



ACEF de Québec
570, rue du Roi
Québec G1K 2X2
Tél : (418) 522-1568
Fax : 522-7023
acefque@mediom.qc.ca

PREUVE de l'ACEF de Québec

Dossier R-3678-2008

**DEMANDE D'AJUSTEMENT DES DISPOSITIONS
TARIFAIRES APPLICABLES AUX OPTIONS
D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE ET D'UTILISATION DES
GROUPES ÉLECTROGÈNES DE SECOURS**

12 Septembre 2008

1) Enjeux de la présente cause

La présente cause vise à décider des nouveaux tarifs applicables, à partir de 2009, aux options d'électricité interruptible, accessible aux clients de grande et moyenne puissance, et d'utilisation des génératrices de secours.

À priori cela implique, pour HQD et ses clientèles, une dépense relativement modeste (si on compare au revenu requis de plus de 10 milliards d'HQD en 2009) d'au plus dix millions \$ pour 2009, par contre les moyens ciblés constituent une composante essentielle de l'équilibre offre-demande en puissance pour la période d'hiver québécois et sont nécessaires pour assurer la fiabilité du service électrique au Québec en période de pointe du réseau électrique, en présence d'aléas climatiques et de la demande non négligeables.

Après analyse des propositions d'HQD, nous nous prononçons dans la présente sur le caractère juste et adéquat des propositions d'HQD en regard des tarifs et conditions applicables à l'électricité interruptible, de moyenne et grande puissance, et aux génératrices de secours, afin de juger si cela permettra de garantir les moyens requis pour assurer l'équilibre offre-demande en puissance en période d'hiver 2009, et possiblement au-delà, au meilleur coût possible et ce dans le meilleur intérêt des clientèles d'HQD.

Après avoir analysé les propositions d'HQD nous discuterons d'autres options possibles et formulerons un certain nombre de recommandations dans le meilleur intérêt croit-on des clientèles résidentielles au Québec qui en bout de ligne assume une large part des coûts des moyens en puissance devant assurer l'équilibre offre-demande en période de pointe, amenée notamment par le chauffage électrique des ménages québécois et des autres clientèles d'HQD.

2) Analyse critique de la preuve d'HQD

HQD a soumis sa requête de modification tarifaire le 28 juillet 2008. Avec les réponses fournies aux intervenants et à la Régie, HQD a soumis des modifications aux annexes B et C de sa preuve regroupée dans le document HQD-1 doc. 1.

Les modifications aux annexes ont été annoncées dans une réponse à une demande de renseignement de l'UMQ (HQD-2 doc. 6, réponse 4.1); elles touchent les articles du règlement tarifaire, ayant trait aux pénalités applicables (indexées en la circonstance), en cas de non respect d'une demande d'interruption formulée par HQD, tant pour l'interruptible de grande puissance (annexe B) que pour les génératrices de secours (annexe C).

Dans sa preuve (HQD 1 doc. 1, page 5) HQD nous indique que le Plan d'approvisionnement 2008-2017 (R-3648-2007, HQD-4, Document 7, page 4), prévoyait des besoins en puissances qui iront en croissant, jusqu'à atteindre 1 800 MW en 2013-2014.

Le Plan d'approvisionnement prévoyait une contribution nette de l'électricité interruptible de grande puissance de 560 MW (contribution totale de 800 MW auquel on retranche une réserve de 30%, contribution qu'HQD voudrait faire passer à 1 000 MW avant réserve).

Suite à une consultation auprès des clients industriels de grande puissance et dans la perspective d'un prochain appel d'offres en puissance, HQD indique vouloir mettre à jour, dès l'hiver 2008-2009, les crédits et modalités d'application des options d'électricité interruptible, de moyenne et grande puissance, et de l'option d'utilisation des génératrices de secours, afin essentiellement d'accroître la participation des clients de grande puissance à l'option d'électricité interruptible, puisqu'HQD n'anticipe pas de contribution en puissance avec l'électricité interruptible de moyenne puissance et avec les génératrices de secours.

À noter que la puissance interruptible (et la puissance fournie par les génératrices de secours s'il y avait lieu), sert à la gestion des aléas de la demande, non prévus dans le scénario de prévision de demande moyen (scénario déterministe à température normale); ces moyens ne sont pas prévus être utilisés dans le scénario moyen et donc ne contribuent pas au bilan en

énergie, ni au coût en énergie (HQD-2 doc. 1 rép. 5.2 et 6.1). Enfin la réserve requise pour respecter le critère de fiabilité (3 673 MW selon HQD-2 doc. 3, rép. 2.3) inclut la réserve associée à l'interruptible (30% dans le plan original 2008-2017 traité en R-3648-07).

Dans la requête tarifaire (R-3677-2008, HQD-2 doc. 2, p. 23 à 26) HQD nous indique que les besoins en puissance pour l'hiver 2008-2009 de 2 100 MW seront comblés par les contrats de long terme (756 MW), et ceux de court terme (1 350 MW) dont 800 MW en interruptible, 250 MW par l'abaissement tension et 300 MW par le recours aux marchés. Par contre HQD affirme ici (HQD-2 doc. 3, rép. 4.1) qu'elle a intégré 500 MW d'achats de court terme (UCAP) pour répondre aux besoins de puissance en pointe, on peut penser que le 300 MW est une donnée plus à jour, mais sans que nous soyons certains que cela constitue du UCAP.

