

**DEMANDE D'APPROBATION DES DISPOSITIONS  
TARIFAIRES APPLICABLES AUX OPTIONS  
D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE POUR LA CLIENTÈLE  
DE GRANDE PUISSANCE ET D'UTILISATION DES  
GROUPES ÉLECTROGÈNES DE SECOURS**



**Table des matières**

<b>1. EXPOSÉ DE LA SITUATION.....</b>	<b>5</b>
<b>2. RENOUVELLEMENT DE L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE POUR LA CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE .....</b>	<b>6</b>
2.1. BILAN 2003-2006.....	6
2.1.1. <i>Rappel des modalités</i> .....	6
2.1.2. <i>Clientèle</i> .....	7
2.1.3. <i>Utilisation de l'option</i> .....	8
2.1.4. <i>Périodes de reprise</i> .....	9
2.2. CONSTATS .....	9
2.3. PROGRAMMES D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE EN AMÉRIQUE DU NORD .....	11
2.4. ALTERNATIVES DISPONIBLES CONCERNANT LA DÉTERMINATION DU PRIX .....	11
2.5. OPTION PROPOSÉE .....	13
2.5.1. <i>Crédits</i> .....	13
2.5.2. <i>Principales modifications aux modalités tarifaires</i> .....	15
2.6. IMPACTS .....	17
<b>3. OPTION D'UTILISATION DES GROUPES ÉLECTROGÈNES DE SECOURS POUR LA GESTION DE LA POINTE.....</b>	<b>18</b>
3.1. MISE EN CONTEXTE .....	18
3.2. PROGRAMMES NORD-AMÉRICAINS D'UTILISATION DES GROUPES ÉLECTROGÈNES DE SECOURS 20	
3.3. COÛTS DE FONCTIONNEMENT DES GROUPES ÉLECTROGÈNES DE SECOURS .....	21
3.4. BILAN DU PROJET PILOTE .....	22
3.4.1. <i>Recrutement des participants</i> .....	22
3.4.2. <i>Résumé des appels et constats</i> .....	22
3.5. OPTION PROPOSÉE .....	23
3.6. INTÉRÊT DE LA CLIENTÈLE ET POTENTIEL D'ADHÉSION .....	25
3.7. IMPACTS .....	26
<b>4. COHÉRENCE DES MODALITÉS POUR LES DIFFÉRENTES OPTIONS INTERRUPTIBLES.....</b>	<b>26</b>
<b>5. COMPTE DE FRAIS REPORTÉS.....</b>	<b>29</b>
<b>ANNEXE A .....</b>	<b>31</b>
<b>RÉVISION DE LA SECTION 3 DU CHAPITRE 6 DES TARIFS ET CONDITIONS DU DISTRIBUTEUR : OPTION D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE POUR LA CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE.....</b>	<b>31</b>
<b>ANNEXE B .....</b>	<b>39</b>
<b>AJOUT AUX TARIFS ET CONDITIONS DU DISTRIBUTEUR : OPTION D'UTILISATION DES GROUPES ÉLECTROGÈNES DE SECOURS.....</b>	<b>39</b>

<b>ANNEXE C .....</b>	<b>45</b>
<b>EXEMPLE D'APPLICATION DES CRÉDITS ET DES PÉNALITÉS ASSOCIÉS À L'OPTION D'UTILISATION DES GROUPES ÉLECTROGÈNES DE SECOURS .....</b>	<b>45</b>
<b>ANNEXE D .....</b>	<b>49</b>
<b>BALISAGE DES OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE EN AMÉRIQUE DU NORD EN DATE DE JANVIER 2006 .....</b>	<b>49</b>
<b>ANNEXE E .....</b>	<b>59</b>
<b>BALISAGE DES PROGRAMMES D'UTILISATION DES GROUPES ÉLECTROGÈNES DE SECOURS EN AMÉRIQUE DU NORD EN DATE DE JANVIER 2006.....</b>	<b>59</b>

## **1. EXPOSÉ DE LA SITUATION**

1 Tel qu'indiqué à la Régie dans son État d'avancement du Plan  
2 d'approvisionnement 2005-2014, le Distributeur devra faire face à des besoins en  
3 puissance au cours des prochaines années qui varieront de 500 à 700 MW à  
4 moyen terme alors qu'ils seront de plus de 1 000 MW dès la pointe d'hiver  
5 2008-2009<sup>1</sup>. À ces besoins doit être ajouté l'impact des conditions climatiques  
6 qui peut entraîner des variations importantes de la demande à très court terme.<sup>2</sup>

7 Le Distributeur dispose de différents moyens lui permettant de combler ses  
8 besoins en puissance tels que le partage de réserve avec les réseaux voisins,  
9 l'abaissement de tension du réseau et le recours aux marchés. La présente  
10 demande du Distributeur porte sur deux moyens qui font appel à la clientèle. Elle  
11 concerne le renouvellement de l'option d'électricité interruptible pour la clientèle  
12 de grande puissance et l'introduction d'une nouvelle option tarifaire visant  
13 l'utilisation des groupes électrogènes de secours des clients pour la gestion de la  
14 pointe. Ces options seraient opérationnelles à compter de l'hiver 2006-2007.

---

<sup>1</sup> État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2005-2014, page 29.

<sup>2</sup> Comme le Distributeur l'a présenté dans son dernier Plan d'approvisionnement, l'impact des aléas climatiques peut atteindre jusqu'à 4 400 MW dans les cas les plus extrêmes lors des périodes d'hiver. Pour un écart-type, l'aléa climatique atteint un peu plus de 1 200 MW (R-3550-2004, HQD-2, Document 1, page 48).

## **2. RENOUELEMENT DE L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE POUR LA CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE**

### **2.1. Bilan 2003-2006**

#### ***2.1.1. Rappel des modalités***

- 1 Selon l'option d'électricité interruptible actuelle<sup>3</sup>, les clients de grande puissance  
2 doivent soumettre leur demande d'adhésion avant le 1<sup>er</sup> novembre, en indiquant  
3 la puissance interruptible pour laquelle ils désirent s'engager. La compensation  
4 financière offerte aux clients lorsque le Distributeur fait appel à l'option est basée  
5 sur le prix du marché DAM de la zone HQ du NYISO, qui représente le marché  
6 de référence du Distributeur pour l'achat d'énergie, duquel est soustrait le prix de  
7 l'énergie du tarif L pour compenser la perte de revenus résultant de la baisse de  
8 consommation. Le prix payé pour l'énergie interrompue ne peut toutefois être  
9 inférieur au prix plancher exigé par les clients industriels, lequel est établi à  
10 30 ¢/kWh. La valeur minimale du crédit a été établie de façon à refléter les coûts  
11 de gestion et la valeur économique de la perte de production subie par les clients  
12 participants lorsqu'il ne leur est pas possible de reprendre la production perdue.  
13 Les autres modalités sont présentées au tableau 1.

---

<sup>3</sup> L'option d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance actuellement en vigueur a été approuvée par la Régie de l'énergie le 3 décembre 2003 par sa décision D-2003-224. La Régie a ensuite approuvé sa reconduction pour deux ans le 14 octobre 2004 par sa décision D-2004-213.

**TABLEAU 1**  
**MODALITÉS DE L'OPTION ACTUELLE**

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

### **2.1.2. Clientèle**

1 Le tableau 2 présente le bilan d'adhésion à l'option d'électricité interruptible  
2 depuis son introduction en décembre 2003. On y constate un effritement du  
3 nombre de participants et de la puissance interruptible effective engagée depuis  
4 2003. Pour l'année 2005-2006, 20 clients ont adhéré à l'option d'électricité  
5 interruptible pour un total de 673 MW effectifs disponibles comparativement aux  
6 832 MW effectifs engagés lors de l'introduction de l'option à l'hiver 2003-2004.  
7 Cet effritement est particulièrement important dans le secteur de l'industrie  
8 forestière, où 3 clients représentant 170 MW effectifs se sont retirés de l'option.  
9 Au total, le Distributeur dispose actuellement d'environ 160 MW effectifs en  
10 moins comparativement à l'hiver 2003-2004.

**TABLEAU 2  
BILAN D'ADHÉSION**

Secteurs	2003-2004		2004-2005		2005-2006	
	Nombre de clients	MW effectifs	Nombre de clients	MW effectifs	Nombre de clients	MW effectifs
Industrie forestière	10	462	8	290	7	293
Mines et métallurgie	6	160	6	249	6	196
Chimie	7	203	5	175	5	177
Autres	2	7	2	7	2	7
<b>Total</b>	<b>25</b>	<b>832</b>	<b>21</b>	<b>722</b>	<b>20</b>	<b>673</b>

### 2.1.3. Utilisation de l'option

1 Le tableau 3 présente le bilan d'utilisation de l'option d'électricité interruptible  
2 depuis le mois de décembre 2003. Le Distributeur a eu recours à l'option à trois  
3 reprises, soit le 8 et le 15 janvier 2004 ainsi que le 20 décembre de cette même  
4 année. En retour de ces interruptions, le Distributeur a remis environ 1,8 M\$ en  
5 crédits aux clients participants.

**TABLEAU 3  
BILAN D'UTILISATION**

Date	Heures	MW effectifs	GWh interrompus	Crédits (\$)
2003-2004				
2004-01-08	6h30 à 9h30	508	1,60	479 492
2004-01-15	19h00 à 22h00	506	1,52	455 063
Total	6		3,12	934 555
2004-2005				
2004-12-20	16h30 à 20h30	726	2,90	871 460
Total	4	726	2,90	871 460
2005-2006	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>10</b>	<b>de 506 à 726</b>	<b>6,02</b>	<b>1 806 015</b>



#### **2.1.4. Périodes de reprise**

1 En vertu des règles actuelles, les clients participants peuvent récupérer la  
2 production non réalisée à cause d'une interruption sous réserve de l'acceptation  
3 du Distributeur. Pendant les périodes de reprise, des modalités particulières sont  
4 prévues afin d'alléger la facturation de la puissance associée à la consommation  
5 additionnelle. L'énergie est quant à elle facturée au prix horaire de l'énergie de la  
6 tarification en temps réel (tarif LR), et depuis le 1<sup>er</sup> avril 2006, au prix horaire de  
7 l'électricité additionnelle.

8 Un seul client s'est prévalu de la possibilité de faire une reprise et ce, en vertu de  
9 la reprise ponctuelle durant la fin de semaine subséquente à une interruption. Il a  
10 ainsi été facturé 13 856 \$ pour une consommation de 161 928 kWh, soit un prix  
11 moyen de 8,55 ¢/kWh.

