

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2008-131

R-3678-2008

14 octobre 2008

PRÉSENTS :

Michel Hardy
Richard Lassonde
Louise Pelletier
Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante

Décision finale

Demande d'approbation des dispositions tarifaires applicables aux options d'électricité interruptible et d'utilisation des groupes électrogènes de secours

Intervenants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Option consommateurs (OC);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

1. INTRODUCTION

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(1^o), 48, 49, et 52.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), une demande relative aux options d'électricité interruptible et d'utilisation des groupes électrogènes de secours.

Le 8 août 2008, la Régie invite toute personne intéressée par la question à intervenir².

Le 26 août 2008, la Régie accorde le statut d'intervenant à sept intéressés³.

Le 8 septembre 2008, le Distributeur met à jour sa preuve sur les pénalités pour dépassement.

L'audience orale se déroule le 25 septembre 2008 et les argumentations sont entendues le même jour.

La présente demande du Distributeur porte sur le renouvellement des options d'électricité interruptible pour la clientèle de grande et de moyenne puissance et sur l'utilisation des groupes électrogènes de secours. Les mises à jour de ces dispositions tarifaires seraient en vigueur dès l'hiver 2008-2009.

2. OPTION D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE DE GRANDE PUISSANCE

HISTORIQUE

Le 26 octobre 2006, la Régie approuve une option d'électricité interruptible s'adressant aux clients du tarif L et introduit l'utilisation des groupes électrogènes de secours comme moyen de gestion de la fine pointe⁴. Le prix offert aux clients participants comprend un crédit fixe de 7,0 \$/kW basé sur un prix de marché de comparaison « *Unforced capacity* » (UCAP) moins une réserve de 30 % liée aux contraintes d'exploitation de l'option. Ces contraintes

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

² Décision D-2008-102, dossier R-3678-2008.

³ Décision D-2008-107, dossier R-3678-2008.

⁴ Décision D-2006-149, dossier R-3603-2006, 26 octobre 2006.

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.

L'option comprend aussi un crédit variable de 8 ¢/kWh pour les 40 premières heures d'utilisation et de 15 ¢/kWh pour les 60 heures suivantes. Ce crédit se compare au marché « *Day-Ahead Market* » (DAM) de la zone M du « *New York Independent System Operator* » (NYISO) pour un prix moyen de 12,2 ¢/kWh sur une base de 100 heures d'utilisation.

Tel que mentionné dans son plan d'approvisionnement 2008-2017, le Distributeur entrevoit une hausse des besoins en puissance au cours des prochaines années. Dans ce contexte, des consultations ont eu lieu de mai à juillet 2008 avec les représentants de l'AQCIE-CIFQ. Ces derniers ont mentionné qu'un accroissement des quantités offertes était peu probable avec les modalités tarifaires actuelles et que le Distributeur devrait même envisager une baisse des quantités offertes.

ÉTUDE DE LA DEMANDE

Le Distributeur propose de modifier la structure tarifaire en offrant les compensations financières suivantes aux clients de grande puissance :

- Un crédit fixe de 8,5 \$/kW, soit 2,125 \$/kW-mois pour la période d'hiver, qui se compare aux coûts que pourrait encourir le Distributeur sur le marché UCAP du NYISO;
- Un crédit variable en une seule tranche de 12 ¢/kWh jusqu'à un maximum de 100 heures. Ce crédit se compare également aux coûts que pourrait encourir le Distributeur sur le marché DAM de la zone M du NYISO.

Le Distributeur affirme que l'augmentation du crédit fixe est une conséquence de la diminution du taux de réserve associé à l'électricité interruptible. Cette diminution du taux de réserve s'appuie sur l'utilisation d'un nouveau modèle de simulation qui tient compte de l'ensemble des aléas de la demande et de la disponibilité des ressources⁵. Dans le cadre du présent dossier, le Distributeur propose de modifier le taux de réserve de 30 % à 15 %.

⁵ Pièce B-2, HQD-1, document-2, page 4.