Ainsi, dans R-3677-2008, HQD nous indique aussi que le coût moyen des approvisionnements postpatrimoniaux en 2009 (10,02¢/kWh pour 4,849 TWh) inclut des achats de puissance interruptible pour 7,4 M\$ et qu'il n'y a pas d'autres produits en puissance inclus. Nous en concluons que la puissance de 300 MW associés aux approvisionnements sur les marchés est associé en prévisionnel à l'approvisionnement en énergie et non à une réserve en puissance pure par l'acquisition de produits UCAP.

- MODALITÉS DE L'OPTION INTERRUPTIBLE GRANDE PUISSANCE :

HQD propose de maintenir la limite actuelle de 100 heures d'utilisation pour la période d'hiver (20 périodes d'au plus 5 heures d'interruption avec un préavis de 2 heures au client industriel devant être interrompu).

Par contre HQD propose de hausser le crédit fixe, actuellement de 7 \$/kW-hiver, ou 1,75 \$/kW-mois pour la période d'hiver, à 8,5\$/kW-hiver ou 2,125\$/kW-mois, soit une hausse de 21,4%, alors que le crédit variable passerait à 12¢/kWh (actuellement le crédit variable est de 8 ¢/kWh pour les 40 premières heures d'utilisation et de 15 ¢/kWh pour les 60 heures suivantes, soit 12,2¢/kWh en moyenne pour 100 heures d'utilisation; le crédit variable actuel, à deux composantes, devient, en moyenne, inférieur au crédit variable unique proposé par HQD, 12¢/kWh, si le client est interrompu moins de 93.33 heures dans la période d'hiver).

Comme on peut le voir du prochain tableau le coût moyen pour HQD (le revenu moyen pour le client industriel) d'un kW interrompu diminue avec le nombre d'heures interrompues, du fait que le crédit fixe est amorti sur plus d'heures, aussi la formule de crédit proposée par HQD est plus intéressante pour le client industriel, que la formule actuellement en place : le crédit unitaire est accru jusqu'à 30,4% lorsque l'on atteint 40 heures d'utilisation, par contre l'écart relatif diminue lorsque l'on accroît les heures d'interruption, pour atteindre 6,8% avec 100 heures d'interruption.

Si les heures d'interruption pouvaient dépasser 100 heures, la formule actuelle offrirait un crédit unitaire plus élevé si l'on dépassait 143 heures d'interruption.

Il appert que le maintien de la formule de crédits actuelle pourrait entraîner une réduction dans la puissance interruptible offerte par les clients industriels (HQD-1 doc. 1 p. 7) d'autant que certaines usines ont fermé et que les pertes économiques ne sont pas compensé par la formule actuelle selon certains clients industriels.

Tableau 1 : Comparaison du coût unitaire d'un kW interrompu (interruptible grande puissance)

Hres d'interruption ->	Coût moyen €/kWh selon le No. heures d'interruption durant l'hiver						143
	10	25	40	50	75	100	
Crédit proposé	97,00	46,00	33,25	29,00	23,33	20,50	17,94
Crédit actuel	78,00	36,00	25,50	23,40	20,60	19,20	17,94
Écart en %	24,4 %	27,8 %	30,4 %	23,9 %	13,3 %	6,8 %	-0,0 %

Ces observations valent aussi pour le tarif applicable aux génératrices d'urgence, qui est identique au tarif pour l'électricité interruptible de grande puissance.

Il faut juger si la nouvelle formule de crédits proposée par HQD permet d'accroître significativement l'offre de puissance interruptible par les clients industriels, pour 2008-2009 et les années suivantes. Chose certaine l'estimation, fournie dans sa preuve, par HQD de puissance interruptible provient d'un sondage auprès des clients industriels et non d'une offre formelle, dont les résultats connus en septembre 2009, ont été présentés en réponse à la Régie (HQD-2 doc. 1, p. 7, bilan d'adhésion).

Avec la nouvelle formule de crédit proposée HQD s'attendait à recevoir des offres entre 850 à 950 MW (selon HQD-1 doc. 1, p. 11, **4.6. Démarche commerciale**), dans les faits 22 clients industriels ont proposé 737 MW effectifs (867 MW avant réserve) alors que les offres avec la formule actuelle ont été de 539 MW par 15 clients (HQD prévoyait environ 550 MW) .

(HQD-1 doc. 1, annexe A, page 19) Bilan de l'utilisation de l'électricité interruptible grande puissance : de 22 clients industriels en 2006-2007, et 745 MW effectif (dont 451 MW ou 60,5% du secteur forestier), l'adhésion est passée à 19 clients et 546 MW effectif (dont 71,8% du secteur forestier) (en fait malgré une offre de 750 MW, HQD en a retenu moins).

L'option interruptible a été utilisée 21 fois en 2006-2007 (pour une interruption moyenne de 65 heures par client (HQD-2 doc. 1, R. 6.2) et de 455,66 MW par période; avec des crédits fixes de 5,1 M\$ et des crédits variables de 4,8 M\$, cela donne un coût moyen par kWh interrompu de 21,5¢ (46,1 GWh interrompu)) contre 5 fois seulement en 2007-2008 (pour une interruption moyenne 16 heures environ par client et de 573 MW/période; avec des crédits fixes de 4,3 M\$ et des crédits variables de 1 M\$, cela donne un coût moyen par kWh interrompu de 41,3¢ (12,9 GWh interrompu)).

On voit, pour 2007-2008, contrairement à 2006-2007, que le coût unitaire de l'électricité interrompue (41,3¢/kWh) surpasse le coût unitaire de 30¢/kWh de l'entente cadre (sans considération des prix sur les marchés externes prévalant aux heures de pointe).

