÉGIE, RÉPONSE À LA DEMANDE NO. 8.1**

Préambule :

Dans le dernier dossier portant sur l'option d'électricité interruptible, le Distributeur mentionnait ceci quant à l'utilisation de l'option (référence (ii)) :

Le seuil de 40 heures a été retenu parce qu'il répond aux besoins les plus importants de Distributeur. La progressivité du crédit variable rassure les clients quant à l'utilisation raisonnable de l'option au-delà de ce seuil.

En référence (i), le Distributeur rappelle comment a été établi le palier pour les 40 premières heures :

Afin de répondre aux besoins des clients quant à l'utilisation restreinte de l'option au-delà de 40 heures, le crédit variable de 12 ¢/kWh a été appliqué de façon progressive, un crédit plus bas s'appliquant pour les 40 premières heures d'utilisation et un crédit plus élevé pour les 60 heures suivantes. Avec le temps, cet aspect s'est révélé moins important pour la clientèle.

Demandes :

- 3.1 Veuillez indiquer si le passage souligné de la référence (ii) est toujours approprié dans le contexte actuel et veuillez commenter l'espérance d'utilisation de l'option d'électricité interruptible à court et moyen terme.

Réponse :

Le Distributeur confirme que le passage souligné est toujours approprié. En fait, chacune des 100 heures est importante.

Concernant l'espérance d'utilisation de l'option d'électricité interruptible, le Distributeur rappelle que l'exercice de planification des moyens pour satisfaire les besoins est établi sur la base d'un scénario déterministe. À conditions climatiques normales, l'utilisation de l'électricité interruptible est nulle. C'est ce que reflète le dossier tarifaire 2009. Il est entendu que l'électricité interruptible répond à des besoins qui ne sont pas à conditions climatiques normales.

- 3.2 Relativement aux passages soulignés de la référence (i), veuillez élaborer davantage sur les raisons faisant en sorte que l'utilisation restreinte de l'option par le Distributeur se révèle être un aspect moins important pour la clientèle ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.2 de la Régie (HQD-2, Document 1).

MARCHÉS DE RÉFÉRENCE

4 RÉFÉRENCE : (I) HQD-1, DOC. 1, P. 8, LIGNES 7-8

Demande :

- 4.1 Veuillez confirmer que les « 100 heures les plus élevées » font référence aux heures où les prix sont les plus élevés sur le marché DAM de la zone HQ du NYISO et non pas aux 100 heures les plus chargées du réseau du Distributeur. Si non, veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Le Distributeur confirme que les « 100 heures les plus élevées » correspondent aux 100 heures où les prix sont les plus élevés.

- 5 RÉFÉRENCES :
- (I) HQD-1, DOC. 1, P. 8, LIGNES 12-15
 - (II) DOSSIER R-3603-2006, HQD-2, DOC. 3, PP. 3-5, DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS D'OC, RÉPONSES À LA DEMANDE NO. 3
 - (III) DOSSIER R-3603-2006, HQD-2, DOC. 3, PP. 10-11, DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS D'OC, RÉPONSES À LA DEMANDE NO. 10
 - (IV) DOSSIER R-3603-2006, HQD-2, DOC. 1, PP. 3-4, DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS DE LA RÉGIE, RÉPONSES À LA DEMANDE NO. 1

Préambule :

Dans le passage de la référence (i), le Distributeur affirme que les conditions de marchés n'ont pas fluctué de façon appréciable depuis 2006 sur les marchés de références et propose de conserver les balises retenues dans le dossier précédent (R-3603-2006).

En réponse à des demandes d'OC dans le précédent dossier, le Distributeur fournissait le prix moyen de l'énergie sur le marché DAM selon certaines

périodes, référence (ii), et indiquait ce qui suit quant au prix de la puissance, référence (iii) :

Le prix de 10 \$/kW payé en 2005-2006 pour le produit « UCAP » est le résultat de l'ensemble des transactions bilatérales ou des appels d'offre du Distributeur pour ce produit durant cette période.

