

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2003-224
(MOTIFS)

R-3518-2003

13 janvier 2004

PRÉSENTS :

Francine Roy, MBA
Michel Hardy, B. Sc. A., MBA
François Tanguay

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante

Intervenants

Motifs de la décision D-2003-224

Demande d'approbation des dispositions tarifaires applicables à une option d'électricité interruptible

INTERVENANTS :

- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ);
- Option consommateurs (OC);
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É.-AQLPA).

1. INTRODUCTION

Le 10 octobre 2003, Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le Distributeur) demande à la Régie de l'énergie (la Régie) d'approuver une option d'électricité interruptible s'adressant aux clients du tarif L (l'option) selon les termes et modalités proposés et de modifier le *Règlement numéro 663 établissant les tarifs d'électricité et les conditions de leur application* (le Règlement tarifaire 663)¹ afin de refléter la proposition. Cette option pourrait être rendue disponible à Hydro-Québec dans ses activités de production (le Producteur) lorsque le Distributeur ne l'utiliserait pas.

Le 3 novembre 2003, la Régie reconnaît le statut d'intervenant à l'AQCIE/CIFQ, SCGM, OC, le RNCREQ et S.É.-AQLPA².

Le 19 novembre 2003, le Distributeur envoie une demande amendée dans laquelle il demande l'autorisation d'établir un compte de frais reportés pour comptabiliser tous les coûts relatifs à l'utilisation par le Distributeur de l'option d'électricité interruptible.

Le 27 novembre 2003, à la suite des observations de l'AQCIE/CIFQ, le Distributeur amende la pièce HQD-2, document 1, relative à la section X.II proposée du Règlement tarifaire 663.

Le 28 novembre 2003, une audience publique est tenue aux bureaux de la Régie. Le dossier est pris en délibéré au terme de cette journée d'audience.

Le 3 décembre 2003, la Régie rend la décision D-2003-224 dont elle énonce ici les motifs.

2. DEMANDE DU DISTRIBUTEUR

L'option résulte d'un processus de consultation auprès de la clientèle du tarif L³. Le Distributeur a établi un potentiel de 1 161 MW selon l'hypothèse que les clients adhérant à l'option proposée seraient sensiblement les mêmes participants que ceux des programmes de puissance interruptible I et II, pour des quantités similaires⁴. En date du 28 novembre 2003, vingt-trois clients, totalisant une mise en disponibilité de 794 MW, avaient manifesté leur intérêt à souscrire à l'option⁵.

¹ Décret 555-98, 22 avril 1998.

² Décision D-2003-202.

³ Demande du Distributeur, paragraphes 4 et 5.

⁴ Pièce HQD-1, document 1, page 9.

⁵ Notes sténographiques (NS), 28 novembre 2003, volume 1, page 18.

L'option serait en vigueur à compter du 1^{er} décembre 2003⁶. Le Distributeur mentionne qu'il se présentera devant la Régie au cours de l'année 2004 afin de demander, si nécessaire, de reconduire l'option et d'en déterminer des nouvelles modalités⁷.

UTILITÉ DE L'OPTION

Le Distributeur prévoit une pointe de 34 200 MW au cours de l'hiver 2003-2004 sur la base de conditions climatiques normales⁸. Advenant des conditions plus froides, les besoins en puissance pourraient atteindre 38 500 MW⁹. Quant aux ventes pour l'année 2004, le Distributeur estime qu'elles pourraient atteindre et même dépasser le volume de consommation patrimoniale de 165 TWh¹⁰.

Le Distributeur estime que, dans le cas de conditions climatiques extrêmes ou de pannes d'équipements de production ou de transport, l'ensemble des ressources accessibles au Distributeur pourrait être insuffisant. Le Distributeur propose de mettre en place l'option comme complément aux achats de court terme et à l'éventuelle entente-cadre avec le Producteur¹¹. L'option permettra de faire face à ces situations lorsque aucun autre moyen ne sera disponible. Le Distributeur entend placer ce moyen, dans la séquence des moyens de gestion, juste avant l'abaissement de la réserve dix minutes et le délestage cyclique de la charge¹². En fait, avec l'option, le Distributeur met à la disposition de Hydro-Québec TransÉnergie (TransÉnergie) un moyen de plus pour gérer l'équilibre entre l'offre et la demande¹³. C'est d'ailleurs TransÉnergie qui appellera les clients pour les interrompre¹⁴.