#### **2.2. Constats**

12 Les besoins du Distributeur pour une option d'électricité interruptible sont  
13 toujours présents. Sa contribution au bilan offre-demande du Distributeur a  
14 d'ailleurs été fixée à 500 MW jusqu'en 2014. Toutefois, étant donné son coût  
15 d'utilisation élevé, l'option d'électricité interruptible actuellement en vigueur se  
16 positionne loin dans la séquence des moyens de gestion pour répondre aux  
17 besoins en puissance, ce qui explique sa faible utilisation. En conséquence, en  
18 dépit du fait que la puissance garantie par les clients ait été inscrite au bilan de  
19 puissance du Distributeur présenté à la Régie et au NPCC<sup>4</sup>, la contribution  
20 effective de cette option à la gestion de l'équilibre offre-demande a été  
21 négligeable. De même, sa faible utilisation a provoqué un certain effritement du  
22 marché.

23 Ainsi, l'Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et le  
24 Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE et CIFQ) ont souligné que

1 l'irritant principal pour les clients vient du fait qu'ils sont peu appelés à  
2 s'interrompre et qu'ils n'obtiennent aucune compensation financière lorsque le  
3 Distributeur n'a pas recours à leurs services. Peu importe le nombre d'heures  
4 d'utilisation, ils doivent en effet supporter des coûts fixes, par exemple en termes  
5 de formation du personnel et de gestion des stocks, pour être en mesure de  
6 répondre à leur engagement.

7 Des modifications doivent donc être apportées à l'option actuelle afin d'accroître  
8 la contribution de cette option à la gestion de la pointe du Distributeur et de  
9 freiner la baisse des quantités observée depuis 2003 et, si possible, renverser la  
10 tendance.

11 Par ailleurs, le Distributeur souhaiterait devancer l'adhésion des clients du  
12 1<sup>er</sup> novembre au 1<sup>er</sup> septembre de chaque année. En connaissant plus tôt le  
13 niveau de puissance effective disponible, le Distributeur pourrait bénéficier d'une  
14 plus grande marge de manœuvre pour planifier ses approvisionnements et  
15 mettre en œuvre sa stratégie pour satisfaire ses besoins. De plus, il pourrait  
16 disposer d'une information plus précise sur ses besoins lorsqu'il soumet à la  
17 Régie, au plus tard le 1<sup>er</sup> novembre de chaque année, son Plan  
18 d'approvisionnement ou, le cas échéant, l'état d'avancement du Plan  
19 d'approvisionnement<sup>5</sup>.

20 Des consultations ont eu lieu de janvier à avril 2006 avec les représentants de  
21 l'AQCIE et du CIFQ afin d'évaluer les modifications à apporter à l'option pour  
22 satisfaire à la fois les objectifs du Distributeur tout en répondant aux attentes des  
23 clients.

---

<sup>4</sup> Northeast Power Coordinating Council.

<sup>5</sup> Selon le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* (Décret 925-2001, 33 G.O. II, 6037), adopté en vertu du paragraphe 7 de l'article 114 de la Loi sur la Régie de l'énergie, le Distributeur doit soumettre à la Régie un plan d'approvisionnement à tous les trois ans. Le Distributeur doit également présenter un plan concernant l'avancement du plan d'approvisionnement au plus tard le 1<sup>er</sup> novembre de la première et de la deuxième année suivant celle de son dépôt.

### **2.3. Programmes d'électricité interruptible en Amérique du Nord**

1 Une mise à jour du balisage des options d'électricité interruptible en Amérique du  
2 Nord, présenté à la Régie lors de la cause R-3518-2003, figure à l'annexe D. On  
3 peut y constater que les options actuellement en vigueur sont sensiblement les  
4 mêmes qu'en mai 2003 à l'exception de celle de BC Hydro qui a abandonné son  
5 programme pour le remplacer par des ententes particulières avec les clients. Ce  
6 balisage illustre la diversité des options tarifaires offertes qui reflètent le contexte  
7 particulier de chacun des réseaux.

### **2.4. Alternatives disponibles concernant la détermination du prix**

8 Dans sa décision D-2004-213, la Régie s'interrogeait quant au caractère  
9 raisonnable du crédit de 30 ¢/kWh offert aux clients participants et sur  
10 l'opportunité de recourir à des mécanismes de marché pour la détermination du  
11 prix de l'option.

12 En ce qui concerne la détermination du prix de l'option d'électricité interruptible,  
13 le Distributeur se doit de proposer une approche qui réponde à ses besoins tout  
14 en étant acceptable du point de vue des clients participants et du reste de la  
15 clientèle. Les crédits applicables doivent être raisonnables et pouvoir se justifier  
16 par rapport aux marchés de comparaison. Il importe également que les  
17 différentes options interruptibles du Distributeur (électricité interruptible pour la  
18 grande puissance et pour la moyenne puissance et utilisation des groupes  
19 électrogènes de secours) soient cohérentes entre elles, les différentes modalités  
20 d'application attestant de la valeur du service rendu par le client.

21 La récente consultation des clients a permis de préciser leurs préoccupations  
22 quant au renouvellement de l'option d'électricité interruptible. La principale  
23 attente des clients industriels concernait la reconnaissance, dans la  
24 rémunération, du service garanti qu'ils offrent et des coûts qu'ils doivent  
25 supporter pour la gestion de l'option. De plus, ils se disaient préoccupés par la

1 fréquence d'utilisation de l'option. Ils ont aussi indiqué qu'ils pourraient être en  
2 mesure de répondre aux demandes d'interruption avec un préavis plus court.  
3 Enfin, ils ont demandé au Distributeur d'examiner la possibilité d'avoir des  
4 périodes d'interruption plus longues pour leur permettre, par exemple, de planifier  
5 un entretien. Les discussions ont permis de s'entendre sur une position  
6 commune quant au renouvellement de l'option.

7 L'option d'électricité interruptible assure au Distributeur, sur des périodes très  
8 courtes, une puissance garantie et s'ajoute aux produits de puissance garantie  
9 qu'il peut se procurer sur les marchés de court terme (UCAP<sup>6</sup>). Comme  
10 l'alternative à cette option serait l'achat de puissance sur les marchés de court  
11 terme, le Distributeur propose de fixer la compensation financière offerte aux  
12 clients participants à partir de son coût d'opportunité, soit le coût d'un service  
13 comparable sur les marchés. Cette approche permet d'établir un niveau de crédit  
14 raisonnable tant pour les clients participants que pour l'ensemble de la clientèle  
15 du Distributeur.

16 L'utilisation des prix d'un service comparable sur les marchés de référence du  
17 Distributeur pour fixer le niveau des crédits offerts a reçu l'appui des clients  
18 industriels. Le recours à un mécanisme de marché tel un appel de soumissions  
19 auprès des clients du Distributeur pour des quantités de puissance interruptible  
20 et des prix correspondants, comme le suggérait la Régie dans sa décision  
21 D-2004-213<sup>7</sup>, n'apparaît donc pas justifié et ne garantirait pas nécessairement  
22 des coûts plus faibles pour la clientèle du Distributeur ni des quantités  
23 équivalentes de puissance interruptible. Le recours à un tel mécanisme suppose  
24 la présence d'un marché réel qui n'existe pas présentement. La concentration  
25 des MW effectifs chez une vingtaine de clients regroupés dans deux associations  
26 et représentant quelques secteurs de l'industrie, la majorité des clients

---

<sup>6</sup> Unforced capacity.

<sup>7</sup> D-2004-213, page 5.

1 appartenant au secteur des pâtes et papiers, risquerait d'affecter l'objectivité du  
2 processus et d'avoir pour conséquence des prix à la hausse.

3 Lors des consultations, les clients ont indiqué qu'ils n'étaient pas favorables à  
4 une telle approche. Toute approche qui est incertaine quant aux quantités  
5 disponibles et au prix offert n'est pas souhaitable non plus pour le Distributeur.  
6 L'option proposée a l'avantage de répondre aux attentes des clients, d'offrir un  
7 niveau de crédits raisonnable reflétant les prix de marché et, comme l'ont  
8 confirmé les associations après consultation de leurs membres, de pouvoir  
9 compter sur un potentiel d'effacement de 800 à 1 000 MW pour l'hiver 2006-2007  
10 et les hivers suivants.

## **2.5. Option proposée**

### **2.5.1. Crédits**

11 Afin de répondre aux attentes des clients et aux besoins du Distributeur, il est  
12 proposé d'offrir un revenu fixe garanti aux clients participants, leur permettant  
13 ainsi d'être compensés pour les mesures mises en place pour respecter leur  
14 engagement<sup>8</sup>. Pour les clients participants, la compensation financière serait  
15 donc composée d'un crédit fixe et d'un crédit variable. Le Distributeur est confiant  
16 que cette approche permettra de freiner la baisse des quantités de puissance  
17 interruptible et, si possible, de les accroître. Au besoin, les crédits pourraient être  
18 révisés annuellement pour refléter l'évolution des prix du marché.

19 Ainsi, il a été convenu avec la clientèle que le crédit fixe devrait se comparer au  
20 prix moyen de la puissance payé par le Distributeur dans les marchés de  
21 comparaison, en l'occurrence le marché UCAP, moins une réserve de 30 % liée  
22 aux contraintes d'utilisation de l'option comparativement aux alternatives

---

<sup>8</sup> Un revenu fixe est également garanti aux clients participant à l'option d'électricité interruptible offerte à la clientèle de moyenne puissance.

1 disponibles sur les marchés.<sup>9</sup> Cette réserve vise à refléter les caractéristiques du  
2 service offert par les clients qui lui confèrent une valeur moindre relativement au  
3 produit UCAP. En effet, bien que les deux moyens aient des coûts d'utilisation  
4 qui se comparent, l'utilisation de l'option d'électricité interruptible est beaucoup  
5 plus limitée. Le produit UCAP peut être appelé en tout temps, pour des blocs de  
6 1 heure et plus, consécutives ou non, pour les 3 000 heures de la période d'hiver  
7 alors que l'électricité interruptible n'est disponible au Distributeur que pour une  
8 utilisation maximale de 100 heures pour la période d'hiver, pour des périodes  
9 d'interruption de 4 à 5 heures, au maximum 2 fois par jour.

10 Le crédit variable devrait quant à lui se comparer au prix moyen de l'énergie sur  
11 le marché DAM (Zone M) du New York ISO (NYISO), qui constitue le marché de  
12 référence du Distributeur pour les achats d'énergie à court terme, moins la perte  
13 de revenus correspondant au prix de l'énergie du tarif L.

14 Les clients participants seraient compensés par l'entremise d'un crédit fixe selon  
15 la puissance interruptible effective et un crédit variable à l'utilisation jusqu'à un  
16 maximum de 100 heures. Il est proposé d'offrir aux clients participants les  
17 compensations financières suivantes :

- 18 • Crédit fixe de 7 \$/kW, soit 1,75 \$/kW-mois pour la période d'hiver.