À la référence (iv), le Distributeur fournissait les références utilisées pour déterminer un prix de 10\$/kW pour le UCAP.

Demandes :

5.1 Veuillez fournir, pour chacune des périodes d'hiver allant de janvier 2005 à mars 2008, le prix moyen de l'énergie sur le marché DAM de la zone HQ du NYISO selon les intervalles suivants :

- Pour les 300, 100 et 40 heures où les prix sont les plus élevés; et
- Pour les 300, 100 et 40 heures correspondant aux heures les plus chargées du réseau du Distributeur.

Réponse :

Le tableau qui suit présente le prix moyen pour les heures où les prix sont les plus élevés.

**Tableau R-5.1-a
(\$US/MWh)**

| Année | 40 hrs | 100 hrs | 300 hrs |
|--------------|---------------|----------------|----------------|
| 2005 | 148,36 | 133,73 | 115,66 |
| 2005 - 06 | 168,34 | 154,09 | 139,11 |
| 2006 - 07 | 119,66 | 110,12 | 95,11 |
| 2007 - 08 | 157,20 | 141,39 | 119,37 |

Le tableau qui suit présente le prix moyen pour les heures les plus chargées du réseau du Distributeur.

**Tableau R-5.1-b
(\$US/MWh)**

| Année | 40 hrs | 100 hrs | 300 hrs |
|--------------|---------------|----------------|----------------|
| 2005 | 105,58 | 98,08 | 89,74 |
| 2005 - 06 | 106,57 | 106,48 | 103,87 |
| 2006 - 07 | 101,72 | 97,59 | 86,40 |
| 2007 - 08 | 131,68 | 125,65 | 107,85 |

5.2 Veuillez mettre-à-jour le tableau 1.1 produit en réponse à la demande de renseignements identifiée à la référence (iv) en y indiquant de plus le prix moyen pour la puissance.

Réponse :

Le tableau R-5.2 constitue la mise à jour du tableau 1.1 de la référence iv.

Tableau R-5.2

| | Type de transaction | Nombre de transactions | Moment des transactions | Marchés de référence |
|------------------------|----------------------------|-------------------------------|---------------------------------|-----------------------------|
| Hiver 2005-2006 | Puissance et énergie | 14 | A/O 2005-01 (Juin 2005) | NB, Qc, NY |
| | Puissance | 9 | A/O 2005-01 (Juin 2005) | NY |
| | Puissance et énergie | 1 | A/O 2005-02 (Septembre 2005) | QC |
| | Puissance | 17 | A/O 2005-02 (Septembre 2005) | QC, NY |
| | Puissance | 2 | Dispense (Novembre 2005) | NY |
| Hiver 2006-2007 | Puissance | 11 | A/O 2006-02 (Septembre 2006) | Qc, NY |
| Hiver 2007-2008 | Puissance | 4 | Dispense (Décembre 2008) | NY |

6 RÉFÉRENCE : (I) HQD-1, DOC. 1, ANNEXE A, PP. 21-22

Demande :

6.1 Veuillez fournir les prix de l'énergie sur le marché DAM de la zone HQ du NYISO pour chacune des périodes d'interruption identifiées aux Tableaux A2 et A3.

Réponse :

Voir fichier Excel joint aux réponses 1.1, 1.2, 1.3 et 1.4 de la demande de renseignements de l'UMQ (HQD-2, Document 6).

TAUX DE RÉSERVE

- 7 RÉFÉRENCES :**
- (I) HQD-1, DOC. 1, PP. 8-9**
 - (II) HQD-1, DOC. 2, PP. 5-6**

Demandes :

- 7.1 Le Distributeur a-t-il procédé à l'évaluation de scénarios portant sur moins de 1 000 MW de puissance interruptible ?