MISE EN DISPONIBILITÉ DE L'OPTION AU PRODUCTEUR

L'option pourra être rendue disponible au Producteur lorsque le Distributeur ne l'utilise pas. Le Distributeur fait valoir qu'il est « presque obligatoire » que l'option soit offerte au Producteur puisque ce dernier a l'obligation de répondre à tous les besoins du Distributeur

⁶ Pièce HQD-1, document 1, page 5..

⁷ NS, 28 novembre 2003, volume 1, page 206.

⁸ Pièce HQD-1, document 1, page 7.

⁹ NS, 28 novembre 2003, volume 1, pages 15 et 16.

¹⁰ Pièce HQD-3, document 1, page 5, réponse à la demande de renseignements 4.1 de la Régie.

¹¹ Pièce HQD-1, document 1, page 7.

¹² Pièce HQD-3, document 1, page 4, réponse à la demande de renseignements 3.1 de la Régie.

¹³ Pièce HQD-3, document 1, page 11, réponse à la demande de renseignements 9.3 de la Régie.

¹⁴ NS, 28 novembre 2003, volume 1, page 98.

jusqu'à ce que le volume d'électricité patrimoniale soit atteint. À cet effet, le Distributeur et le Producteur sont en discussion sur une éventuelle entente d'utilisation de l'option¹⁵.

Le coût d'utilisation sera assumé par Hydro-Québec Production dans les éventualités suivantes :

- le volume d'électricité patrimoniale n'est pas atteint
- s'il est atteint et qu'il n'y a pas de dépassement de la courbe de puissance classée au moment de l'utilisation
- l'interruption est effectuée pour maintenir une activité hors Québec¹⁶.

Le Distributeur présume qu'étant donné les conditions de l'option, le Producteur l'utiliserait pour ses livraisons au Distributeur et non pour réaliser des transactions commerciales hors Québec¹⁷.

DESCRIPTION ET MODALITÉS DE L'OPTION

Pour y participer, les clients du tarif L s'engagent à rendre disponible leur puissance interruptible pour la totalité de l'année de référence, allant du 1^{er} décembre d'une année au 30 novembre de l'année suivante. Cette puissance interruptible ne doit pas être inférieure au plus élevé de 3 MW ou 20 % de la puissance souscrite maximale des 12 dernières périodes de consommation¹⁸. En contrepartie, lorsque le Distributeur fait appel à l'option, les clients reçoivent un crédit correspondant au produit du prix offert pour l'heure d'interruption et de la puissance interruptible effective de la période de consommation visée. La somme des crédits calculés pour chacune des heures d'interruption est appliquée à la facture de la période de consommation visée¹⁹.

Le prix offert aux clients participants pour chaque heure d'interruption est défini comme étant la plus élevée des deux valeurs suivantes : le prix déclencheur de 30 ¢/kWh, ou le prix correspondant au prix du marché de New York, soit le prix du « Day-Ahead Market » de la zone HQ du NYISO²⁰, plus le coût de transport du NYISO auxquels s'ajoutent des frais d'ajustement relatifs à la New York Power Authority et des services complémentaires applicables du NYISO, le tout converti en dollars canadiens. Du prix ainsi établi, on soustrait le prix de l'énergie du tarif L pour compenser la perte de revenu résultant de la diminution de

¹⁵ NS, 28 novembre 2003, volume 1, pages 77 et 78.

¹⁶ NS, 28 novembre 2003, volume 1, pages 21 et 22.

¹⁷ Pièce HQD-3, document 1, page 5, réponse aux demandes de renseignements 4.1 et 4.2 de la Régie.

¹⁸ Pièce HQD-2, document 1, article 221.18.

¹⁹ Pièce HQD-2, document 1, article 221.21.

²⁰ New York Independent System Operator.

la consommation, de façon à assurer la neutralité financière de l'opération pour le Distributeur.

Les interruptions effectuées en vertu de l'option doivent respecter les modalités²¹ suivantes :

- o Délai du préavis d'interruption : 3 heures
- o Durée d'une interruption : 3 à 5 heures
- o Nombre maximal d'interruptions par jour : 2
- o Intervalle minimal entre 2 interruptions : 4 heures
- o Nombre maximal d'interruptions par année de référence : 20
- o Durée maximale des interruptions par année de référence : 100 heures.