19 Ce prix est comparable au prix moyen de la puissance de 10 \$/kW payé par le  
20 Distributeur en 2005-2006 dans les marchés de comparaison (UCAP) moins une  
21 réserve de 30 % liée aux contraintes d'exploitation.

- 22 • Crédit variable de 8 ¢/kWh pour les 40 premières heures d'utilisation et de  
23 15 ¢/kWh pour les 60 heures suivantes.

---

<sup>9</sup> Dans son Plan d'approvisionnement, le Distributeur utilise une réserve de 30 % pour établir la contribution au bilan de puissance de l'électricité interruptible.

1 Pour 100 heures d'utilisation, le crédit variable est équivalent à 12 ¢/kWh ce qui  
2 correspond au prix moyen de l'énergie sur le marché DAM (Zone M) pour les  
3 100 heures les plus élevées de l'hiver 2005-2006, moins la perte de revenus  
4 correspondant au prix de l'énergie du tarif L. Afin de répondre aux besoins des  
5 clients quant à l'utilisation restreinte de l'option au-delà de 40 heures, le crédit  
6 variable serait appliqué de façon progressive, un crédit plus bas s'appliquant  
7 pour les 40 premières heures d'utilisation et un crédit plus élevé pour les  
8 60 heures suivantes. De façon globale, cette structure de prix permettrait  
9 également au Distributeur de mieux positionner l'option dans la séquence des  
10 moyens à sa disposition pour la gestion de la pointe.

### ***2.5.2. Principales modifications aux modalités tarifaires***

11 Il est proposé de modifier certaines modalités tarifaires actuellement prévues à la  
12 section 3 du chapitre 6 des *Tarifs et conditions du Distributeur*, notamment :

13 *Domaine d'application* : L'option porterait sur la période d'hiver seulement,  
14 c'est-à-dire du 1<sup>er</sup> décembre d'une année au 31 mars de l'année suivante, plutôt  
15 que sur une année de référence comme c'est le cas présentement. Les besoins  
16 du Distributeur sont en effet concentrés en période d'hiver.

17 Par ailleurs, il a été démontré au cours des années que l'option d'électricité  
18 interruptible ne présente pas d'intérêt pour les clients bénéficiant des modalités  
19 relatives au rodage de nouveaux équipements, aucune adhésion n'ayant été  
20 enregistrée. Par conséquent, il est proposé de retirer les modalités relatives au  
21 rodage et ainsi éviter un ajustement complexe et inutile du système de  
22 facturation.

23 *Date d'adhésion* : Il est proposé de devancer la date d'adhésion du 1<sup>er</sup> novembre  
24 au 1<sup>er</sup> septembre afin de faciliter la planification des besoins d'approvisionnement  
25 du Distributeur.

1 *Préavis d'interruption* : Il est proposé que le préavis d'interruption soit réduit à 2  
2 heures avant la période d'interruption, augmentant ainsi la flexibilité de ce produit  
3 pour le Distributeur.

4 *Périodes d'interruption* : Les interruptions couvriraient des périodes de 4 à 5  
5 heures plutôt que de 3 à 5 heures, facilitant ainsi la gestion des interruptions pour  
6 certains clients. La demande des clients d'avoir des interruptions prolongées, sur  
7 plusieurs heures consécutives, n'a pas été retenue puisqu'elle ne répondait pas  
8 aux besoins du Distributeur, De plus, elle aurait impliqué une réévaluation du  
9 crédit offert, certaines heures d'interruption ayant moins de valeur.

10 *Défaut d'interrompre et dépassement* : Afin de simplifier l'application, il est  
11 proposé d'abolir la notion de défaut d'interrompre et de ne conserver que la  
12 notion de dépassement comme pour l'option applicable à la clientèle de moyenne  
13 puissance.

14 *Périodes de reprise* : Pendant la période d'hiver, il est proposé d'appliquer les  
15 périodes de reprise les fins de semaine suivant les périodes d'interruption.  
16 L'option d'électricité additionnelle permet maintenant de répondre aux besoins  
17 des clients qui voudraient reprendre leur consommation en dehors de la période  
18 d'hiver.

19 *Pénalité* : La pénalité applicable lorsque le client n'interrompt pas totalement sa  
20 puissance interruptible serait établie en fonction du crédit fixe. La pénalité serait  
21 fixée de manière à ce qu'après 3 périodes d'interruption où le client est en  
22 dépassement, il perde l'équivalent de son crédit fixe pour la période d'hiver. Pour  
23 une période d'interruption, la pénalité maximale serait limitée à 2,40 \$/kW de  
24 puissance non interrompue.

25 L'ensemble des modalités tarifaires proposées sont présentées à l'annexe A qui  
26 inclut la section révisée des *Tarifs et conditions du Distributeur* relative à l'option  
27 d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance. Comme pour les  
28 crédits, les modalités tarifaires pourront être révisées au besoin à chaque année



1 pour refléter l'évolution du contexte énergétique et des besoins des clients et du  
2 Distributeur.

## 2.6. Impacts

3 Selon la proposition du Distributeur, pour chaque bloc de 1 MW de puissance  
4 interruptible, le crédit fixe représente un coût de 7 000 \$. Ainsi, pour un potentiel  
5 de 1 000 MW, le Distributeur devrait assumer une charge fixe de 7 M\$. Pour une  
6 utilisation de 40 heures, qui correspond à la première tranche du crédit variable,  
7 le coût total en termes de crédit fixe et variable représente 10 200 \$ pour chaque  
8 bloc de 1 MW, soit une charge totale de 10,2 M\$ pour un potentiel de 1 000 MW.

9 Comme démontré au tableau 4, l'option proposée offre un crédit total de  
10 25,5 ¢/kWh pour 40 heures d'utilisation et de 19,2 ¢/kWh pour 100 heures  
11 d'utilisation comparativement à l'option actuelle qui offre un crédit de 30 ¢/kWh  
12 constant pour toutes les heures d'utilisation.

**TABLEAU 4**  
**COÛT D'UTILISATION**

Heures d'utilisation	Crédit fixe		Crédit variable	Coût total	Coût total pour 1 MW
	(\$/kW)	(¢/kWh)	(¢/kWh)	(¢/kWh)	(\$)
40	7,0	17,5	8,0	25,5	10 200
100	7,0	7,0	12,2	19,2	19 200

13 Les coûts d'utilisation de la puissance interruptible par le Distributeur sont autant  
14 de coûts évités sur les marchés pour l'achat de puissance afin d'assurer  
15 l'équilibre offre-demande. Aucun coût additionnel ne serait requis au niveau des  
16 systèmes d'exploitation puisque ceux déjà en place seraient utilisés.

### **3. OPTION D'UTILISATION DES GROUPES ÉLECTROGÈNES DE SECOURS POUR LA GESTION DE LA POINTE**

1 Les groupes électrogènes de secours installés chez les clients du Distributeur  
2 représentent un bassin non négligeable pouvant servir à générer de la puissance  
3 lors des périodes de pointe du Distributeur. En 2005, on retrouvait au Québec  
4 environ 4 000 groupes électrogènes de 20 kW et plus<sup>10</sup> qui représentaient une  
5 puissance d'environ 1 200 MW<sup>11</sup>. De ce nombre, environ 1 600 groupes  
6 électrogènes possédaient une puissance de 200 kW et plus, pour une puissance  
7 totale de 850 MW. Près de 70 % de cette puissance provenait de groupes  
8 électrogènes de 200 à 800 kW.

9 Au Québec, le cas d'Hydro-Sherbrooke, qui dispose d'environ 6 MW provenant  
10 des groupes électrogènes de secours de ses clients, constitue un exemple de la  
11 contribution potentielle de ces équipements à la gestion de la pointe. Aux  
12 États-Unis, plusieurs distributeurs ont également recours aux groupes  
13 électrogènes de secours pour combler leurs besoins en puissance, notamment  
14 Duke Power et Niagara Mohawk.

15 Compte tenu du service comparable qu'ils peuvent offrir, l'utilisation des groupes  
16 électrogènes de secours des clients a été étudiée en complément des options  
17 d'électricité interruptible déjà en vigueur. Une expérience pilote menée à l'hiver  
18 2005-2006 a permis d'évaluer la faisabilité technique et commerciale de  
19 l'utilisation des groupes électrogènes de secours des clients aux tarifs M et L  
20 pour la gestion de la pointe.

#### **3.1. Mise en contexte**

21 Les groupes électrogènes de secours au diesel présentement installés chez les  
22 clients du Distributeur se retrouvent principalement dans les secteurs commercial

---

<sup>10</sup> Les génératrices de moins de 20 kW sont généralement installées dans les résidences privées.

1 et institutionnel. Ils sont surtout utilisés pour alimenter en électricité les charges  
2 critiques d'une installation lors d'une panne sur le réseau électrique. Ainsi, le  
3 nombre d'heures d'utilisation de ces équipements est souvent très faible au cours  
4 d'une année.

5 Les groupes électrogènes de secours peuvent fonctionner selon trois modes : en  
6 transition ouverte, en transition fermée et en parallèle avec le réseau.

7 En transition ouverte, le groupe électrogène n'est pas raccordé en parallèle avec  
8 le réseau de distribution électrique et donc, ne nécessite pas de synchronisation.  
9 Par conséquent, lors de la transition entre le réseau électrique et le groupe  
10 électrogène, il se produit une brève interruption d'alimentation de la charge, ce  
11 qui peut perturber les opérations du client. Aucune protection particulière n'est  
12 requise de la part de l'entreprise de service public électrique pour ce type de  
13 configuration. L'utilisation de groupes électrogènes de secours en transition  
14 ouverte soustrait uniquement la charge raccordée du client du réseau électrique.  
15 Cette charge ne correspond généralement pas à la pleine puissance du groupe  
16 électrogène.

17 En transition fermée, les groupes électrogènes de secours sont mis  
18 momentanément en parallèle avec le réseau (moins de 1/10 seconde) afin de s'y  
19 synchroniser et d'assurer le transfert des charges du client du réseau vers ses  
20 groupes électrogènes. Comme pour le mode de transition ouverte, seule la  
21 charge raccordée du client est soustraite du réseau électrique ce qui ne permet  
22 généralement pas d'obtenir la pleine capacité du groupe électrogène.  
23 Cependant, en transition fermée, la charge du client n'est pas perturbée puisqu'il  
24 n'y a aucune interruption de son alimentation. Ce mode de fonctionnement  
25 nécessite des dispositifs de protection et de commutation plus sophistiqués  
26 incluant une minuterie qui empêchera le groupe électrogène de demeurer en  
27 parallèle avec le réseau pour plus de ½ seconde.