Le nouveau modèle de simulation FEPMC (Fiabilité en puissance Monte-Carlo) permet de modéliser séquentiellement chacune des heures de l'année tout en tenant compte de l'ensemble des aléas sur la demande, ce qui n'était pas possible avec le modèle MARS (*Multiple Area Reliability Simulator*) utilisé antérieurement par le Distributeur. Ce dernier a annoncé qu'il va soumettre au « *Northeast Power Coordinating Council* » (NPCC), lors de sa prochaine révision triennale⁶, l'évaluation du critère de fiabilité selon le modèle FEPMC.

À l'aide de ce modèle, le Distributeur arrive à une équivalence entre 850 MW d'achats sur les marchés UCAP et 1 000 MW d'électricité interruptible. Le Distributeur a également effectué des simulations pour des scénarios de 550 et de 800 MW. Les résultats ont tous indiqué que la quantité d'achats de puissance sur le marché UCAP requise pour atteindre le niveau de fiabilité recherché s'élevait à environ 85 % de la quantité d'électricité interruptible, d'où le taux de réserve proposé de 15 %⁷.

AQCIE-CIFQ, ACEF de Québec, OC, SÉ/AQLPA et l'UMQ sont en accord avec la modification du taux de réserve.

La Régie approuve le nouveau taux de réserve associé à l'électricité interruptible.

Le Distributeur demande le remplacement des deux tranches de crédit variable de 8 ¢/kWh pour les 40 premières heures et de 15 ¢/kWh pour les 60 heures suivantes par une seule tranche. L'expérience des deux dernières années démontre que les clients peuvent répondre aux demandes d'interruption même au-delà de 40 heures⁸.

OC recommande de maintenir la structure actuelle de crédit variable.

La Régie approuve un seul palier de crédit variable à 12 ¢/kWh puisqu'il reflète davantage le prix de marché et permet néanmoins de sécuriser les volumes d'électricité requis.

Le Distributeur mentionne que les prix du marché de référence n'ont pas fluctué de façon appréciable depuis 2006. Il propose de conserver le prix de référence du UCAP de 10 \$/kW et le prix du DAM de 12 ¢/kWh utilisés pour l'établissement du crédit variable⁹.

⁶ Ce rapport est transmis à la Régie dans le cadre du suivi du plan d'approvisionnement.

⁷ Pièce B-8, HQD-2, document-4, page 10.

⁸ Pièce B-5, HQD-2, document-1, pages 11 et 12.

⁹ Pièce B-1, HQD-1, document-1, page 8.

Lors de l'audience, le Distributeur a établi que le marché du NYISO est le seul marché accessible et organisé, par opposition, par exemple, au marché du Nouveau-Brunswick qui n'est pas un marché organisé¹⁰. **Ainsi, la Régie reconduit les prix de référence du UCAP et du DAM utilisés dans le cadre du dossier R-3603-2006.**

Le Distributeur propose également des modifications au coefficient de contribution effective en puissance, aux périodes de reprise et aux pénalités pour dépassement.

Le Distributeur propose deux ajustements au calcul de la contribution effective en puissance :

- Exclure les jours non représentatifs du profil normal de consommation du client jusqu'à concurrence de deux jours par mois;
- Estimer la consommation interrompue sur la base de la consommation réelle du client durant les périodes d'interruption.

Selon les commentaires des clients, la formule actuelle de prix sous-estime leur contribution réelle¹¹. Le Distributeur propose d'enlever systématiquement les deux journées de plus faible consommation du mois pour établir la contribution effective en puissance¹².

La Régie approuve les ajustements au coefficient de contribution.

Concernant les périodes de reprise de la consommation à la suite d'une interruption, le Distributeur propose d'assouplir les règles en permettant des reprises de production perdue au cours de la deuxième nuit qui suit une interruption ou la fin de semaine qui suit l'interruption.

La Régie approuve ces modifications aux modalités actuelles de l'option d'électricité interruptible, lesquelles donnent une plus grande flexibilité d'opération aux clients sans causer d'impact tarifaire.

Le Distributeur propose également des ajustements aux pénalités pour dépassements. Selon le Distributeur, les pénalités sont dissuasives et les dépassements par les clients sont rares et demeurent exceptionnels¹³. Ainsi, les pénalités proposées pour défaut d'interrompre

¹⁰ Notes sténographiques (NS), volume 1, 25 septembre 2008, page 122.