De plus, tout client en défaut d'interrompre se voit facturer par le Distributeur une pénalité égale à deux fois le prix offert par ce dernier durant l'heure d'interruption visée²².

En réponse à la réserve émise par l'AQCIE/CIFQ dans son mémoire, le Distributeur reformule la définition du défaut d'interrompre, à l'article 221.16 du Règlement tarifaire 663, comme suit :

« Défaut d'interrompre : tout appel de puissance réelle, pendant une période d'interruption, supérieur au plus élevé de :

- a) 105 % de la puissance de base applicable; ou*
- b) la somme de la puissance de base applicable et de 5 % de la puissance interruptible applicable.»²³*

Le Distributeur précise également à l'article 221.21 :

« Aucun crédit n'est accordé pour l'heure durant laquelle le client paie une pénalité en vertu de l'article 221.26. »²⁴

Enfin, le Distributeur se réserve le droit de résilier l'engagement du client dont le défaut d'interrompre a été constaté à au moins trois reprises.

Sous réserve de l'acceptation du Distributeur, les clients ont droit à des périodes de reprise qui pourraient survenir durant les fins de semaine suivant l'interruption ou les soirs et fins de semaine des quatre périodes de consommation débutant en avril, mai, septembre ou octobre.

²¹ Pièce HQD-2, document 1, article 221.19.

²² Pièce HQD-2, document 1, article 221.26.

²³ Pièce HQD-2, document 1, en liasse, révisée le 8 décembre 2003, page 1.

²⁴ Pièce HQD-2, document 1, en liasse, révisée le 8 décembre 2003, page 4.

Cette consommation est facturée au prix horaire de l'énergie du tarif LR²⁵. Le Distributeur dépose à cet effet l'entente conclue avec le Producteur et relative à la fourniture d'électricité pour alimenter la reprise de consommation²⁶.

Le choix de ces quatre périodes de consommation répond à une demande du Producteur pour lequel les mois de juin, juillet et août ont une valeur commerciale supérieure sur des marchés plus lucratifs et qui correspondent aussi à la période d'entretien de ses unités de production²⁷.

COÛTS DE DÉVELOPPEMENT, GESTION ET COMMERCIALISATION DE L'OPTION

Dans sa preuve initiale, le Distributeur mentionne que, étant donné le nombre limité de clients potentiels, les coûts de développement, gestion et commercialisation de l'option sont pratiquement nuls²⁸.

En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur estime ces coûts à quelque 530 000 \$ pour les années 2003 et 2004. La plus grande partie de ce montant a été engagée en 2003 et est comprise dans le coût de service du Distributeur de cette même année. Quant aux dépenses qui seront engagées en 2004, elles sont déjà incluses dans le coût de service du Distributeur pour 2004, tel qu'il est déposé dans le cadre du dossier tarifaire R-3492-2002²⁹.

COMPTE DE FRAIS REPORTÉS

Le Distributeur demande l'autorisation d'établir un compte de frais reportés pour fins tarifaires et de permettre d'appliquer au solde de ce compte un taux d'intérêt égal au taux de rendement sur la base de tarification approuvé par la Régie. Il demande également l'autorisation de comptabiliser dans ce compte tous les coûts relatifs à l'utilisation par le Distributeur de l'option pour la pointe de l'hiver 2003-2004 et au cours de l'année 2004.

Le Distributeur avance que c'est toujours l'année suivante qu'il sera en mesure de déterminer si Hydro-Québec a dû faire appel à l'option. Il affirme que les coûts d'utilisation ne sont pas pris en compte dans le dossier R-3492-2002 et qu'ils ne seront connus qu'après le recours effectif

²⁵ Pièce HQD-1, document 1, pages 14 et 15.

²⁶ Pièce HQD-3, document 1, Annexe 1, en liasse.

²⁷ NS, 28 novembre 2003, volume 1, pages 108 et 113.

²⁸ Pièce HQD-1, document 1, page 17.

²⁹ Pièce HQD-3, document 1.1, pages 5 et 6.

à l'option. La comptabilisation portera seulement sur les coûts éventuels d'utilisation de l'option dont le prix plancher est fixé à 30 ¢/kWh³⁰.

Le Distributeur affirme également qu'il devra démontrer, dans le cadre d'un dossier tarifaire, que les sommes comptabilisées dans le compte de frais reportés n'ont servi qu'à l'alimentation de la clientèle québécoise³¹.