- MODALITÉS DE L'OPTION INTERRUPTIBLE MOYENNE PUISSANCE :

Pour ce programme HQD propose (HQD-1 doc. 1, page 13-14) d'augmenter le crédit fixe de 5\$/kW-hiver à 6\$/kW-hiver et de garder inchangé le crédit variable unique à 7¢/kWh.

Ces prix plus faibles sont justifiés par HQD (HQD-1 doc. 1 page 14) par les contraintes liées à cette option (préavis la veille, plages horaires d'interruption limitées aux jours de semaine et déterminées à l'avance, soit de 7h00 à 11h00 et de 17h00 à 21h00).

Donc avec la formule existante et la nouvelle proposée par HQD le coût unitaire de l'énergie interrompue diminue avec le nombre d'heures d'interruption, mais la nouvelle formule présente un coût unitaire toujours supérieur du fait du crédit fixe plus élevé (pour 100 heures d'utilisation le crédit moyen passerait de 12¢/kWh à 13¢/kWh) et le maintien du crédit variable.

La méthodologie pour établir les crédits de la puissance interruptible de moyenne puissance, nous apparaît moins rigoureuse, et en cela demeure discutable, de même la proposition d'accroître le crédit fixe dans la même proportion que le crédit fixe de l'interruptible grande

puissance, sans qu'HQD ait évalué avec ses outils informatiques le taux de réserve associée à cette clientèle potentielle (HQD-2 doc. 6, réponse 5.5). pour le client moyenne puissance, le coût unitaire d'interrompre n'est pas nécessairement inférieur dans la réalité au coût unitaire d'interrompre les clients grande puissance, mais comme la formule de crédits est basée sur des prix de référence externes (donc indépendante de la structure de coûts des entreprises) elle ne garantit nullement l'adhésion des entreprises à ce programme. En effet HQD ne prévoit aucune adhésion à ce programme ni aucune puissance interruptible associée.

(HQD-2 doc. 2, réponses 8, pages 8 et 9) HQD nous a indiqué : que les crédits proposés représentent un rabais peu élevé par rapport aux coûts d'opération totaux de la clientèle de moyenne puissance, d'où l'absence d'adhésion, qu'elle n'a pas réalisé de sondage auprès de cette clientèle potentiel pour connaître leur intérêt véritable ni testé d'autres options tarifaires.

* HQD devrait justifier de manière plus rigoureuse les crédits offerts pour l'interruptible de moyenne puissance et évaluer le coût pour les entreprises de participer au programme de puissance interruptible de moyenne puissance et au besoin proposer des formules de crédits qui soient mieux adaptées à la réalité économique de ces entreprises potentielles.

Hydro-Québec propose d'assouplir les conditions de reprise d'énergie inutilisées lors des interruptions, tel que demandé par les clients industriels notamment dans le secteur des pâtes et papier (HQD-1 doc. 1 p. 7, 8 et 11).

La reprise d'énergie a été très peu utilisée dans le passé selon les données fournies par HQD (HQD-1 doc. 1 p. 21 : en 2006-2007 : 139 MWh fut repris, ou 0,3% de l'énergie interrompue, pour un coût de 10 519\$ ou 7,56¢/kWh); en 2007-2008 1 527 GWh fut repris, soit 11,8% de l'énergie interrompue, pour un coût de 99 460\$ ou 6,51¢/kWh).

La reprise serait maintenant possible la deuxième nuit qui suit une interruption et le client n'aurait plus à obtenir une autorisation préalable d'HQD pour reprendre l'énergie dans les périodes permises, HQD se garde toutefois le droit d'interdire la reprise, en informant le client, selon les besoins de gestion et les disponibilités du réseau.

* Cette nouvelle approche de gérer les reprises nous apparaît acceptable et plus simple, apte à encourager (marginale nous pensons) l'offre de puissance interruptible (considérant les contraintes de certaines productions (HQD-2 doc. 2. rép. 1, page 4), sans compromettre la fiabilité du service électrique mais en accroissant toutefois les responsabilités d'HQD.

Justifications des modifications proposées par HQD :

HQD indique que les représentants des clients industriels continuent d'appuyer l'utilisation des prix d'un service comparable sur les marchés de référence du Distributeur pour fixer le niveau des crédits (HQD-1 doc. 1 page 8) sauf que les clients industriels ont quant à eux proposé de recourir à une formule alternative permettant d'estimer la contribution effective de la puissance interruptible engagée par le client (HQD-1 doc. 1, page 7) ou encore de réduire le prix de l'énergie reprise (HQD-2 doc. 2, réponse 1, page 4).

* Contrairement à ce que nous a répondu HQD (HQD-2 doc. 2, réponse 2 p. 4), le Distributeur aurait intérêt, mêmes si les clients industriels ne lui ont pas fourni de propositions spécifiques (HQD-2 doc. 2, réponse 1.b, p. 4) à évaluer les coûts encourus par les clients industriels pour mieux juger si sa formule de crédits, basée sur les prix de référence est adéquate et permettra d'atteindre dans le futur son objectif visé de puissance interruptible.

- Pertinence de la méthodologie utilisée pour fixer les crédits de l'électricité interruptible.

HQD propose de maintenir l'approche utilisée pour établir les crédits : soit d'établir le crédit fixe sur la base du prix de référence du UCAP pour la période d'hiver qui est de 10 \$/kW (réduit du taux de réserve liée aux contraintes d'exploitation) et le prix de référence du DAM (environ 15¢), donnant un crédit variable de 12 ¢/kWh, une fois retranchée le prix d'énergie du tarif L (2,91¢/kWh en 2008, 3,01¢/kWh proposée pour avril 2009), afin de compenser la perte de revenu d'HQD).