---

<sup>11</sup> La puissance correspond à la spécification "Standby" des groupes électrogènes.

1 Finalement, une configuration en transition fermée, lorsque la transition est  
2 prolongée, correspond à un mode de fonctionnement des groupes électrogènes  
3 de secours en parallèle avec le réseau de l'entreprise de service public  
4 électrique. Le principal avantage de ce mode de fonctionnement est que la  
5 puissance n'est pas limitée à la charge raccordée du client, puisque le groupe  
6 électrogène génère toute sa puissance directement sur le réseau de l'entreprise  
7 de service public électrique. Comme pour la transition fermée, ce type de  
8 configuration n'entraîne aucune perturbation pour la charge du client, celle-ci  
9 demeurant toujours alimentée. Selon la configuration du réseau électrique, des  
10 protections d'anti-îlotage seront requises afin d'éviter que le groupe électrogène  
11 n'alimente l'entreprise de service public électrique en cas de faute sur son  
12 réseau.

13 Les groupes électrogènes de secours présentement installés au Québec  
14 fonctionnent généralement en transition ouverte. Cependant, la technologie  
15 récente pour la mise en parallèle se révèle de plus en plus accessible et  
16 abordable pour les clients, en particulier pour les nouvelles installations. Avec la  
17 mise en place récente par le Distributeur de normes encadrant le raccordement  
18 de la production décentralisée<sup>12</sup>, l'introduction d'une option tarifaire d'utilisation  
19 des groupes électrogènes de secours pour la gestion de la pointe pourra offrir  
20 aux clients ayant déjà une volonté et un intérêt à fonctionner en parallèle avec le  
21 réseau, un moyen de récupérer une partie de leur investissement.

### **3.2. Programmes nord-américains d'utilisation des groupes électrogènes de secours**

22 L'annexe E présente le résultat d'un balisage des options tarifaires actuellement  
23 en vigueur en Amérique du Nord relativement à l'utilisation des groupes  
24 électrogènes de secours pour la gestion de la pointe. Ces options prévoient des  
25 compensations financières sous forme de crédits en puissance et en énergie.

1 Certains distributeurs accordent également une forme de redevance  
2 d'abonnement ou comme Hydro-Sherbrooke, un crédit à l'adhésion. Le respect  
3 d'une capacité minimale est requis et le préavis d'interruption est généralement  
4 très court.

### **3.3. Coûts de fonctionnement des groupes électrogènes de secours**

5 Les groupes électrogènes de secours au diesel fonctionnent avec du diesel  
6 coloré. Ce carburant a les mêmes caractéristiques que le diesel à la pompe  
7 (diesel clair) mais est exempt de la taxe provinciale sur les carburants. À  
8 Montréal, cette taxe représente 16,2 ¢/litre (avant TPS et TVQ). De plus, les  
9 propriétaires de groupes électrogènes peuvent sur demande se faire rembourser  
10 la taxe d'accise fédérale de 4 ¢/litre (avant TPS et TVQ) lorsque le carburant  
11 diesel est utilisé à des fins de production d'électricité .

12 La consommation d'un groupe électrogène au diesel varie selon le modèle, le  
13 fabricant et la charge raccordée. L'efficacité d'un groupe électrogène au diesel se  
14 situe généralement entre 25 % et 35 %. Le reste de l'énergie est perdue en  
15 chaleur.

16 Pour la période de janvier 2005 à avril 2006, le prix moyen du diesel coloré  
17 s'établissait à 76,2 ¢/litre soit 20 ¢/kWh-équivalent en considérant un taux  
18 d'efficacité de 35 %. Pour cette même période, le prix minimum s'est élevé à  
19 63,76 ¢/litre, soit 17,0 ¢/kWh-équivalent, et le prix maximum s'est élevé à  
20 90,26 ¢/litre, soit 24,1 ¢/kWh-équivalent.<sup>13</sup>

---

<sup>12</sup> Normes E.12-01, E.12-05, E.12-06 et E.12-08.

<sup>13</sup> Source: Régie de l'énergie, Bulletin d'information sur les produits pétroliers.

### **3.4. Bilan du projet pilote**

#### **3.4.1. Recrutement des participants**

1 Le recrutement des participants au projet pilote pour l'hiver 2005-2006 s'est  
2 effectué à partir de la base de clients du Distributeur pour lesquels l'existence de  
3 groupes électrogènes de secours était déjà connue et d'une liste de clients  
4 potentiels identifiés par la firme CIMA+. À cette fin, les responsables  
5 d'Hydro-Québec Distribution et de la firme CIMA+ ont rencontré un total de  
6 8 clients des secteurs commercial, institutionnel et industriel.

7 Les rencontres avaient pour but d'évaluer l'intérêt des clients à participer au  
8 projet pilote, les différents aspects opérationnels et techniques et le coût des  
9 travaux nécessaires afin de rendre leurs installations conformes aux normes  
10 applicables relatives au raccordement des groupes électrogènes.

11 Trois clients des secteurs commercial (6 MW), institutionnel (1,2 MW) et  
12 industriel (200 kW) ont été retenus en raison de la diversité de leurs installations  
13 (deux en transition fermée et une en parallèle avec le réseau) et de leur intérêt à  
14 participer au projet pilote.

#### **3.4.2. Résumé des appels et constats**

15 Le Distributeur a eu recours aux groupes électrogènes de secours durant 8  
16 plages de 4 heures entre le 19 janvier et le 27 février 2006.

17 Les principaux constats du projet pilote sont les suivants :

- 18 • Les clients sont généralement en mesure de produire la puissance pour  
19 laquelle ils s'étaient engagés avec un préavis assez court.
- 20 • Les clients recherchent une simplicité dans la gestion (par exemple,  
21 processus automatisés), une compensation financière adéquate et un  
22 risque faible.

- 1       • Le coût des travaux nécessaires pour permettre un raccordement en  
2       parallèle avec le réseau est très variable selon les clients.

### **3.5. Option proposée**

3 Il est proposé d'introduire une option d'utilisation des groupes électrogènes de  
4 secours pour les clients de moyenne et de grande puissance. Compte tenu de la  
5 présence plus marquée des groupes électrogènes de secours dans les secteurs  
6 commercial et institutionnel, l'option s'adresserait principalement à cette clientèle.  
7 Toutefois, les clients industriels seraient également admissibles.

8 L'adhésion à l'option serait réservée aux clients aux tarifs M et L dont les groupes  
9 électrogènes ont une puissance nominale d'au moins 200 kW et correspondant à  
10 au moins 20 % de la puissance souscrite des 12 dernières périodes de  
11 consommation<sup>14</sup>. Le seuil de 200 kW vise à assurer que les quantités de  
12 puissance interruptible pour lesquelles les clients s'engagent soient significatives.  
13 De plus, pour fins d'utilisation en parallèle avec le réseau électrique, les coûts de  
14 mise à niveau des groupes électrogènes de plus petite taille sont généralement  
15 trop élevés pour assurer la rentabilité pour le client<sup>15</sup>. C'est d'ailleurs aussi le cas  
16 de la plupart des installations moins récentes, même celles au-delà de 200 kW.  
17 Les clients disposant de ces types d'installations auraient donc peu d'intérêt à  
18 adhérer à l'option proposée. Les clients ciblés seraient plutôt ceux qui disposent  
19 ou s'équipent de nouveaux groupes électrogènes ou remplacent leurs groupes  
20 électrogènes existants et qui ont déjà un intérêt à fonctionner en parallèle avec le  
21 réseau.

---

<sup>14</sup> Tout comme pour l'électricité interruptible, la contribution du groupe électrogène de secours sera établie en fonction de l'écart entre le profil moyen du client durant le mois et sa consommation réelle durant la période d'interruption. Le seuil de 20% permet d'assurer que cet écart soit suffisamment significatif pour pouvoir distinguer la puissance fournie par le groupe de la variation normale de la charge du client.

<sup>15</sup> Par exemple, ces coûts peuvent atteindre 25 % de l'investissement total pour un groupe électrogène de 200 kW.

1 Étant donné que le préavis d'interruption et les autres modalités proposées  
2 seraient les mêmes que pour l'option d'électricité interruptible pour la clientèle de  
3 grande puissance et que les kilowatts évités ont la même valeur, les crédits  
4 seraient identiques à ceux offerts aux clients de grande puissance participant à  
5 l'option d'électricité interruptible (voir section 2.5).

6 En ce qui concerne la date d'adhésion à l'option d'utilisation des groupes  
7 électrogènes de secours, il est proposé de la fixer au 1<sup>er</sup> novembre 2006 pour  
8 l'hiver 2006-2007 et au 1<sup>er</sup> septembre pour les années suivantes. Cette période  
9 de deux mois supplémentaires en 2006 favorisera une mise en place adéquate  
10 de la stratégie commerciale du Distributeur pour cette nouvelle option et donnera  
11 aux clients plus de temps pour évaluer leur intérêt à adhérer à l'option suite à la  
12 décision de la Régie.

13 Comparativement aux clients participant à l'option d'électricité interruptible qui  
14 interrompent leurs procédés industriels à la demande du Distributeur, les clients  
15 possédant un groupe électrogène de secours doivent transférer leur charge  
16 interruptible sur le groupe électrogène, ce qui nécessite le bon état de  
17 fonctionnement de cet équipement. En conséquence, des modalités concernant  
18 le retrait des clients de l'option pour quelques jours seulement en cas de bris de  
19 leur groupe électrogène de secours ont été introduites. Cette mesure ne serait  
20 permise qu'une seule fois au cours de l'hiver, afin de permettre au client de  
21 rectifier la situation et lui éviter la perte totale de son crédit mensuel à cause d'un  
22 seul bris.

23 Les modalités tarifaires proposées pour l'option d'utilisation des groupes  
24 électrogènes de secours sont présentées à l'annexe B. Comme pour l'option  
25 d'électricité interruptible, les modalités tarifaires ainsi que les crédits offerts  
26 pourront être révisés au besoin à chaque année pour refléter l'évolution du  
27 contexte énergétique, des prix du marché et des besoins des clients et du  
28 Distributeur.



1 Ainsi, outre les coûts associés aux crédits d'interruption, il n'y aurait aucun coût  
2 additionnel pour le Distributeur. En effet, il n'est pas prévu d'offrir une  
3 compensation financière pour les équipements requis pour la mise en parallèle  
4 avec le réseau. Ces équipements sont installés avant tout pour le bénéfice du  
5 propriétaire et représentent une faible part de l'investissement total requis pour  
6 un groupe électrogène de secours. Plus précisément, l'armoire de commutation  
7 et de protection dont le coût s'élève à environ 30 000 \$ pour une nouvelle  
8 installation, représente environ 8 % de l'investissement total de 400 000 \$ pour  
9 un groupe électrogène de 1 MW (coût d'achat de 200 000 \$ pour le groupe  
10 électrogène et frais d'installation équivalents, soit 200 000 \$).