3. POSITION DES INTERVENANTS

AQCIE/CIFQ

L'AQCIE/CIFQ appuie la demande du Distributeur sous réserve de certaines conditions et modalités³².

Pour l'AQCIE/CIFQ, l'option est un bon programme tant pour le Distributeur que pour les clients concernés et la communauté des usagers en général³³. Elle représente une police d'assurance, sans prime fixe, permettant l'alimentation en électricité du Québec en cas de conditions climatiques extrêmes. Cela constitue un avantage pour l'ensemble des usagers du Québec puisque, s'il n'avait pas accès à ces quantités d'électricité interruptible, le Distributeur devrait encourir des frais additionnels pour acquérir cette sécurité d'approvisionnement³⁴.

L'AQCIE/CIFQ fait sienne une affirmation du Distributeur voulant que l'option d'électricité interruptible est une solution de dernier recours qui ne sera utilisée que pour faire face à des situations de pointe extrême³⁵.

Pour cet intervenant, le prix plancher de 30 ¢/kWh, établi au titre du crédit pour chaque heure d'interruption, constitue une compensation juste et raisonnable pour les pertes de production, les contraintes opérationnelles et les risques de bris d'équipements que pourront encourir les clients concernés en tenant compte de certains aspects assez contraignants du programme proposé. L'intervenant énumère, de façon non exhaustive, les aspects tels que le caractère obligatoire des interruptions, l'absence de rabais fixe annuel, le court préavis d'interruption et

³⁰ NS, 28 novembre 2003, volume 1, page 208.

³¹ NS, 28 novembre 2003, volume 1, page 214.

³² Mémoire de l'AQCIE/CIFQ, page 1.

³³ Mémoire de l'AQCIE/CIFQ, page 7.

³⁴ NS, 28 novembre 2003, volume 1, pages 232 et 233.

³⁵ Mémoire de l'AQCIE/CIFQ, page 1.

le prix élevé de l'électricité consommée pendant les périodes de reprise et les pénalités importantes en cas de contravention de sa part³⁶.

L'AQCIE/CIFQ émet, dans son mémoire, une première réserve quant à la définition initiale du Distributeur sur le défaut d'interrompre. Il propose, à l'article 221.16 du Règlement tarifaire 663, un nouveau libellé qui est accepté par le Distributeur.

Dans sa seconde réserve, l'intervenant fait valoir qu'en situation de défaut partiel d'interrompre, un client reçoit non seulement une pénalité pour l'électricité non livrée mais perd son crédit pour la portion d'électricité qu'il a néanmoins mis à la disposition du Distributeur. L'intervenant s'objecte à ce système de double pénalité qui fait en sorte que le Distributeur pourrait recevoir gratuitement des quantités appréciables d'électricité livrées par un client qui est en défaut partiel de s'interrompre pour un seul mégawatt.

Le Distributeur s'oppose à cette proposition³⁷. De son point de vue, la perte fait partie intégrante de la pénalité et la proposition de l'intervenant est contraire à la pratique antérieure. Selon le Distributeur, la pénalité perdrait son caractère dissuasif et affecterait la fiabilité de ce moyen de gestion ultime. Le préjudice encouru suite à un défaut d'interrompre est grand parce que cela survient juste avant l'abaissement de la réserve dix minutes et avant le délestage de maisons et de quartiers résidentiels³⁸.

Finalement, l'intervenant ne s'oppose pas à ce que l'option soit utilisée par le Producteur, compte tenu du fait que les coûts d'utilisation seront à la charge de ce dernier et que, lorsque le Distributeur se présentera à la Régie pour la liquidation du compte de frais reportés, il démontrera que ces coûts ont bel et bien été encourus pour desservir la clientèle québécoise³⁹.

OC

De manière générale, OC ne s'objecte pas à la demande du Distributeur. Elle formule cependant un certain nombre de préoccupations⁴⁰.

³⁶ Mémoire de l'AQCIE/CIFQ, page 2.

³⁷ NS, 28 novembre 2003, volume 1, pages 26 à 28.

³⁸ NS, 28 novembre 2003, volume 1, pages 109 et 110.

³⁹ NS, 28 novembre 2003, volume 1, page 232.

⁴⁰ Argumentation d'OC, page 1.