-Le prix de référence du UCAP pour fixer le crédit fixe associée à la puissance offerte :

Le prix du UCAP de 10\$/kW-hiver est le prix observé en 2006, et HQD propose de maintenir ce prix, les conditions de marché n'ayant pas fluctué de façon appréciable depuis 2006.

En réponse à une question de la Régie (HQD-2 doc. 1, p. 4, HQD indique que le prix moyen des achats mensuels de UCAP sur le marché de New-York, pour les pointes 2006-2007 et 2007-2008, était de 2 \$US/kW. Par contre le prix moyen des achats de puissance de court terme du Distributeur, pour combler ses besoins au cours des deux dernières pointes hivernales, a été de 2,81 \$US/kW-mois.

* Le prix qui devrait servir de référentiel pour établir le crédit fixe en puissance devrait être le prix qui serait effectivement payé par HQD pour l'achat de puissance sur les marchés : si le prix moyen payé par HQD pour les 4 mois d'hiver est effectivement 2,81\$/kW-mois alors c'est ce prix qui devrait servir de référentiel. Si ce prix s'avérait pour un sous-ensemble de mois d'hiver, et non quatre, alors il faudrait en tenir compte dans l'ajustement des crédits fixes.

Enfin HQD ajoute (HQD-1 doc. 1, page 12, **4.7. Impacts**) : "Il faut noter que puisque l'augmentation du crédit fixe résulte d'une diminution équivalente du taux de réserve, le coût unitaire par kW effectif demeure constant, soit 10 \$/kW. Les quantités obtenues par l'option d'électricité interruptible remplacent des achats de puissance que le Distributeur aurait dû effectuer sur les marchés. Les coûts d'utilisation de l'option se substituent donc aux coûts d'achat de puissance sur les marchés."

* Cela s'avérera correct dans la mesure où le taux de réserve de 15% s'avérera exact dans la pratique, ce dont il faudra vérifier avec l'expérience et en validant au besoin l'approche utilisée par HQD pour évaluer ce taux (incluant l'outil informatique utilisé).

Enfin HQD propose d'ajuster le taux de contribution qui sert à déterminer la puissance interruptible de chaque client, ce calcul repose sur certaines évaluations procédant d'une certaine marge d'erreur.

(HQD-1 doc. 1, page 10) 4.4. Coefficient de contribution

“Afin de répondre à la préoccupation des clients, le Distributeur propose deux ajustements au calcul de la contribution effective en puissance. En premier lieu, il propose 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 redéfinissant les heures utiles, le Distributeur estime que le coefficient de contribution reflétera mieux la puissance appelée qui est généralement anticipée par le Distributeur. Ce coefficient s'applique pour établir le montant reçu au titre de crédit fixe. En second lieu, le Distributeur propose d'estimer la consommation interrompue sur la base de la consommation réelle du client durant les périodes d'interruption.

En utilisant la puissance moyenne réellement enregistrée durant les heures d'interruption, l'établissement du crédit variable ne serait plus fondé sur le calcul d'un profil théorique. Par conséquent, le crédit variable serait ajusté à la valeur de la puissance réellement offerte par le client. L'impact de ces modifications est différent selon le profil de chaque client. Le Distributeur estime que l'augmentation du coefficient de contribution par client variera entre 0 et 5 %.

Aussi la définition de « jour non représentatif du profil normal de consommation du client » n'est pas aisément applicable selon nous (HQD-2 doc. 4, rép. 9.1).

- La vraie nature du UCAP :

(HQD-2 doc. 2, Rép. 6.a, page 6) D. 6.a : (4.2. Taux de réserve) Pour le UCAP n'y a-t-il pas un niveau de réserve qu'HQD doit tenir compte ?

Réponse : Le UCAP est un produit dont la disponibilité est garantie. En plus, il n'y a aucune contrainte régissant les heures d'utilisation, le nombre d'appels ou le délai entre deux appels. L'exercice réalisé par le Distributeur a consisté à déterminer une équivalence entre le produit de UCAP et l'électricité interruptible. La réserve de 15 % s'applique donc à l'électricité interruptible, lorsque cette option est comparée au UCAP.

On trouve étonnant qu'aucune réserve ne soit incluse dans le plan d'approvisionnement pour tenir compte des aléas possibles d'un moyen d'approvisionnement comme le UCAP. On sait qu'une réserve est maintenue pour les moyens de production d'HQP ainsi que des fournisseurs d'électricité postpatrimoniaire. Le UCAP dépend, en plus de la fiabilité des moyens de productions aux USA, de la fiabilité et de la disponibilité des équipements de transport et des interconnexions. Il se peut que les fournisseurs de UCAP incluent une marge de réserve dans leur contrat et leur prix, ce qui n'est pas clair, mais concernant la fiabilité et la disponibilité du transit il y a certains aléas dont il faudrait tenir compte. Cette question mériterait d'être précisée. Il se peut que la marge de réserve évaluée pour l'interruptible soit relative au UCAP, sans que cela ne veuille dire qu'il n'y ait aucune une marge de réserve à prendre en compte pour le UCAP.