11 Comme il est mentionné plus haut, les nouvelles installations et le remplacement  
12 d'installations existantes sont visés. Ce sont donc les fabricants et exploitants de  
13 groupes électrogènes de secours qui seraient les mieux placés pour faire  
14 connaître l'option. De plus, comme certaines de ces firmes offrent déjà un  
15 service automatisé de gestion à distance des groupes électrogènes, il serait  
16 possible pour leurs clients d'adhérer à ce service et de pouvoir ainsi compter sur  
17 un démarrage et un arrêt automatique de leur groupe électrogène de secours, ce  
18 qui permettrait de réduire le coût et le délai des interventions. Le contrôle des  
19 interruptions constitue un aspect important pour assurer une gestion efficace des  
20 interruptions. De plus, le Distributeur pourrait ainsi compter sur un service aussi  
21 fiable que celui dont il dispose avec sa clientèle à l'option d'électricité  
22 interruptible.

### **3.6. Intérêt de la clientèle et potentiel d'adhésion**

23 Les fabricants consultés estiment que les modalités et les crédits sont adéquats  
24 et qu'ils peuvent assurer la rentabilité de l'option pour les clients participants.  
25 L'introduction d'une option d'utilisation des groupes électrogènes de secours  
26 devrait permettre au Distributeur de développer au cours des années un parc de  
27 clients propriétaires de groupes électrogènes de secours en mesure de participer

1 à la gestion de la pointe. Le potentiel à moyen terme est estimé de façon  
2 préliminaire à 100 MW<sup>16</sup>. Pour certains clients, des problèmes de bruit et d'odeur,  
3 pour eux-mêmes ou leurs locataires, pourraient les contraindre dans l'utilisation  
4 de leurs groupes électrogènes et, par le fait même, influencer leur décision  
5 d'adhérer ou non à l'option. Ces problèmes devraient toutefois être amenuisés  
6 par l'utilisation restreinte de l'option au-delà de 40 heures. Comme il s'agit d'une  
7 nouvelle option applicable en partie à une clientèle n'ayant pas d'expérience à  
8 l'électricité interruptible, c'est au cours des prochaines années que la contribution  
9 réelle de cette option aux besoins du Distributeur pourra être plus clairement  
10 établie.

### **3.7. Impacts**

11 Pour le Distributeur, le coût d'utilisation des groupes électrogènes de secours  
12 pour la gestion de la pointe est égal à celui de l'électricité interruptible tel que  
13 présenté au tableau 4 de la section 2.6. Comme les groupes électrogènes de  
14 secours ne nécessitent pas de mesurage particulier, l'option n'occasionnerait  
15 aucun coût pour le Distributeur à cet égard.

16 La rentabilité nette de l'option pour les clients possédant un groupe électrogène  
17 de secours sera liée au prix du carburant diesel. En comparaison, pour les clients  
18 participant à l'option d'électricité interruptible, la rentabilité de l'option dépendra  
19 de la valeur économique de la perte de production subie lors des interruptions.

## **4. COHÉRENCE DES MODALITÉS POUR LES DIFFÉRENTES OPTIONS INTERRUPTIBLES**

20 Le tableau 5 présente les différentes options interruptibles dont le Distributeur  
21 pourrait disposer à l'hiver 2006-2007.

---

<sup>16</sup> Dans l'*État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2005-2014*, le Distributeur avait fixé, de façon conservatrice, à 50 MW la contribution potentielle des génératrices de secours pour combler ses besoins en puissance (page 32).

1 Les différences au niveau des modalités d'application expliquent l'écart entre la  
2 compensation financière proposée pour les options d'électricité interruptible pour  
3 la clientèle de grande puissance et d'utilisation des groupes électrogènes de  
4 secours et celle offerte à l'option d'électricité interruptible pour la clientèle de  
5 moyenne puissance introduite le 1<sup>er</sup> avril 2006. Cette dernière offre aux clients  
6 participants un crédit fixe de 5 \$/kW et un crédit variable de 7 ¢/kWh, pour un  
7 maximum de 100 heures d'utilisation<sup>17</sup>. Dans le cas de la moyenne puissance, il  
8 faut rappeler que l'option est moins flexible pour le Distributeur en ce qu'elle  
9 prévoit, notamment, un préavis d'interruption à 15h00 la veille de l'interruption  
10 comparativement à 2 heures d'avis dans le cas de la grande puissance, et des  
11 périodes d'interruption fixes du lundi au vendredi, de 7h00 à 11h00 et de 17h00 à  
12 21h00, comparativement à des périodes de 4 à 5 heures, en tout temps, pour la  
13 grande puissance.

14 Toutes les options seraient en vigueur pour la période d'hiver. Pour l'année 2006,  
15 l'adhésion à l'option d'utilisation des groupes électrogènes de secours serait fixée  
16 au 1<sup>er</sup> novembre mais serait devancée au 1<sup>er</sup> septembre pour les années  
17 suivantes comme pour l'option d'électricité interruptible pour la clientèle de  
18 grande puissance. L'adhésion à l'option d'électricité interruptible offerte à la  
19 clientèle de moyenne puissance, actuellement fixée au 1<sup>er</sup> octobre, pourrait faire  
20 l'objet d'une modification en 2007 pour l'harmoniser aux deux autres options.

---

<sup>17</sup> Décision D-2006-34.

**TABLEAU 5  
OPTIONS INTERRUPTIBLES**

<b>Caractéristiques</b>	<b>Électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance</b>	<b>Utilisation des groupes électrogènes de secours</b>	<b>Électricité interruptible pour la clientèle de moyenne puissance</b>
Domaine d'application et puissance interruptible minimale requise	Clients L le plus élevé entre 3 MW ou 20 % de la puissance souscrite des 12 dernières périodes	Clients M et L le plus élevé entre 200 kW et 20 % de la puissance souscrite des 12 dernières périodes	Clients à un tarif général de moyenne puissance 100 kW
Date d'adhésion	1 <sup>er</sup> septembre	Hiver 2006-2007 : 1 <sup>er</sup> novembre Années suivantes : 1 <sup>er</sup> septembre	1 <sup>er</sup> octobre
Période d'engagement	Hiver	Hiver	Hiver
Préavis d'interruption	2 heures	2 heures	15h00 la veille
Crédits	1,75 \$/kW-mois pendant les 4 mois d'hiver  8 ¢/kWh pour 40 premières heures d'interruption 15 ¢/kWh pour 60 heures suivantes	1,75 \$/kW-mois pendant les 4 mois d'hiver  8 ¢/kWh pour 40 premières heures d'interruption 15 ¢/kWh pour 60 heures suivantes	1,25 \$/kW-mois pendant les 4 mois d'hiver  7 ¢/kWh
Durée d'interruption - par interruption  - par année	4 à 5 heures  100 heures	4 à 5 heures  100 heures	Plages horaires prédéterminées: 7h-11h et 17h-21h 100 heures
Nombre maximal d'interruptions - par jour - par année	2 20	2 20	2 25
Délai minimal entre 2 interruptions quotidiennes	4 heures	4 heures	6 heures
Période de reprise	Oui	Non	Non
Défaut d'interrompre	- Pénalité = 0,60 \$/kW - Max. par période d'interruption = 2,40 \$/kW - Max. pour la pér. d'engagement = montant total en crédit fixe - Perte du crédit variable pendant l'heure où dépassement observé - Après 3 reprises, possibilité de résilier l'engagement du client	- Pénalité = 0,60 \$/kW - Max. par période d'interruption = 2,40 \$/kW - Max. pour la pér. d'engagement = montant total en crédit fixe - Perte du crédit variable pendant l'heure où dépassement observé - Après 3 reprises, possibilité de résilier l'engagement du client	- Pénalité = 0,25 \$/kW - Max. par période d'interruption = montant versé en crédit fixe pour la période de consommation - Max. pour la pér. d'engagement = montant total en crédit fixe - Perte du crédit variable pendant l'heure où dépassement observé - Après 4 reprises, possibilité de résilier l'engagement du client
Bris d'équipement	Non	- Retrait temporaire du groupe électrogène pour un max. de 7 jours - Permis 1 fois	- Retrait temporaire de la chaudière pour un max. de 7 jours - Permis 2 fois

## **5. COMPTE DE FRAIS REPORTÉS**

1 Par la décision D-2003-224 (R-3518-2003), le Distributeur se voyait autorisé à  
2 établir un compte de frais reportés rémunéré au taux moyen du coût en capital  
3 dans lequel seraient versés tous les coûts relatifs à l'utilisation de l'option  
4 d'électricité interruptible offerte aux clients de grande puissance pour la période  
5 2003-2004. Lors de la demande de renouvellement de l'option (dossier  
6 R-3538-2004), la Régie a accepté que les coûts d'utilisation de cette option  
7 soient comptabilisés dans le compte préalablement autorisé pour une période  
8 additionnelle se terminant le 30 novembre 2006 (D-2004-213).

9 Finalement par sa décision D-2006-34, la Régie acceptait également que le  
10 Distributeur puisse verser dans ce même compte de frais reportés, les coûts  
11 d'utilisation d'une nouvelle option d'électricité interruptible pour la clientèle de  
12 moyenne puissance.

13 La comptabilisation, dans le compte de frais reportés, de l'intégralité des coûts  
14 associés aux options d'électricité interruptible traduisaient l'incapacité du  
15 Distributeur à prévoir leur utilisation sur des bases solides. D'une part, pour  
16 l'option d'électricité interruptible visant les clients de grande puissance, le niveau  
17 et la structure du coût de cette option, de même que son statut dans la hiérarchie  
18 des moyens d'approvisionnement dont dispose le Distributeur, rendaient  
19 aléatoire toute prévision de son utilisation. D'autre part, l'option d'électricité  
20 interruptible offerte à la clientèle de moyenne puissance était toute nouvelle et la  
21 réceptivité tout comme l'intérêt formel des clients n'avaient pas encore été testés,  
22 de sorte que malgré une structure de tarif plus compétitive, aucun montant n'a  
23 été intégré au revenu requis du Distributeur pour son utilisation.

24 La nouvelle option visant l'utilisation des groupes électrogènes de secours des  
25 clients du Distributeur présente le même caractère de nouveauté qui rend  
26 impossible toute prévision sur les volumes qui seront contractés. Par contre,  
27 dans le cas de l'option d'électricité interruptible offerte aux clients de grande

1 puissance, le Distributeur dispose d'un historique de participation qui l'autorise à  
2 établir une prévision réaliste sur les volumes contractés, et donc sur les montants  
3 qu'il versera en vertu de l'application du crédit fixe.