L'intervenante supporte la proposition de structure complètement variable pour le rabais pour interruption. Toutefois, l'intervenante juge excessif le seuil minimal de 30 ¢/kWh. OC plaide que ce qui importe, dans la fixation du rabais minimal, est la valeur économique pour le Distributeur. Cependant, ayant choisi de ne pas recourir aux services d'un expert, OC s'en remet à la Régie pour fixer le montant optimal⁴¹.

Par ailleurs, OC plaide que la pénalité pour défaut d'interrompre doit être aussi sévère que possible pour éviter que les clients industriels ne se mettent à « jouer le système » au détriment de la clientèle générale⁴².

Pour ce qui est du compte de frais reportés, vu l'importance de s'assurer que le Distributeur utilise la puissance interruptible uniquement lorsque aucune autre option plus économique n'est possible, OC recommande à la Régie que la récupération des frais reportés dans les tarifs soit soumise à un test de prudence. Si le Distributeur a été prudent et qu'au moment de prendre la décision d'interrompre, aucune autre option plus économique n'était possible, alors le Distributeur récupérerait ses coûts. Sinon, la Régie pourra refuser la récupération de ces coûts. OC recommande de reporter le débat sur le taux d'intérêt applicable sur le compte de frais reportés à un prochain dossier tarifaire⁴³.

RNCREQ

Dans la mesure où le Distributeur bénéficie de la garantie du Producteur à l'égard de l'énergie patrimoniale, le RNCREQ estime que les besoins en pointe du Distributeur pour l'hiver 2003-2004 ne créent aucune urgence nécessitant l'adoption de l'option. Cette garantie inclut tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité, dont la puissance et sa réserve requise⁴⁴.

Pour le RNCREQ, le Distributeur essaie de mettre à la disposition du Producteur un outil additionnel de gestion de la pointe puisque ce dernier semble avoir de la difficulté à rencontrer les critères de fiabilité en puissance établis par le North American Electric Reliability Council⁴⁵.

⁴¹ Argumentation d'OC, pages 4 à 6.

⁴² Argumentation d'OC, pages 6 et 7.

⁴³ Argumentation d'OC, pages 8 et 9.

⁴⁴ Témoignage de Philip Raphals, pages 10 et 11.

⁴⁵ NS, 28 novembre 2003, volume 1, pages 169 et 170.

Bien que le RNCREQ ne s'oppose pas à l'utilisation d'électricité interruptible afin de combler un besoin de pointe, l'intervenant estime qu'il serait préférable d'analyser toutes les alternatives disponibles afin de choisir les plus intéressantes⁴⁶.

En argumentation, le RNCREQ plaide que de possibles conflits de priorités peuvent survenir entre le Distributeur et le Producteur quant à l'utilisation de l'option. L'intervenant avance qu'il revient à la Régie de fixer les conditions d'exercice de cette option tant pour les clients que pour le Distributeur⁴⁷.

L'intervenant craint que l'adoption de l'option proposée signifie la fin des discussions concernant les tarifs interruptibles et de gestion prévues pour la phase 3 du dossier tarifaire du Distributeur⁴⁸.

Le RNCREQ demande le rejet de la demande⁴⁹.

S.É.-AQLPA

S.É.-AQLPA a procédé à l'examen de trois scénarios pour mesurer l'intérêt de l'option proposée par le Distributeur par rapport aux deux anciens programmes de puissance interruptible. Pour chacun des scénarios, l'intervenant compare le coût pour le Distributeur de l'option relativement aux anciens programmes de puissance interruptible I et II, selon deux hypothèses de prix sur le marché de New York⁵⁰.

L'intervenant fait valoir que la présente option est plus avantageuse que l'ancien programme interruptible I, pour un niveau de prix de 41,534 ¢/kWh et une durée d'utilisation de 100 heures pour 100 MW, ainsi que plus avantageuse que l'option B de l'ancien programme interruptible II pour autant que l'utilisation par le Distributeur ne dépasse pas 23,81 heures (au prix élevé de 41,534 ¢/kWh) ou 32,65 heures (au prix plancher de 30,0 ¢/kWh). Il ressort que la présente option est bien adaptée dans un contexte de plus faible durée d'utilisation par le Distributeur⁵¹.

L'intervenant estime réaliste de fixer un prix plancher de 30 ¢/kWh de façon à ce que l'option soit plus avantageuse pour le Distributeur que les anciens programmes interruptibles, lorsque

⁴⁶ NS, 28 novembre 2003, volume 1, pages 170 à 173.

⁴⁷ NS, 28 novembre 2003, volume 1, pages 244 et 245.