Réponse :

Oui, le Distributeur a utilisé le modèle FEPMC pour simuler des quantités de 550 et 800 MW. Les résultats ont indiqué que la quantité de UCAP requise pour atteindre le niveau de fiabilité recherché s'élevait également à environ 85 % de la quantité d'électricité interruptible simulée. Dans tous les cas, la procédure d'évaluation suivie était conforme à celle décrite à la pièce HQD-1, document 2, page 5.

- 7.2 Si non à la question précédente, veuillez indiquer pourquoi le Distributeur n'a pas procédé à de telles simulations et veuillez produire une simulation pour un scénario de 750 MW.

Réponse :

Sans objet.

- 7.3 Si oui à la question 7.1, veuillez produire les résultats sommaires de ces évaluations.

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.1.

- 7.4 Comment le Distributeur justifie-t-il d'appliquer un taux de réserve de 15 % obtenu à partir d'une simulation portant sur une quantité de 1 000 MW alors

qu'il ne sera vraisemblablement pas en mesure de compter sur une telle quantité ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.1.

CRÉDITS ET COÛT DE L'OPTION

- 8 RÉFÉRENCES :** (I) HQD-1, DOC. 1, P. 12 LIGNES 1-10 ET TABLEAU 2
(II) DOSSIER R-3603-2006, HQD-2, DOC. 1, P. 9,
TABLEAU 5.1

Demandes :

- 8.1 Veuillez produire un tableau similaire à celui fournie en réponse à la demande de renseignements de la Régie dans le précédent dossier, référence (ii), permettant de comparer le « coût total » et le « coût total pour 1 MW » de l'option actuelle et de l'option proposée.

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1 de la Régie (HQD-2, Document 1).

- 8.2 Veuillez identifier et commenter, le cas échéant, les impacts du passage d'une option à deux tranches vers une option à une seule tranche (crédit variable constant plutôt que croissant) sur l'ordonnancement (et l'utilisation) de l'option ÉI dans le portefeuille de moyens à la disposition du Distributeur.

Réponse :

Lors de la priorisation des ressources utilisées, la structure tarifaire existante comparativement à la nouvelle structure proposée pouvait favoriser une utilisation accrue de l'électricité interruptible lors des 40 premières heures

d'utilisation. Par la suite, lorsque le seuil des 40 heures était dépassé, le coût variable de l'électricité interruptible devenait beaucoup plus élevé et favorisait une utilisation accrue des autres ressources.

Toutefois, le résultat des changements, en termes de quantité utilisée de chaque ressource, dépend en bout de ligne des prix de marché, ces derniers étant sujets à des fluctuations importantes.

COEFFICIENT DE CONTRIBUTION

- 9 RÉFÉRENCES :**(I) HQD-1, DOC. 1, P. 10
(II) HQD-1, DOC. 1, ANNEXE B, PP. 23-33

Préambule :

À la référence (i) on peut lire qu'il est proposé :

[...] d'exclure des heures utiles les jours non représentatifs du profil normal de consommation des clients pour tenir compte, jusqu'à concurrence de deux jours par mois, d'événements exceptionnels pouvant survenir à l'usine.

En référence (ii), le chapitre 6 des *Tarifs et conditions* ne semble pas définir ce que sont les jours non représentatifs du profil normal de consommation.

Demandes :

- 9.1 Veuillez fournir une définition de « jour non représentatif du profil normal de consommation du client » et indiquer, le cas échéant, comment le Distributeur détermine qu'une journée n'est pas représentative du profil normal d'un client.

Réponse :

Il s'agit des jours au cours desquels la consommation d'électricité est très inférieure à la consommation moyenne, soit pour des raisons d'entretien, d'arrêt temporaire de la production, de bris d'équipements ou autres.

9.2 Veuillez concilier le fait que le passage de la référence (i) fait mention de « deux jours par mois » alors que le texte des *Tarifs et conditions* de la référence (ii) indique plutôt « deux jours par période de consommation ».