¹¹ Pièce B-6, HQD-2, document-2, réponse 1b, page 4.

¹² NS, volume 1, 25 septembre 2008, pages 66 et 67.

¹³ Pièce B-7, HQD-2, document-3, réponse 7.1, page 11.

passeraient de 0,60 \$/kW à 0,70 \$/kW et la pénalité maximale de 2,40 \$/kW à 2,80 \$/kW en cohérence avec l'ajustement à la hausse des crédits.

La Régie approuve l'ajustement des pénalités pour dépassement de consommation.

IMPACT TARIFAIRE

Avec les ajustements proposés plus haut, l'option d'électricité interruptible offrirait un crédit total de 20,5 ¢/kWh pour 100 heures d'utilisation comparativement à 19,2 ¢/kWh pour l'option actuelle. Le coût pour le Distributeur d'un bloc de 1 MW passerait de 19 200 \$ à 20 500 \$.

Le bilan d'adhésion 2008-2009 montre 737 MW effectifs selon l'option proposée et 530 MW effectifs selon l'option actuelle. La Régie considère que l'option d'électricité interruptible de grande puissance est un outil utile permettant au Distributeur de disposer d'un bloc de puissance additionnelle en période de pointe à un prix juste et raisonnable.

La Régie approuve les modifications proposées par le Distributeur et apparaissant à l'Annexe A de la présente décision.

3. GROUPES ÉLECTROGÈNES DE SECOURS

HISTORIQUE

Dans sa décision D-2006-149¹⁴, la Régie autorisait l'utilisation des groupes électrogènes de secours pour la gestion de la pointe pour une période d'essai de 2 ans à partir du 1^{er} décembre 2006. Elle demandait de réévaluer cette option après ce délai.

L'utilisation des groupes électrogènes de secours a fait l'objet d'une expérience pilote à l'hiver 2005-2006. Trois clients y ont participé pour un total de 7,4 MW. Le Distributeur a eu recours aux groupes électrogènes pour des périodes allant de 16 à 32 heures selon les clients. Les clients provenaient des secteurs commercial, institutionnel et industriel et étaient situés en zone urbaine.

¹⁴ Dossier R-3603-2006, 26 octobre 2006.

Pour l'hiver 2006-2007, deux clients, dont un avait participé à l'expérience pilote, ont adhéré à l'option pour un total de 1,6 MW. Le Distributeur a utilisé cette option pour des périodes de 25 à 49 heures selon les clients. Les participants étaient des clients industriels du Distributeur situés en zone urbaine.

ÉTUDE DE LA DEMANDE

Le Distributeur a constaté que la mise en parallèle des groupes électrogènes avec le réseau du Distributeur suscite peu d'intérêt pour l'instant de la part des acheteurs de groupes électrogènes. Il a également constaté que l'option est peu intéressante d'un point de vue monétaire, en particulier dans un contexte de hausse du prix du diesel. Cela serait la principale raison du manque d'intérêt des clients¹⁵.

Compte tenu des efforts déployés, le Distributeur entend maintenir l'option. Toutefois, si la tendance à la hausse du prix du diesel se maintient, le Distributeur annonce qu'il pourrait envisager d'abroger cette option¹⁶.

Aucun client n'a adhéré à l'option pour l'hiver 2008-2009¹⁷.

La Régie approuve le maintien et la mise à jour des crédits de l'option des groupes électrogènes de secours.

4. OPTION D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE DE MOYENNE PUISSANCE

HISTORIQUE

L'option d'électricité interruptible pour les clients de moyenne puissance a été introduite à partir du 1^{er} avril 2006. Les crédits fixe et variable sont respectivement de 5 \$/kW et de 7 ¢/kWh. Les crédits de cette option sont inférieurs à l'option de grande puissance puisque le préavis est plus restrictif pour le Distributeur. Notamment, l'option de moyenne puissance doit être appelée la veille avant 15 h, pour le lendemain, alors que pour l'option de grande puissance, le préavis est de seulement deux heures.

¹⁵ Pièce B-1, HQD-1, document-1, annexe D, page 53.