⁴⁸ NS, 28 novembre 2003, volume 1, page 245.

⁴⁹ NS, 28 novembre 2003, volume 1, page 257.

⁵⁰ Pièce S.É.-AQLPA-2, document 1, page 9.

⁵¹ Pièce S.É.-AQLPA-2, document 1, page 13.

l'utilisation de l'option ne dépasse pas 23,81 heures ou 32,65 heures (selon les prix examinés). Finalement, l'intervenant est d'avis que l'examen de la situation prévue en pointe et les affirmations répétées du Distributeur à cet effet l'amènent à penser qu'il est peu probable que l'option d'électricité interruptible soit utilisée pour plus d'une vingtaine d'heures. Sur une telle plage, elle est donc moins coûteuse que les options à prix fixes des anciens programmes de puissance interruptible⁵².

S.É.-AQLPA recommande l'adoption de l'option proposée par le Distributeur dans la mesure où le Producteur paie le coût de toute utilisation de sa part de cette option et où un mécanisme est prévu pour compenser le Distributeur au cas où l'utilisation de l'option par le Producteur le priverait de son propre bénéfice de l'option à cause d'un dépassement du nombre d'heures autorisé⁵³. En argumentation, S.É.-AQLPA précise qu'il trouve normal que l'option soit mise à la disposition du Producteur⁵⁴.

Quant aux coûts de développement de l'option, l'intervenant estime que le Producteur devrait en payer une partie déterminée au prorata de son utilisation. La Régie peut exiger que le Producteur paie au Distributeur le coût complet de son utilisation⁵⁵.

4. OPINION DE LA REGIE

UTILITÉ DE L'OPTION

La Régie note que, selon les prévisions du Distributeur, la pointe pour l'hiver 2003-2004 pourrait atteindre, voire dépasser 34 200 MW et que la demande d'électricité pourrait dépasser, dès 2004, le volume d'électricité patrimoniale. La preuve démontre que l'option devrait principalement servir en cas de conditions climatiques extrêmes durant l'hiver. Dans ce contexte, la Régie est d'avis que l'option proposée peut s'avérer utile pour le Distributeur, en complément aux achats de court terme et à l'entente-cadre à intervenir avec le Producteur.

MISE À LA DISPONIBILITÉ DU PRODUCTEUR

Plusieurs intervenants formulent des commentaires concernant l'intention du Distributeur d'offrir au Producteur l'usage de l'option. La Régie retient que, étant donné les conditions de

⁵² Pièce S.É.-AQLPA-2, document 1, page 13.

⁵³ Pièce S.É.-AQLPA-2, document 1, page 18.

⁵⁴ NS, 28 novembre 2003, volume 1, pages 263 et 264.

⁵⁵ NS, 28 novembre 2003, volume 1, page 271.

l'option, le Producteur l'utiliserait vraisemblablement pour ses livraisons au Distributeur et non pour réaliser des transactions commerciales hors Québec.

À cet effet, la Régie prend acte qu'aucun coût d'utilisation de l'option ne devrait être assumé par le Distributeur dans les cas suivants : i) si le volume d'électricité patrimoniale n'est pas atteint, ii) s'il est atteint avec aucun dépassement de la courbe de puissance classée au moment de l'utilisation ou iii) si l'interruption est effectuée pour maintenir une activité hors Québec.

La Régie note également que, lorsque surviennent certaines conditions extrêmes, TransÉnergie appellera les clients pour les interrompre puisqu'il est de son devoir de gérer l'équilibre entre l'offre et la demande. Il ne sera possible que plusieurs mois plus tard, soit à la fin de l'année 2004, de déterminer à qui, du Distributeur ou du Producteur, doit revenir la responsabilité de cette fourniture.

En conséquence, la Régie retient que l'option pourra être rendue disponible au Producteur lorsque le Distributeur ne prévoit pas y recourir.

COÛTS DE DÉVELOPPEMENT, GESTION ET COMMERCIALISATION DE L'OPTION

Quant aux coûts de développement, gestion et commercialisation de l'option, la Régie constate que la grande majorité des dépenses ont été encourues en 2003 et sont comprises dans le coût de service du Distributeur de cette même année. Toutefois, et indépendamment de son utilisation, la Régie est d'avis que l'option servira de police d'assurance tant au Distributeur qu'au Producteur. Elle estime qu'une saine gestion implique un partage équitable de ces coûts avec le Producteur et souhaite que ce partage soit reflété dans l'entente relative à l'utilisation de l'option en voie d'être conclue avec le Producteur. La Régie demande au Distributeur de déposer cette entente.