HQD n'a pu nous fournir d'estimée de prix pour le UCAP pour l'hiver 2008-2009 (HQD-2 doc. 2, réponse 13), de sorte que l'on doive utilisée des données historiques dont on n'est pas certain de la représentativité pour l'hiver à venir : les prix à venir dépendant de la disponibilité des ressources et du niveau de demande pour les réseaux électriques aux USA.

Les réponses d'HQD aux questions posées par l'UMQ (HQD-2 doc. 6, rép. 2) nous éclairent sur la nature du UCAP :

- le UCAP est un marché d'encan, se terminant en fin septembre, réservée aux entreprises de distribution d'électricité de l'État de New-York, HQD doit alors conclure des ententes bilatérales ou faire des appels d'offre. Un système d'encan pour de la puissance annuelle, existe en Nouvelle-Angleterre, mais les contraintes d'interconnexion empêchent l'importation de la puissance en hiver.
- (réponse 2.2, HQD-2 doc. 6) HQD a conclu onze ententes bilatérales pour de la puissance en 2006-2007 et 4 en 2007-2008, majoritairement de 50 MW (il y a 2 ententes de 150 MW en 2007-2008); il n'y a aucune entente conclue à ce jour pour 2008-2009.
- (rép. 3.2, HQD-2 doc. 6) : le délai d'appel de l'énergie associée au UCAP est de 36 heures.
- (rép. 3.3 a, HQD-2 doc. 6) Les modèles de fiabilité ne prennent pas en considération les délais d'appel.
- (rép. 5.6, HQD-2 doc. 6) HQD indique qu'à 36 heures d'avis l'écart type de la prévision de la demande est 727 MW (contre 297 MW pour un délai de 2 heures)

* À la lumière des réponses fournies par HQD, considérant des contraintes sur les réseaux voisins et sur les interconnexions, il apparaît que le recours au UCAP présente aussi des contraintes qu'il faudrait correctement prendre en compte dans la planification des ressources et dans la gestion des aléas, notamment lors de la pointe. Nous ne pouvons conclure, comme HQD, que la disponibilité du UCAP est garantie ni que cela permette de gérer la fine pointe (à tout le moins à l'échelle horaire ou quotidienne) et que le produit est en tout point supérieur à l'électricité interruptible.

- Le taux de réserve utilisé pour ajuster le crédit fixe en puissance :

HQD justifie le nouveau taux de réserve de 15% (30% antérieurement) de la façon suivante :

(HQD-1 doc. 1, page 9) " Afin de comparer le taux de réserve des options interruptibles, il faut établir la quantité de UCAP requise pour remplacer l'électricité interruptible dans le bilan de puissance, tout en maintenant constant le niveau de fiabilité du portefeuille d'approvisionnements.

Dans le portefeuille d'approvisionnements du Distributeur, l'électricité interruptible fournit une puissance de fine pointe qui est appelée pour un nombre limité d'heures par année.

L'électricité interruptible présente des conditions d'utilisation plus contraignantes que celles liées aux achats de UCAP. Ces contraintes portent notamment sur le nombre d'heures d'utilisation par année, le nombre d'interruptions par jour, la durée de ces interruptions et le délai entre deux interruptions quotidiennes. Ces contraintes augmentent le risque de ne pas avoir accès au service au moment précis où le Distributeur en a besoin. L'achat de UCAP ne présente pas ces contraintes et pourrait être utilisé avec toute la flexibilité requise, si le besoin se présentait.

L'analyse a ainsi démontré une équivalence entre 850 MW de UCAP et 1 000 MW d'électricité interruptible. Ce résultat montre que la réserve associée à l'option d'électricité interruptible

actuelle serait de 15 %. En conséquence, le Distributeur propose de ramener le crédit fixe à 85 % du prix de référence de 10 \$/kW, soit à 8,5 \$/kW. Par ailleurs, la réserve associée à l'électricité interruptible au bilan du Distributeur ainsi que la démonstration de fiabilité en puissance au NPCC seront ajustés en fonction de ce nouveau taux.”

HQD a répondu aux intervenants et à la Régie (HQD-1 doc. 2, p. 4 à 6) sur la nature des nouveaux outils informatiques utilisés pour quantifier la réserve requise pour la puissance interruptible. Nous ne sommes pas certains que la méthodologie utilisée par HQD pour évaluer le taux de réserve soit pleinement adéquate et fiable.

- Le prix du DAM (moins le prix d'énergie du tarif L) pour fixer le crédit variable associée à l'énergie interrompue :

Le prix référence du DAM (15¢/kWh) est basée sur les 100 heures les plus élevées des dernières périodes d'hiver, soit les heures où les prix sont les plus élevés sur le marché DAM (voir réponse et tableau R-5.1-a, HQD-2 doc. 4, p. 7) et non les 100 heures où la demande est la plus élevée sur le marché québécois (tableau 5.1-b, HQD-2 doc. 4, p. 8; donnant un prix moyen de 125,65\$US/MWh en 2007-2008 avec des prix moindres pour les années antérieures, et non 150\$ tel que suggéré par HQD), on observe ainsi un écart de 15,74\$/MWh sur une base de 100 heures entre les deux moyennes de prix pour l'hiver 2007-2008. Utiliser le prix moyen en fonction de la pointe des réseaux aux USA est incorrect, puisque l'interruptible sert à écrêter la fine pointe au Québec, et donc le prix de référence devrait être établi en fonction des besoins et des heures de pointe au Québec,

Enfin en réponse à la Régie, HQD indiquait un prix moyen du marché DAM, pour les 100 heures les plus élevées en 2008 (11 ers mois) de 129,39\$/MWh, soit une moyenne inférieure à la moyenne des 100 heures les plus élevées pour l'hiver 2007-2008 (141,39\$).