¹⁶ Pièce B-9, HQD-2, document-5, réponse12a, page 14.

¹⁷ NS, volume 1, 25 septembre 2008, page 69.

Le Distributeur mentionne que, mis à part une expérience non significative durant l'hiver 2007-2008 d'un client ayant offert une puissance effective d'un peu plus de 1 MW, il n'a pas de client participant à cette option. De plus, le crédit offert est jugé trop faible par les clients pour obtenir une adhésion significative¹⁸.

ÉTUDE DE LA DEMANDE

Le Distributeur propose de modifier cette structure tarifaire en offrant les compensations financières suivantes aux clients de moyenne puissance :

- Un crédit fixe de 6,00 \$/kW, soit 1,50 \$/kW-mois pour la période d'hiver;
- Un crédit variable uniforme de 7 ¢/kWh pour chaque heure d'interruption.

L'augmentation des crédits proposée est proportionnelle à celle de l'option d'électricité interruptible pour les clients de grande puissance.

Aucun client n'a adhéré à l'option pour l'hiver 2008-2009¹⁹.

IMPACT TARIFAIRE

Selon les ajustements proposés, l'option offrirait un crédit total de 13 ¢/kWh pour 100 heures d'utilisation comparativement à 12 ¢/kWh pour l'option actuelle. Le coût pour le Distributeur d'un bloc de 1 MW passerait de 12 000 \$ à 13 000 \$.

La Régie approuve le maintien de l'option interruptible de moyenne puissance ainsi que la mise à jour des crédits.

¹⁸ Pièce B-1, HQD-1, document-1, page 15.

¹⁹ NS, volume 1, 25 septembre 2008, page 69.

Pour ces motifs,

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE la présente demande;

APPROUVE le maintien de l'option des groupes électrogènes de secours;

APPROUVE le maintien de l'option interruptible de moyenne puissance;

DEMANDE au Distributeur de se conformer à l'ensemble des autres éléments décisionnels contenus dans la présente décision.

Michel Hardy
Régisseur

Richard Lasseonde
Régisseur

Louise Pelletier
Régisseur

Représentants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) représentée par M^e Denis Falardeau;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par M^e Pierre Pelletier;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^e André Turmel;
- Hydro-Québec représentée par M^e Éric Fraser;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^e Stéphanie Lussier;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin.

ANNEXE

Annexe (1 page)	
M.H.	_____
R. L.	_____
L. P.	_____

ÉLÉMENTS MODIFIÉS DE L'OPTION INTERRUPTIBLE DE GRANDE PUISSANCE

	En vigueur	Proposé
Compensation	crédit fixe 7 \$/kW crédit variable - 8 ¢/kWh pour les 40 premières heures -15 ¢/kWh pour les 60 premières heures	crédit fixe 8,5 \$/kW crédit variable 12 ¢/kWh pour la puissance interruptible effective horaire
Coefficient de contribution		estimation de la consommation interrompue sur la base de la consommation réelle du client durant les périodes d'interruption
Heures utiles		exception: les jours non représentatifs du profil normal de consommation du client, jusqu'à concurrence de deux jours par période de consommation
Période de reprise	la fin de semaine suivant les interruptions entre 23h et 7h du vendredi au lundi	a) entre 22h et 6h, la deuxième nuit qui suit une ou plusieurs interruptions b) entre 22h le vendredi et 6 h le lundi, s'il ya eu eu une interruption ou plusieurs interruptions pendant la période de 7 jours qui précède immédiatement la fin de semaine en question Le client avise le Distributeur au plus tard à 13 h le jour ouvrable suivant une période de reprise pour indiquer qu'il a effectué une reprise Le Distributeur se réserve le droit d'interdire la consommation en période de reprise en fonction des besoins de gestion et de la disponibilité de son réseau
Pénalité	a)crédit fixe:pénalité de 0,60 \$/kW pénalité maximum 2,40 \$/kW b)crédit variable : aucun pour l'heure où le client paie une pénalité	a)crédit fixe:pénalité de 0,70 \$/kW pénalité maximum 2,80 \$/kW b)crédit variable : aucun pour l'heure où le client paie une pénalité