MODALITÉS DE L'OPTION

L'AQCIE/CIFQ fait ressortir deux problématiques, nommément l'étroitesse de la marge de manœuvre des clients interruptibles face au défaut d'interrompre en certains cas limites, ainsi que la pénalité jumelée au retrait complet du crédit imposé par le Distributeur en cas de défaut. La Régie note que le Distributeur accepte la proposition de l'intervenant quant à la définition du défaut partiel d'interrompre faisant l'objet de l'article 221.16 du Règlement

tarifaire 663. La Régie considère que la modification apportée par le Distributeur est acceptable et donc, que cette problématique est résolue.

Quant à la problématique de la pénalité jumelée à la perte de crédit, il appert de la preuve que cette formule de « double » pénalité a déjà été acceptée dans le passé dans les programmes de puissance interruptible I et II par les clients du tarif L. De plus, le Distributeur affirme que, à lui seul, le paiement de la pénalité pour une interruption partielle n'est pas assez dissuasif pour s'assurer de la fiabilité de ce moyen de gestion ultime, ce qui entraînerait un risque important de délestage auprès des autres clientèles. Pour ces raisons, la Régie estime fondée et raisonnable la proposition du Distributeur relative à l'article 221.21 du Règlement tarifaire 663, telle que formulée dans sa lettre du 27 novembre 2003. Conséquemment, elle ne retient pas les modifications proposées par l'AQCIE/CIFQ à ce sujet.

En ce qui concerne le prix plancher de 30 ¢/kWh et le choix de la période de reprise, la Régie accepte ces deux éléments de la proposition du Distributeur. Elle retient les arguments de pertes de production et de contraintes opérationnelles avancés par l'AQCIE/CIFQ et considère que le prix minimum de 30 ¢/kWh constitue un compromis acceptable pour le Distributeur et la clientèle souscrivant à l'option puisque celui-ci bénéficie à tous les consommateurs et permet la mise en vigueur de l'option.

Par ailleurs, les clients participants ne contestent pas les périodes de reprise proposées. Les prix au tarif LR qui seront éventuellement payés pendant les mois considérés ont été pris en compte dans l'établissement du prix minimal de 30 ¢/kWh.

COMPTE DE FRAIS REPORTÉS

La Régie prend acte de l'engagement du Distributeur de démontrer que les coûts comptabilisés dans le compte de frais reportés concernent exclusivement des coûts d'utilisation de l'option d'électricité interruptible par le Distributeur aux fins d'alimentation de sa clientèle. La Régie comprend également que l'option d'électricité interruptible ne sera utilisée qu'en dernier recours après utilisation de toute autre solution plus économique.

En conséquence, étant donné la nature du dossier, la Régie autorise l'établissement d'un compte de frais reportés pour la comptabilisation de tous les coûts d'utilisation par le Distributeur de l'option d'électricité interruptible pour la pointe de l'hiver 2003-2004 et jusqu'au 30 novembre 2004. Elle permet également qu'un taux d'intérêt égal au taux de rendement sur la base de tarification approuvé par la Régie soit appliqué sur le solde du

compte de frais reportés. La récupération des montants inscrits dans le compte de frais reportés devra être examinée lors d'un dossier tarifaire.

DURÉE DE L'OPTION

La Régie constate que le prix prévu à l'option serait en vigueur jusqu'au 30 novembre 2004 et que, si nécessaire, le Distributeur entend se présenter à nouveau devant la Régie afin de reconduire l'option⁵⁶. La Régie s'attend, à cet effet, à ce que le Distributeur effectue un bilan des interruptions et des reprises de consommation de l'année 2004 lors de la demande éventuelle de reconduction de l'option ou dans le cadre du rapport annuel 2004.

En conséquence, la Régie approuve l'option d'électricité interruptible pour la période allant du 1^{er} décembre 2003 au 30 novembre 2004.