3) Options possibles et recommandations pour la puissance interruptible et les génératrices de secours

a) Les coûts ou prix de référence et la gestion en puissance de la pointe du réseau électrique au Québec

HQD nous indique clairement faire une gestion intégrée des divers outils dont elle dispose pour gérer les besoins en puissance, spécialement en période de pointe (voir HQD-2 doc. 3, rép. 5.1) et HQD-2 doc. 4, p. 11-12, où HQD nous indique que selon les composantes de crédit offertes (fixe ou variable) et selon les prix de marché elle ajuste l'utilisation des divers modes d'approvisionnement en puissance.

Nous pensons qu'HQD doit chercher effectivement à minimiser ses coûts d'approvisionnement en puissances en faisant un usage optimal des différentes ressources dont elle dispose (les bâtonnets patrimoniaux, l'entente globale cadre avec HQP, le UCAP et autres approvisionnements de marché, la puissance interruptible, les génératrices de secours et tout autre moyen à sa disposition en passant par le contrat cyclable avec HQP).

Pour assurer des choix judicieux et optimaux il faut connaître la nature exacte des besoins à satisfaire, les caractéristiques réelles de chaque moyen de production et les vrais prix associés à chaque moyen d'approvisionnement.

S'il s'agit de répondre aux aléas de la demande en pointe, il faut savoir comment peuvent se présenter ces aléas : si les aléas se présentent de manière uniforme sur toutes les heures de pointe alors il sera possible d'utiliser des modes d'approvisionnement en puissance dont la partie coût en puissance sera amortie sur toutes ces heures de pointe en minimisant le prix de l'énergie et le prix moyen d'ensemble. Par contre si les aléas de la demande ne se présentent pas de manière uniforme, disons par ex. que les aléas suivent une courbe classée en forme triangulaire ou normale, où le maximum de l'aléas ne survient que très peu d'heures, alors le recours à des outils en puissance payés sur toute la période d'hiver n'est pas un choix judicieux pour répondre à la totalité des aléas. Le retour à l'entente cadre pourrait s'avérer préférable pour écrêter les courbes en puissance, à un coût moyen plus élevé en fine pointe que pour traiter le bas de la courbe en puissance, mais à un coût moindre que si l'on avait réservé pour 4 mois des moyens dont le coût en puissance est important, alors que le recours à des moyens en puissance saisonniers s'avère judicieux pour répondre aux besoins en puissance se présentant sur plusieurs heures.

On peut comprendre que si les aléas se présentent de manière non uniforme qu'il en coûtera plus cher pour répondre aux besoins plus grands qui ne se présentent que quelques heures. Il pourrait alors s'avérer optimal d'utiliser divers prix de référence pour répondre à diverses parties de la courbe de puissance d'hiver (dont la courbe des aléas) et ainsi aller chercher des outils pour répondre aux divers besoins, autrement si l'on utilise une approche trop rigide nous limiterons nos choix sur des approches tarifaires et des outils plus généraux qui ne répondront pas au meilleur coût possible à des situations particulières ou à des besoins plus passagers. Même si l'on utilise une référence de coûts plus élevée pour traiter la fine pointe, il n'est pas dit que nous augmenterons les coûts d'approvisionnement globaux, au contraire si

nous choisissons les bons outils pour répondre à chaque besoin spécifique nous minimiserons les coûts.

Nous avons indiqué précédemment que pour 2007-2008 le coût unitaire de l'électricité interruptible s'est avéré plus élevé que le coût prévu à l'entente cadre. Dans certaines situations il pourrait aussi s'avérer moins coûteux de réduire le crédit en puissance et d'accroître le crédit en énergie et ainsi de suite.

Au prochain tableau nous voyons qu'il est préférable de choisir les bons moyens d'approvisionnement en puissance en tenant compte de divers paramètres, notamment le nombre d'heures d'utilisation, le coût en puissance et le coût en énergie etc.

Comparaison des prix des moyens approvisionnement en pointe 2008-2009						
Moyen d'approvisionnement	Prix ¢/kW	Prix énergie	Coût moyen ¢/kWh selon No. heure			Capacité MW
	puissance/hiver	¢/kWh	50	100	300	
Génératrice urgence H. Sherbrooke 2007		26,96	26,96	26,96	26,96	8,6
UCAP	1 120	10	32,40	21,20	13,73	300 *
Interruptible GP	850	12	29,00	20,50	14,83	800 *
Interruptible MP	600	7	19,00	13,00	9,00	0
Génératrices secours HQD	850	12	29,00	20,50	14,83	0
Entente cadre pte 300 hres		30	30,00	30,00	30,00	Capacité HQP
Cyclable (cas figure)	3814,8	4,26564	80,56	42,41	16,98	250
Tarif L (dépassement 4 mois)	8532	2,91	173,55	88,23	31,35	3 M\$ en 2007
L'entente cadre utilise hors pointe le prix moyen des approvisionnements postpatrimoniaux, prévu par HQD						
on suppose que l'entente cadre est renouvelé aux mêmes conditions : prix hors pointe en 2009 = 10,02¢/kWh						
* selon HQD-2 doc. 2, p. 23-26, dans R-3677-2008. Cyclable exigence de FU de 94% et plus, donc cas de figure						
Hydro-Sherbrooke : 14 clients/16 génératrices, compensation d'adhésion : 13,7 \$/kW; pointe 2007 = 427 MW						

Tel qu'on peut le voir aux deux prochains tableaux, les besoins en puissances peuvent se présenter différemment selon les années, alors que les prix d'énergie dans les juridictions avoisinantes ne sont pas directement liées à la pointe sur le réseau québécois.