4 Par conséquent et pour assurer une meilleure assignation des coûts, il sera  
5 proposé dans les prochains dossiers tarifaires que la partie fixe du coût de cette  
6 option figure au titre des coûts d'approvisionnement du Distributeur. Dans ce  
7 contexte, le compte de frais reportés pour les options d'électricité interruptible  
8 comprendra les montants suivants :

- 9 • Les écarts de coûts entre les crédits fixes que l'on prévoit verser et ceux  
10 réellement déboursés pour l'option d'électricité interruptible visant les  
11 clients de grande puissance.
- 12 • Tous les coûts d'utilisation associés aux options d'électricité interruptible  
13 visant les clients de moyenne puissance<sup>18</sup> et de recours aux groupes  
14 électrogènes de secours, de même que les crédits variables  
15 correspondant à l'utilisation de l'option d'électricité interruptible pour la  
16 clientèle de grande puissance.

17 Les engagements relatifs à l'ensemble de ces options se limitent à la période du  
18 1<sup>er</sup> décembre au 31 mars de l'année suivante. Il sera donc possible de disposer  
19 des montants inscrits au compte de frais reportés dans le dossier tarifaire déposé  
20 à la Régie la même année. Ainsi, les montants inscrits à ce compte au 31 mars  
21 2007 seront ajoutés aux coûts d'approvisionnement prévus pour l'année témoin  
22 2008 et récupérés via la hausse tarifaire établie pour le 1<sup>er</sup> avril 2008.

23 Le rendre compte de l'utilisation des options d'électricité interruptible pour la  
24 clientèle de grande puissance et de recours aux groupes électrogènes de  
25 secours des clients se fera en continuité avec le traitement prévu pour les  
26 options d'électricité interruptible existantes.

---

<sup>18</sup> En conformité avec la décision D-2006-34.

**ANNEXE A**

**RÉVISION DE LA SECTION 3 DU CHAPITRE 6**

***DES TARIFS ET CONDITIONS DU DISTRIBUTEUR : OPTION D'ÉLECTRICITÉ  
INTERRUPTIBLE POUR LA CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE***





*Chapitre 6, Section 3*

**OPTION D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE POUR LA CLIENTÈLE  
DE GRANDE PUISSANCE**

*Sous-section 3.1*

*Dispositions générales*

**6.26 Domaine d'application :** L'option d'électricité interruptible s'applique au titulaire d'un abonnement au tarif L détenu par un client qui peut interrompre sa consommation en période d'hiver et qui n'offre pas, au même point de livraison, de la puissance interruptible dans le cadre d'un contrat spécial ou qui ne bénéficie pas des modalités relatives au rodage de nouveaux équipements conformément à l'article 5.34.

**6.27 Définitions :** Dans la prochaine section, on entend par :

« *coefficient de contribution* » : une valeur, exprimée en pourcentage, qui reflète la proportion estimée de la puissance interruptible qui est effectivement interrompue en moyenne par le client quand le Distributeur y fait appel.

« *dépassement* » : la différence, pour chaque période d'intégration de 15 minutes, entre :

- a) l'appel de puissance réelle, et
- b) le plus élevé de 105 % de la puissance de base ou la somme de la puissance de base et de 5 % de la puissance interruptible .

« *facteur d'utilisation durant les heures utiles* » : un rapport, exprimé en pourcentage, entre la consommation durant les heures utiles et le produit de la puissance maximale durant les heures utiles et du nombre d'heures utiles au cours de la période de consommation visée.

« *heure d'interruption* » : heure au cours de laquelle le client est tenu d'interrompre sa puissance en vertu des modalités énoncées à la présente section.

« *heures utiles* » : toutes les heures de la période de consommation visée, sans tenir compte :

- des 24, 25, 26 et 31 décembre, des 1<sup>er</sup> et 2 janvier ainsi que du Vendredi saint, du Samedi saint, du jour de Pâques et du lundi de Pâques, quand ces jours sont en période d'hiver ;
- des jours au cours desquels le client interrompt sa puissance en vertu de la présente section ;
- des périodes de reprise accordées en fonction de l'article 6.35;
- des jours où il y a interruption ou diminution de la fourniture conformément à l'article 5.11;
- des jours de grève chez le client, à la demande de celui-ci, sauf s'il y a eu au moins une période d'interruption au cours de ces jours de grève.

« *période d'interruption* » : la séquence d'heures d'interruption telle qu'elle est indiquée par le Distributeur dans l'avis donné au client conformément à l'article 6.31.

« **puissance de base** » : la différence entre :

- a) la plus élevée des deux valeurs suivantes, soit la puissance souscrite maximale des 12 dernières périodes de consommation prenant fin au terme de la période de consommation visée ou la puissance maximale appelée de la période de consommation visée, et
- b) la puissance interruptible.

La puissance de base ne peut être négative.

« **puissance interruptible** » : la puissance réelle que le client s'engage à ne pas utiliser pendant certaines périodes, à la demande du Distributeur.

« **puissance interruptible effective** » : une estimation, exprimée en kilowatts, de la puissance interruptible qui est en moyenne interrompue par le client quand le Distributeur fait appel à l'option d'électricité interruptible. Cette estimation correspond au produit de la puissance interruptible par le coefficient de contribution de la période de consommation visée.

« **puissance maximale** » : le plus grand appel de puissance réelle fait pendant les heures utiles de la période de consommation visée.

**6.28 Date d'adhésion** : Le client doit soumettre au Distributeur par écrit avant le 1<sup>er</sup> septembre sa demande d'adhésion en indiquant la puissance interruptible pour laquelle il désire s'engager. Le Distributeur a alors 30 jours pour transmettre sa décision écrite d'accepter ou non la puissance proposée par le client.

### **Sous-section 3.2** **Crédits et conditions d'application**

**6.29 Engagement** : La puissance interruptible par abonnement ne doit pas être inférieure au plus élevé de 3 000 kilowatts ou 20 % de la puissance souscrite maximale des 12 dernières périodes de consommation prenant fin au terme de la période de consommation qui précède le 1<sup>er</sup> septembre, mais ne doit en aucun cas être supérieure à cette puissance souscrite maximale. L'engagement contracté demeure en vigueur pour la période d'hiver.

Le client peut réviser sa puissance interruptible à la baisse une fois en cours d'hiver à la suite d'une révision de sa puissance souscrite. La nouvelle puissance interruptible ne doit pas être inférieure au plus élevé de 3 000 kilowatts ou 20 % de la puissance souscrite maximale des 12 dernières périodes de consommation prenant fin au terme de la période de consommation qui précède la date de réception de la demande de modification, mais ne doit en aucun cas être supérieure à cette puissance souscrite maximale. La nouvelle puissance interruptible s'applique à l'intérieur d'un délai de 30 jours. Aucune modification rétroactive n'est autorisée.

**6.30 Modalités applicables aux interruptions** : Les interruptions effectuées en vertu de la présente section doivent respecter les modalités suivantes :

Délai du préavis (heures) :	2
Nombre maximal d'interruptions par jour :	2
Délai minimal entre deux interruptions quotidiennes (heures) :	4

Nombre maximal d'interruptions par hiver :	20
Durée d'une interruption (heures) :	4 à 5
Durée maximale des interruptions par hiver (heures) :	100

**6.31 Avis d'interruption :** Le Distributeur avise verbalement par lien téléphonique les responsables des clients retenus en leur indiquant l'heure de début et de fin de la période d'interruption. Si aucun responsable ne peut être rejoint, le client est alors réputé avoir refusé de s'interrompre pour cette période d'interruption.

**6.32 Crédits nominaux :** Les crédits applicables pour la période d'hiver sont les suivants :

Crédit fixe : 7 \$ le kilowatt de puissance interruptible effective.

Crédit variable : 8,00 ¢ le kilowattheure d'énergie associée à la puissance interruptible effective pour les 40 premières heures d'interruption  
15,00 ¢ le kilowattheure d'énergie associée à la puissance interruptible effective pour les 60 heures d'interruption suivantes.

**6.33 Crédits effectifs applicables à l'abonnement :** Les crédits effectifs sont appliqués à la facture de la période de consommation visée selon les modalités suivantes :

**a) Crédit effectif fixe :**

Le crédit effectif fixe auquel le client a droit à chaque période de consommation correspond au produit du crédit fixe pour la période d'hiver et de la puissance interruptible effective de la période de consommation visée, ajusté au prorata du nombre d'heures de la période de consommation visée sur le nombre d'heures de l'hiver.

**b) Crédit effectif variable :**

Le crédit effectif variable auquel le client a droit à chaque période de consommation correspond au produit du crédit variable, du nombre d'heures d'interruption et de la puissance interruptible effective de la période de consommation visée.

**6.34 Détermination du coefficient de contribution :** Le coefficient de contribution d'une période de consommation est déterminé comme suit :

$$C = [(P_{\max} - P_{\text{base}}) * FU_{\text{hu}}] / I$$

où

- C est le coefficient de contribution ;
- $P_{\max}$  est la puissance maximale ;
- $P_{\text{base}}$  est la puissance de base ;
- $FU_{\text{hu}}$  est le facteur d'utilisation durant les heures utiles ;

- I est la puissance interruptible.

Le coefficient de contribution ne peut être négatif.

**6.35 Périodes de reprise :** Sous réserve de l'acceptation du Distributeur, le client a droit à des périodes de reprise. Ces périodes peuvent survenir entre 23 h le vendredi et 7 h le lundi suivant, s'il y a eu une ou plusieurs périodes d'interruption pendant la période de sept jours qui précède immédiatement cette fin de semaine.

Le client doit communiquer avec le Distributeur au plus tard à 13 h le jeudi si le vendredi est un jour ouvrable sinon, au plus tard à 13 h le mercredi précédent, en lui indiquant la consommation horaire prévue en période de reprise. Si aucun avis n'est reçu, le Distributeur considère que le client ne désire pas se prévaloir de cette possibilité.

Le Distributeur communique l'autorisation de consommer au client au plus tard à 13 h le jour de la période de reprise lorsque celle-ci débute un jour ouvrable ou dans le cas contraire, à 13 h le jour ouvrable précédent.

La consommation en période de reprise est celle qui excède, pour la période de consommation visée, la plus élevée de la puissance souscrite en vigueur ou de la puissance maximale appelée enregistrée en dehors des périodes de reprise de la période de consommation visée.

La consommation en période de reprise est facturée au prix horaire de l'électricité additionnelle établi en vertu de l'article 6.59.