AUTRE CONSIDÉRATION

Selon le RNCREQ, un client du tarif L qui adhère à l'option proposée devient un client dont le Distributeur peut interrompre le service, ce qui est suffisant pour que le tarif soit considéré comme un tarif de gestion de la consommation. Ainsi, conformément à l'article 52.2 de la Loi, l'ensemble de l'énergie consommée par ces clients serait exclu des volumes patrimoniaux. Cette interprétation est partagée par OC. Le Distributeur, l'AQCIE/CIFQ et S.É.-AQLPA se sont cependant opposés à une telle interprétation. Selon eux, l'énergie consommée par les clients du tarif L fait toujours partie du volume d'électricité patrimoniale et ce, même pour les clients adhérant à l'option d'électricité interruptible.

La Régie ne partage pas la position du RNCREQ sur cette question pour les motifs suivants.

L'article 52.1 deuxième alinéa définit un tarif de gestion de la consommation comme suit :
« *Un tarif de gestion de la consommation désigne un tarif applicable par le distributeur, à un consommateur qui le demande, pour lequel le coût de la fourniture est établi en fonction du prix du marché ou dont le service peut être interrompu par ce distributeur* ».

Les modalités d'établissement du coût de la fourniture applicable aux clients du tarif L sont prévues à la Loi (article 52.2) et ont été modifiées par la Régie dans sa décision D-2002-221. Ce coût de fourniture n'est pas établi sur la base du prix du marché. Par ailleurs, le tarif L est disponible à tous les clients qui satisfont les critères prévus au tarif et le service offert ne peut,

⁵⁶ NS, 28 novembre 2003, volume 1, page 206.

selon les dispositions du tarif, être interrompu par le Distributeur. Le tarif L n'est donc pas un tarif de gestion de la consommation.

L'option offerte aux clients du tarif L qui s'en prévalent consiste à rendre disponible au Distributeur une partie de leurs besoins de puissance. Ces clients seront compensés en recevant un crédit pour la puissance effectivement rappelée par le Distributeur. Ces rappels ne se font pas en fonction des dispositions du tarif L mais bien en application des dispositions d'une option distincte du tarif L.

L'approbation de l'option n'a pas pour effet de modifier la nature du tarif L.

VU ce qui précède;

VU la nécessité de mettre en place une option d'électricité interruptible pour répondre aux besoins du Distributeur lors de conditions climatiques extrêmes;

VU les termes et les modalités proposés de l'option d'électricité interruptible;

VU que les clients qui se prévaudront de l'option d'électricité interruptible sont des clients du tarif L;

CONSIDÉRANT la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁵⁷, notamment les articles 31 (1), 48, 52.1 et 52.2;

La Régie de l'énergie :

APPROUVE, pour la période du 1^{er} décembre 2003 au 30 novembre 2004, l'option d'électricité interruptible selon les termes et modalités proposés par le Distributeur;

MODIFIE le Règlement tarifaire 663 afin d'y ajouter les termes et conditions tarifaires soumis à la pièce HQD-2, document 1, révisée le 18 novembre 2003 et amendée par la lettre du Distributeur du 27 novembre 2003;

⁵⁷ L.R.Q., c. R-6.01.

AUTORISE l'établissement d'un compte de frais reportés pour la comptabilisation de tous les coûts relatifs à l'utilisation par le Distributeur de l'option d'électricité interruptible pour la pointe de l'hiver 2003-2004 et au cours de l'année 2004;

PERMET qu'un taux d'intérêt égal au taux de rendement sur la base de tarification approuvé par la Régie soit appliqué sur le solde du compte de frais reportés;

DEMANDE au Distributeur de déposer à la Régie toute entente éventuelle avec le Producteur concernant l'utilisation par ce dernier de l'option d'électricité interruptible;

RECONNAÎT de façon générale que les interventions de AQCIE/CIFQ, d'OC, du RNCREQ et de S.É.-AQLPA ont été utiles à ses délibérations;

AUTORISE AQCIE/CIFQ, OC, le RNCREQ et S.É.-AQLPA à soumettre leur demande de paiement de frais dans les trente jours de la présente;

RÉSERVE sa décision sur l'établissement du degré d'utilité et du quantum des frais.

Francine Roy
Régisseure

Michel Hardy
Régisseur

François Tanguay
Régisseur

REPRÉSENTANTS :

- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil des industries forestières du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par M^e Guy Sarault;
- Hydro-Québec représentée par M^{es} Éric Fraser et Jacinte Lafontaine;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^e Yves Fréchette;
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Pierre Tourigny;
- Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM) représentée par M^e Félix Turgeon;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É.-AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;
- M^e Jean-François Ouimette pour la Régie de l'énergie.