Tout cela laisse à penser qu'il peut-être pertinent de traiter différemment la fine pointe en subdivisant les besoins en fonctions de blocs d'heures dont les coûts d'approvisionnement peuvent différer significativement. Il faut bien sûr concevoir le problème de manière intégrée et penser que l'électricité patrimoniale peut répondre à une partie des besoins en puissance lors de la pointe d'hiver, mais si l'on traite des aléas il faut faire intervenir d'autres moyens.

HQD n'a pas voulu répondre à notre question (HQD-2 doc. 2, rép. 12) concernant les divers moyens qu'elle escompte utiliser pour répondre aux besoins en puissance lors de l'hiver 2008-2009, avec les prix, en puissance et énergie, associés à chaque moyen d'approvisionnement, nous avons fait ce qui était en notre possible pour comparer au tableau ci-haut le coût des différentes options possibles.

Besoins réguliers d'HQD en pointe et en hiver et prix de l'énergie sur les marchés.

Hiver 2007-08	Besoins rég. HQD	NY M DAM	NE PHASE I II DAM	ON PQHZ RT
Maximum 300 hres max.	34 902	\$ 191,43	\$ 209,62	\$ 563,62
Moyenne 25 hres max.	33 304	\$ 131,64	\$ 142,91	\$ 80,96
Moyenne 40 hres max.	32 966	\$ 131,68	\$ 143,25	\$ 81,20
Moyenne 50 hres max.	32 797	\$ 132,18	\$ 141,26	\$ 80,65
Moyenne 100 hres max.	32 203	\$ 125,65	\$ 136,05	\$ 76,20
Moyenne 150 hres max.	31 818	\$ 119,37	\$ 129,68	\$ 75,34
Moyenne 200 hres max.	31 523	\$ 114,55	\$ 124,85	\$ 73,79
Moyenne 250 hres max.	31 284	\$ 111,24	\$ 121,83	\$ 72,90
Moyenne 300 hres max.	31 080	\$ 107,85	\$ 119,39	\$ 73,84
Moyenne 2 927 hres	26 134	\$ 70,61	\$ 80,49	\$ 50,44
Maximum 2 927 hres max.	34 902	\$ 191,43	\$ 209,62	\$ 563,62

Source : Demande_OC_6-1_et_UMQ_1-1_1-2_1-3_1-4_NY-Ont-NE.xls

Hiver 2006-07	Besoins rég. HQD	NY M DAM	NE PHASE I II DAM	ON PQHZ RT
Maximum 300 hres max.	35 593	\$ 142,45	\$ 143,75	\$ 167,71
Moyenne 25 hres max.	33 931	\$ 101,56	\$ 104,89	\$ 89,14
Moyenne 40 hres max.	33 696	\$ 101,72	\$ 102,00	\$ 88,07
Moyenne 50 hres max.	33 563	\$ 101,37	\$ 102,90	\$ 89,97
Moyenne 100 hres max.	33 050	\$ 97,59	\$ 99,12	\$ 86,73
Moyenne 150 hres max.	32 689	\$ 95,21	\$ 97,15	\$ 84,34
Moyenne 200 hres max.	32 390	\$ 91,40	\$ 93,97	\$ 82,06
Moyenne 250 hres max.	32 106	\$ 88,93	\$ 91,64	\$ 79,80
Moyenne 300 hres max.	31 832	\$ 86,40	\$ 89,62	\$ 78,22
Moyenne 2 903 hres	25 664	\$ 55,16	\$ 63,55	\$ 49,12
Maximum 2 903 hres	35 593	\$ 142,45	\$ 143,75	\$ 173,33

Source : Demande_OC_6-1_et_UMQ_1-1_1-2_1-3_1-4_NY-Ont-NE.xls

b) Propositions en regard des génératrices de secours :

(HQD-1 doc. 1, page 13) La Régie de l'énergie avait demandé à HQD dans sa décision relative à l'introduction des groupes électrogènes de secours (D-2006-149) :

“ de déposer au plus tard dans le dossier tarifaire de l'année témoin 2009 un bilan d'adhésion afin d'évaluer le progrès du Distributeur à l'égard de cette clientèle. Elle ordonnait également que le Distributeur étudie les avenues possibles afin d'accroître le niveau de participation à cette option.”

L'annexe D fait effectivement un bilan d'adhésion, que nous considérons décevant, mais ne présente pas d'avenues visant à accroître le niveau de participation à cette option.

HQD se contente de prouver, qu'avec la formule de crédits qu'elle propose et le niveau actuel des prix du combustible, qu'il n'y a pas d'intérêt économique pour les propriétaires de génératrices de secours à adhérer au programme (à tout le moins pour plus de 40 heures d'interruption selon le tableau D2 (HQD-1 doc. 1, page 55).

Enfin HQD n'a pas approché de manière systématique les clients possédant des génératrices pour connaître leur intérêt à participer au programme et pour tester leur réponse à différentes formules de prix ou en exigeant moins d'heures d'interruption (HQD-2 doc. 2, pages 9-10).

- La situation chez Hydro-Sherbrooke

Dans le rapport annuel 2007 d'Hydro-Sherbrooke, on nous indique que la capacité des 16 génératrices d'urgence utilisées par Hydro-Sherbrooke totalise 8,6 MW, soit 2,01% de la pointe en puissance du réseau, soit 427 MW (les centrales d'hydro-Sherbrooke ont alors produit 15,4 MW, alors qu'H.Q. fournissait le reste des besoins.