Ces périodes de reprise ne doivent en aucun cas être interprétées comme une limite au droit du Distributeur de faire appel en tout temps à l'option d'électricité interruptible selon les modalités de la présente section.

**6.36 Pénalités pour dépassement :** Lorsque le client n'interrompt pas totalement sa puissance interruptible à la suite d'un avis d'interruption, le Distributeur applique pour chaque période d'interruption, la pénalité suivante :

- a) crédit fixe :

Une pénalité de 0,60 \$ pour chaque kilowatt compris dans la somme des dépassements au cours d'une période d'interruption.

La pénalité maximale par période d'interruption ne peut être supérieure au montant de 2,40 \$/kW multiplié par la puissance interruptible et le coefficient de contribution pour la période de consommation visée .

- b) crédit variable :

Aucun crédit variable n'est accordé pour l'heure durant laquelle le client paie une pénalité.

La somme des pénalités appliquées au cours de l'hiver ne peut être supérieure au montant versé au client à titre de crédit fixe pour la période d'hiver. Le Distributeur se réserve le droit de résilier l'engagement du client qui est en dépassement durant au moins 3 périodes d'interruption au cours de l'hiver.

**6.37 Modalités de facturation pour les clients participant simultanément à l'option d'électricité interruptible et à l'option d'électricité additionnelle :** Pour les clients qui participent simultanément à l'option d'électricité additionnelle et à l'option d'électricité interruptible, voir les modalités décrites à l'article 6.64.

**À ajouter à l'article 6.64 :**

4) la puissance de base du client correspond à la différence entre :

- a) le plus élevé de la puissance souscrite des 12 dernières périodes de consommation prenant fin au terme de la période de consommation visée ou de la puissance à facturer associée à la consommation de référence de la période de consommation visée ;
- b) la puissance interruptible.

La puissance de base ne peut être négative.

5) la puissance maximale du client correspond à sa puissance à facturer associée à la consommation de référence de la période de consommation visée ;

6) le facteur d'utilisation durant les heures utiles correspond au rapport, exprimé en pourcentage, entre l'énergie moyenne horaire et la puissance de référence de la période de consommation visée.



**ANNEXE B**

**AJOUT AUX TARIFS ET CONDITIONS DU DISTRIBUTEUR : OPTION  
D'UTILISATION DES GROUPES ÉLECTROGÈNES DE SECOURS**





*Chapitre 4, Section 9*

**OPTION D'UTILISATION DES GROUPES ÉLECTROGÈNES DE SECOURS**

*Sous-section 9.1*

*Dispositions générales*

**4.49 Domaine d'application** : L'option d'utilisation des groupes électrogènes de secours s'applique au titulaire d'un abonnement assujéti au tarif M qui désire rendre disponible son équipement pour des fins de gestion de réseau du Distributeur.

Le participant doit disposer d'un ou de plusieurs groupes électrogènes de secours fonctionnels d'une puissance nominale totale d'au moins 200 kW qui peuvent être mis en opération en tout temps à la demande du Distributeur durant la période d'hiver.

Le participant ne doit pas offrir, au même point de livraison, de la puissance interruptible en vertu de l'article 4.41, ni bénéficier des modalités relatives au rodage de nouveaux équipements conformément aux articles 4.31 et 4.36.

**4.50 Définitions** : Dans la présente section, on entend par :

« **puissance interruptible en défaut** » : une puissance interruptible en défaut est enregistrée lorsque la puissance interruptible effective n'atteint pas le seuil de 75% de la puissance interruptible. Elle correspond ainsi, pour chaque période d'intégration de 15 minutes, à la différence entre :

- 1) 75% de la puissance interruptible, et
- 2) la puissance interruptible effective.

« **heures utiles** » : toutes les heures de la période de consommation visée, sans tenir compte:

- des 24, 25, 26 et 31 décembre, des 1<sup>er</sup> et 2 janvier ainsi que du Vendredi saint, du Samedi saint, du jour de Pâques et du lundi de Pâques quand ces jours sont en période d'hiver;
- des jours au cours desquels le client utilise son groupe électrogène à la demande du Distributeur en vertu de la présente section.

« **période d'interruption** » : la séquence d'heures d'interruption tel qu'indiqué dans l'avis donné au client conformément à l'article à l'article 4.54.

« **puissance interruptible effective** » : elle correspond, pour chaque période d'intégration de 15 minutes d'une période d'interruption, à la différence entre :

- o la puissance moyenne horaire de l'heure utile correspondante pour les jours de la semaine, si l'interruption a eu lieu en semaine ou pour les jours de fin de semaine, si l'interruption a lieu la fin de semaine, et
- o l'appel de puissance réelle.

La puissance interruptible effective ne peut être négative.

« *puissance interruptible* » : la puissance réelle que le client s'engage à ne pas utiliser pendant certaines périodes à la demande du Distributeur grâce à la contribution de son ou de ses groupes électrogènes de secours.

« *puissance moyenne horaire* » : une valeur, exprimée en kilowatts, qui correspond à la moyenne des appels de puissance réelle des 4 périodes d'intégration de 15 minutes.

**4.51 Date d'adhésion** : Le client doit soumettre sa demande par écrit au Distributeur avant le 1<sup>er</sup> novembre 2006 pour l'hiver 2006-2007 et avant le 1<sup>er</sup> septembre pour les hivers suivants. Le client doit alors indiquer la puissance interruptible pour laquelle il désire s'engager. Le Distributeur a alors 30 jours pour transmettre par écrit sa décision d'accepter ou non la puissance proposée par le client.

#### *Sous-section 9.2*

##### *Crédits et conditions d'application*

**4.52 Engagement** : L'engagement du client porte sur sa puissance interruptible. La puissance interruptible par abonnement ne doit pas être inférieure à 20 % de la puissance souscrite maximale des 12 dernières périodes de consommation prenant fin au terme de la période de consommation qui précède la date d'adhésion, mais ne doit en aucun cas être supérieure à cette puissance souscrite maximale. L'engagement contracté demeure en vigueur pour la période d'hiver.

Le client devra aviser le Distributeur lorsque l'indisponibilité de son groupe électrogène a un impact sur sa puissance interruptible. Le Distributeur ajustera une seule fois durant l'hiver et pour une période maximale de 7 jours la puissance interruptible. Si un bris survenait durant une période d'interruption, le client devra aviser immédiatement le Distributeur afin qu'une pénalité ne soit pas imposée pour les périodes d'interruption suivantes.

**4.53 Modalités applicables aux interruptions** : Les interruptions effectuées en vertu de la présente section doivent respecter les modalités suivantes :

Délai du préavis (heures) :	2
Nombre maximal d'interruptions par jour :	2
Délai minimal entre deux interruptions quotidiennes (heures) :	4
Nombre maximal d'interruptions par hiver :	20
Durée d'une interruption (heures) :	4 à 5
Durée maximale des interruptions par hiver (heures) :	100

**4.54 Avis d'interruption** : Le Distributeur avise par lien téléphonique les responsables des clients retenus en leur indiquant l'heure de début et de fin de la période d'interruption. Si aucun responsable ne peut être rejoint, le client est alors réputé avoir refusé de s'interrompre pour cette période d'interruption.

**4.55 Montants des crédits** : Les crédits applicables pour la période d'hiver sont les suivants :

Crédit fixe : 7,00 \$ le kilowatt de puissance interruptible.

Crédits variables :        8,00 ¢ le kilowattheure d'énergie associée à la puissance interruptible effective pour les 40 premières heures d'interruption  
                                  15,00 ¢ le kilowattheure d'énergie associée à la puissance interruptible effective pour les 60 heures d'interruption suivantes.

**4.56 Crédit applicable à l'abonnement :**

La somme du crédit fixe et des crédits variables calculés pour chacune des heures d'interruption est appliquée à la facture de la période de consommation visée.

**4.57 Pénalité :** Lorsqu'une puissance interruptible en défaut est enregistrée durant une période d'interruption, le Distributeur applique la pénalité suivante :

c) crédit fixe :

Une pénalité de 0,60 \$ pour chaque kilowatt de puissance interruptible en défaut.

La pénalité maximale par période d'interruption ne peut être supérieure au montant de 2,40 \$/kW multiplié par la puissance interruptible.

d) crédits variables :

Aucun crédit variable n'est accordé pour l'heure durant laquelle le client paie une pénalité.

La somme des pénalités appliquées au cours de l'hiver ne peut être supérieure au montant versé au client à titre de crédit fixe pour la période d'hiver. Le distributeur se réserve le droit de résilier l'engagement du client qui est en défaut d'interrompre à au moins 3 reprises au cours de l'hiver.

**Chapitre 6, Section 6**

**OPTION D'UTILISATION DES GROUPES ÉLECTROGÈNES DE SECOURS**

**6.65 Domaine d'application :** L'option d'utilisation des groupes électrogènes de secours, définie à la section 9 du chapitre 4, s'applique au titulaire d'un abonnement assujéti au tarif L qui désire rendre disponible son équipement pour des fins de gestion de réseau du Distributeur.

Le participant doit disposer d'un ou de plusieurs groupes électrogènes de secours fonctionnels d'une puissance nominale totale d'au moins 1 000 kW qui peuvent être mis en opération en tout temps à la demande du Distributeur durant la période d'hiver.

Le participant ne doit pas offrir, au même point de livraison, de la puissance interruptible dans le cadre d'un contrat spécial ou en vertu de l'article 6.26, ni bénéficier des modalités relatives au rodage de nouveaux équipements conformément à l'article 5.34.