Réponse :

De façon plus précise, il s'agit de deux jours par période de consommation et non par mois.

BILAN D'ADHÉSION

10 RÉFÉRENCE : (I) HQD-1, DOC. 1, P. 11, LIGNES 17-20

Demande :

10.1 Relativement à la référence (i), veuillez fournir le bilan d'adhésion 2008-2009 selon l'une et l'autre des options (actuelle et proposée).

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1 de la Régie (HQD-2, Document 1).

**11 RÉFÉRENCES :(I) HQD-1, DOC. 1, P. 11, LIGNES 21-24
(II) HQD-1, DOC. 1, ANNEXE A, P. 20, LIGNES 2-5**

Préambule :

La référence (i) fait mention d'un potentiel de 550 MW pour l'option actuelle alors que le passage de la référence (ii) indique un potentiel de 800 MW « comparativement à l'option précédente ».

Demandes :

11.1 Concernant le potentiel de 550 MW de la référence (i), veuillez préciser s'il s'agit (a) d'un potentiel basé sur la contribution nette, (b) du potentiel d'adhésion pour 2008-2009 selon l'option actuelle, ou (c) des quantités reflétant les besoins du Distributeur pour 2008-2009 ?

Réponse :

Il s'agit du potentiel d'adhésion pour l'hiver 2008-2009, qui résulte de la consultation des membres de l'AQCIE et du CIFQ sur la base des crédits et modalités existants.

11.2 Veuillez confirmer notre compréhension : Le potentiel de 550 MW s'applique à l'option actuelle pour la période 2008-2009 et le potentiel de 800 MW fait référence à l'option actuelle mais pour la période 2006-2007 et 2007-2008 ? Si non, veuillez clarifier.

Réponse :

Le potentiel d'adhésion pour l'hiver 2008-2009 est de 550 MW en supposant que l'option actuelle continue de s'appliquer. Le potentiel de 800 MW fait référence aux adhésions des hivers 2006-2007 et 2007-2008 pour l'option actuelle.

11.3 Dans la mesure où le potentiel de 550 MW en est un d'adhésion pour l'option actuelle et pour la période 2008-2009, doit-on comprendre que les modifications proposées permettraient au Distributeur de retenir 200 MW (750 vs 550 MW) en plus d'aller chercher de 100 à 200 MW de plus (750 vs 850-950 MW) ?

Réponse :

Oui. Voir la réponse à la question 4.1 de la Régie (HQD-2, Document 1).

11.4 Veuillez préciser si le potentiel de 850-950 MW de la référence (i) serait pour 2008-2009 ou pour le moyen terme ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.3 de la Régie (HQD-2, Document 1).

**12 RÉFÉRENCES : (I) HQD-1, DOC. 1, ANNEXE A, P. 19, TABLEAU A1
(II) DOSSIER R-3648-2007, HQD-3, DOC. 7, P. 11,
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS D'OC, RÉPONSE À
LA DEMANDE NO. 7.1**

Demande :

12.1 Concernant les tableaux des références (i) et (ii) pour l'année 2007-2008, veuillez justifier le choix du Distributeur de présenter le bilan 2007-2008 de la référence (i) selon les données de décembre 2007 plutôt que janvier 2008 tel que le fait le tableau de la référence (ii) ?

Réponse :

Le Distributeur a présenté au tableau A1 de la pièce HQD-1, document 1, Annexe A, p. 19, les quantités retenues à l'adhésion des clients au début de chacun des hivers qui ont servi à la planification des besoins d'approvisionnement du Distributeur. Ces données correspondent aux données du Rapport annuel 2007 du Distributeur. Les données présentées à la référence (ii) tiennent compte d'ajustements dans les quantités suite à la suspension du contrat de TCE. Voir également la réponse à la question 7.1 de la Régie (HQD-2, Document 1).