Hydro-Sherbrooke évalue que son programme de génératrices d'urgence lui a rapporté des économies nettes (pénalités imposées par H.Q. pour des dépassement de puissance l'hiver, moins les compensations versées à ses clients) de 444 468\$ en 2007. La surprime d'hiver facturé par H.Q. lui aura coûté en 2007, 462 662\$.

Le Programme d'utilisation des génératrices d'urgence ¹ s'adresse aux clientèles commerciale, industrielle et institutionnelle possédant une génératrice de plus de 50 kW; les génératrices sont commandées à distance par Hydro-Sherbrooke, et peuvent fournir directement une partie de la charge des clients participant au programme. L'utilisation des génératrices peut se faire sur plus de 150 à 200 heures, selon les besoins d'hiver. Hydro-Sherbrooke indique que la fiabilité et le rendement de la génératrice sont accrus du fait qu'elle fonctionne plus fréquemment et de façon similaire à des conditions de panne électrique. Aucuns frais additionnels d'entretien ne sont requis puisque les fabricants recommandent généralement d'atteindre le niveau de 250 à 400 heures de fonctionnement par année avant de prévoir de l'entretien supplémentaire et afin d'éviter de l'usure prématurée. Les démarrages commandés par Hydro-Sherbrooke remplacent souvent des périodes de démarrage d'entretien préventif.

¹ Sur Internet : http://www.ville.sherbrooke.qc.ca/webconcepteur/web/Villedesherbrooke/fr/ext/service.prt?svcid=VS_PAGE_GENERIQUE_CATEGORIES12&iddoc=106819&page=details.jsp

Hydro-Sherbrooke paie tous les coûts de matériel et d'installation, de télécommande et d'appareil de mesurage. De plus, une contribution financière d'adhésion (13,7\$/kW) est versée au client pour l'aider à adapter, si nécessaire, ses installations aux exigences du programme.

Pour l'utilisation des génératrices, Hydro-Sherbrooke a décidé d'offrir un crédit variable unique (sans crédit fixe en fonction de la puissance) de 26,96¢/kWh en 2007, qui est en lien avec son coût évité (prime de puissance d'hiver du tarif L d'H.Q.) lui permettant de faire des économies nettes significatives à son échelle.

* Bien que le coût évité d'Hydro-Sherbrooke soit plus élevé que le coût évité auquel réfère HQD (argument fourni par HQD à la réponse 10 de HQD-2 doc. 2), l'approche commerciale privilégiée par Hydro-Sherbrooke nous semble intéressante (lien qui est fait avec l'usage préventif et minimal requis, contrôle automatique à distance de la génératrice, utilisation d'une partie ou de la totalité de la production de la génératrice pour répondre aux besoins du client participant, compensation simple basée sur l'énergie produite par les centrales) et nous pensons qu'HQD devrait s'en inspirer.

* HQD devrait pouvoir ajuster les heures d'interruption de manière à assurer la couverture des coûts pour les clients participant au programme, dans la mesure où les heures de plus fine pointe peuvent coûter en réalité plus cher; nous pensons qu'HQD possède une marge de manoeuvre pour ajuster le coût unitaire du programme par participant, en fonction des vrais coûts de la fine pointe (de 50 à 150 heures) au Québec. Si le prix ou coût de référence demeure le prix du UCAP cela limite effectivement les possibilités de s'ajuster plus finement (voir HQD-2 doc. 2, réponse 9.a)

c) Propositions en regard de la puissance interruptible :

Dans la mesure où la puissance interruptible constitue un moyen de répondre aux aléas de la demande lors de la pointe du réseau électrique québécois, les modalités d'établissement du tarif interruptible doivent tenir compte des conditions qui prévalent à la pointe et de la nature des aléas de la demande.

D'ailleurs HQD considère que la puissance interruptible est une source fiable d'approvisionnement de fine pointe (**HQD-2 doc. 3, réponse 7.5**), dont il a une longue expérience de gestion et qui contribue de façon efficace à l'équilibre offre demande.

Nous observons qu'une portion importante de la puissance interruptible provient du secteur forestier. Les modalités d'application de l'option interruptible devrait donc tenir compte des contraintes propres à ce secteur industriel mais aussi propres aux autres secteurs (conditions et prix de récupération, limites d'interruption dans une même journée...). Les propositions d'HQD à cet effet vont selon nous dans le bon sens.

Les prix de référence pour établir les crédits fixes (liés à la puissance) et variables (liés à l'énergie) doivent être représentatifs de la réalité de l'approvisionnement propre au Québec et des besoins propres à la fine pointe. Les prix d'acquisition de la puissance doivent correspondre aux coûts effectivement payés par HQD alors que les prix d'énergie doivent correspondre aux heures où HQD a besoin de l'énergie électrique pour répondre aux besoins de fine pointe.

Nous pensons qu'HQD a intérêt à connaître la structure de coût des clients industriels qui interrompent leur appel de puissance (plus exactement le réduisent, ce qui lui permettrait de vérifier que sa structure de crédits tient compte de la réalité des coûts des entreprises et optimise l'adhésion des clients industriels en fonction de ses besoins de puissance.

D'autres propositions ont aussi été formulées dans le corps du texte notamment en regard de la puissance interruptible de moyenne puissance.

Richard Dagenais, chercheur pour l'ACEF de Québec