**ANNEXE C**

**EXEMPLE D'APPLICATION DES CRÉDITS ET DES PÉNALITÉS ASSOCIÉS À  
L'OPTION D'UTILISATION DES GROUPES ÉLECTROGÈNES DE SECOURS**



**Exemple d'application du calcul du crédit associé  
à l'option d'utilisation des groupes électrogènes de secours**

Période d'intégration (interruption jour de semaine)	Puissance moyenne horaire (jours de semaine du mois)	Puissance réelle (durant interruption)	Puissance interruptible effective	Puissance interruptible en défaut	Crédit variable	Montant du crédit variable	Pénalité
	A	B	C A - B	D	E	F	G
	kW	kW	kW	kW	oui/non	\$	\$
7h00	465	247	218	-	oui	4,36	-
7h15	465	239	226	-	oui	4,52	-
7h30	465	267	198	-	oui	3,96	-
7h45	465	244	221	-	oui	4,42	-
8h00	492	274	218	-	oui	4,36	-
8h15	492	266	226	-	oui	4,52	-
8h30	492	294	198	-	oui	3,96	-
8h45	492	271	221	-	oui	4,42	-
9h00	530	213	317	-	oui	6,34	-
9h15	530	304	226	-	oui	4,52	-
9h30	530	332	198	-	oui	3,96	-
9h45	530	332	198	-	oui	3,96	-
10h00	525	304	221	-	oui	4,42	-
10h15	525	307	218	-	oui	4,36	-
10h30	525	299	226	-	oui	4,52	-
10h45	525	299	226	-	oui	4,52	-
11h00	523	297	226	-	non	-	-
11h15	523	297	226	-	non	-	-
11h30	523	533	-	150	non	-	90,00 \$
11h45	523	513	10	140	non	-	84,00 \$
<b>Total</b>					-	<b>\$ 71,12</b>	<b>\$ 174,00</b>

Crédit fixe            200 kW            \*    1,75 \$/ kW            \*    31/30 jours    =    361,67 \$

**Données de base**

Puissance interruptible            200 kW  
 Limite - puissance interruptible en défaut    150 kW  
 Crédit fixe            1,75 \$/kW  
 Crédit variable - 40 premières heures            8,00 ¢/kWh  
 Crédit variable - 60 heures suivantes            15,00 ¢/kWh  
 Pénalité - puissance interruptible en défaut            0,60 \$/kW - 15 minutes





**ANNEXE D**

**BALISAGE DES OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE EN AMÉRIQUE  
DU NORD EN DATE DE JANVIER 2006**



Distributeur	Conditions d'application	Établissement du crédit	Application du crédit
<b>BC Hydro, Colombie-Britannique</b>  <i>(PDC Program)</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Programme fermé</li> <li>Remplacé par des ententes individuelles respectant les principes directeurs approuvés par la BCUC.</li> <li>Ententes confidentielles pouvant être déposées à demande de la BCUC.</li> </ul>		
<b>Appalachian Power, Virginie occidentale</b>  (2 options offertes :  <i>Emergency Curtailable et Price Curtailable</i> )	Puissance interruptible d'au moins 1 MW  <u>Emergency Curtailable Service Rider</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>Le client doit obligatoirement interrompre sa consommation</li> <li>Programme offert durant l'été (juin à août) et l'hiver (décembre à février)</li> <li>2 options de durée maximale d'interruption (4h ou 8h)</li> <li>Préavis de 30 minutes</li> <li>Max de 50 h par saison</li> </ul> <u>Price Curtailable Service Rider</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>Le client doit obligatoirement interrompre sa consommation</li> <li>Le client doit spécifier le nombre de jours par saison ainsi que le prix minimal pour lequel il est prêt à s'interrompre.</li> <li>Programme fonctionnant à l'année</li> <li>Préavis de 1 heure</li> <li>Durées d'interruption possibles : 4, 8 ou 16 h</li> </ul>	<u>Emergency Curtailable Service Rider</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>35 ¢/kWh si durée max de 4h</li> <li>50 ¢/kWh si durée max de 8 h</li> <li>Minimum de 2 heures créditées par interruption</li> <li>Pénalité : 50% du crédit pour tout kWh excédant la puissance de base (exclusion suite à 2 défauts d'interrompre)</li> </ul> <u>Price Curtailable Service Rider</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>80 % du prix du marché ou le prix minimal demandé par le client (minimum de 3,5 ¢/kWh)</li> <li>Pénalité : 100 % du crédit si le client consomme au-delà de sa puissance de base (exclusion suite à 2 défauts) Minimum de 2 heures créditées par interruption</li> </ul>	Différence entre : <ul style="list-style-type: none"> <li>Puissance normale du client (<i>typical</i> on-peak demand) durant les heures de pointe pour la période de facturation</li> <li>Puissance maximale consommée par 30 minutes d'interruption</li> </ul> Aucun crédit si le client est déjà en arrêt de production (planifié ou non)

Distributeur	Conditions d'application	Établissement du crédit	Application du crédit
<p><b>Consolidated Edison, New York</b></p> <p>(3 options offertes : <i>Distribution Load Relief, Emergency Demand Response et Day ahead Demand Reduction</i>)</p>	<p><u>Distribution Load Relief (Rider U)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Participation sur une base volontaire</li> <li>Puissance interruptible d'au moins 50 kW</li> <li>Préavis de 30 minutes</li> <li>Interruption minimale de 4h</li> </ul> <p><u>Emergency Demand Response (Rider V)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Participation sur une base volontaire</li> <li>Lorsque le NYISO déclare une situation d'urgence</li> <li>Puissance interruptible d'au moins 100 kW</li> <li>Préavis de 2 heures</li> </ul> <p><u>Day ahead Demand Reduction (Rider W)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Le distributeur soumet au NYISO les offres agrégées d'énergie interruptible de ses clients pour les jours où un appel de soumission est lancé (<i>Bidding Day</i>).</li> <li>Puissance interruptible d'au moins 100 kW</li> </ul>	<p><u>Distribution Load Relief (Rider U)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Prix fondé sur le LBMP du NYISO (<i>Locational Based Marginal Price</i>) ajusté pour les pertes et autres clauses d'ajustement prévus au <i>Pool (Market Supply Charge et Adjustment Factor)</i> sans être inférieur à 50 ¢/kWh</li> </ul> <p><u>Emergency Demand Response (Rider V)</u></p> <p>Pour une interruption de plus de 4 heures</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>90 % du prix fondé sur le LBMP du NYISO ajusté pour les pertes (minimum de 50 ¢/kWh)</li> </ul> <p>Pour une interruption de 4 heures et moins</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>90 % du prix fondé sur le LBMP du NYISO ajusté pour les pertes (minimum de 50 ¢/kWh) pour les 2 premières heures</li> <li>90 % du prix fondé sur le LBMP du NYISO ajusté pour les pertes pour le reste des heures de l'interruption</li> </ul> <p><u>Day ahead Demand Reduction (Rider W)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>90 % du prix DAM du NYISO</li> <li>Pénalité égale au maximum du <i>Real-Time</i> ou du <i>Day-Ahead price</i> appliqué à la différence entre la charge effacée par le client et la quantité soumise par le client</li> </ul>	<p><u>Pour toutes les options</u></p> <p>Différence entre :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Profil normal selon les règles du NYISO (sur la base des 5 jours avec les consommations moyennes les plus élevées parmi les 30 derniers jours)</li> <li>Énergie consommée durant l'heure d'interruption</li> </ul> <p>Aucun crédit si le client n'enregistre pas une diminution d'au moins 50 kW. Toutefois aucune pénalité pour les options de nature volontaire</p>

Distributeur	Conditions d'application	Établissement du crédit	Application du crédit
<p><b>Georgia Power, Georgie</b></p> <p>(2 options offertes : <i>Daily Energy Credit Day Ahead; Daily Energy Credit Rider</i>)</p>	<p><u>Daily Energy Credit Rider (DEC-1)</u></p> <p>Interruption en semaine de mai à septembre (de 14 h à 19 h)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Participation sur une base volontaire</li> <li>• Puissance interruptible d'au moins 500 kW</li> <li>• Redevance de 100 \$ par mois</li> <li>• La compagnie utilise un site Internet pour envoyer les préavis</li> <li>• Avis d'interruption affiché avant 11h00 le jour de l'interruption</li> <li>• Le client doit confirmer sa participation avant 12h00 le jour de l'interruption</li> </ul> <p><u>Daily Energy Credit Day Ahead (DEC-DA-1)</u></p> <p>Interruption en semaine de mai à septembre (de 14 h à 19 h)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Participation sur une base volontaire</li> <li>• Le distributeur utilise un site Internet pour envoyer les préavis</li> <li>• Redevance de 100 \$ par mois</li> <li>• Puissance interruptible d'au moins 500 kW</li> <li>• Avis d'interruption affiché avant 10h00 la veille de l'interruption</li> <li>• Le client doit confirmer sa participation avant 11h00 la veille de l'interruption</li> </ul>	<p><u>Daily Energy Credit Rider (DEC-1)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Le montant du crédit est indiqué avec l'avis d'interruption</li> <li>• Pénalité : 2 fois le crédit offert par kWh consommé au-delà de la puissance de base</li> </ul> <p><u>Daily Energy Credit Day Ahead (DEC-DA-1)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Le distributeur affiche le montant du crédit un jour avant l'évènement</li> <li>• Pénalité : 2 fois le crédit offert par kWh consommé au-delà de la puissance de base</li> </ul>	<p>Différence entre</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Puissance réelle moyenne (kWh) durant les heures de pointe de la période de facturation (excluant celles durant lesquelles le client s'est interrompu)</li> <li>• Puissance de base</li> </ul>

Distributeur	Conditions d'application	Établissement du crédit	Application du crédit
<p><b>Portland General Electric, Oregon</b> <i>(Demand Buy Back Rider)</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Participation sur une base volontaire, le client devant confirmer les quantités qu'il entend interrompre avant l'interruption</li> <li>• Interruption d'au moins 250 kW à chaque heure (soumission du client peut varier d'heure en heure)</li> <li>• La compagnie utilise un site Internet sécurisé pour envoyer les préavis</li> <li>• Périodes d'interruption qui peuvent, pour des événements exceptionnels, être de plus de 24 heures (<i>Extended Buy Back Event</i>)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Crédit horaire = prix offert par le distributeur pour une période d'interruption - prix de l'énergie au tarif régulier</li> <li>• Crédit minimal lors d'une annulation de l'interruption en fonction du préavis choisi: <ul style="list-style-type: none"> <li>- 2 heures = 7 ¢/kWh</li> <li>- 3 heures = 5 ¢/kWh</li> <li>- 4 heures = 3,5 ¢/kWh</li> <li>- 6 heures = aucun crédit</li> </ul> </li> <li>• Pénalité si défaut d'interrompre (client interrompt moins de 90 % de la quantité prévue): <ul style="list-style-type: none"> <li>- période normale : le distributeur peut refuser les soumissions à venir</li> <li>- période exceptionnelle : prix en période de pointe + 5 % par kWh consommé au-delà de la puissance de base</li> </ul> </li> </ul>	<p>Différence entre :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Moyenne de l'énergie consommée durant les 14 jours ouvrables précédant l'interruption (ou autre méthode si consommation du client est très variable ou si période d'inter.)</li> <li>• Énergie horaire durant la période d'interruption</li> </ul>

Distributeur	Conditions d'application	Établissement du crédit	Application du crédit
<p><b>Pacific Gas &amp; Electric, Californie</b></p> <p>(4 options offertes :</p> <p><i>Base Interruptible Program, Scheduled Load Reduction, Demand Bidding et Voluntary Reduction Incentive Program</i>)</p>	<p><u>Base Interruptible Program (E-BIP)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pour les clients TOU</li> <li>• Interruption obligatoire lorsque CAISO émet un avis</li> <li>• Le client désigne sa puissance de base au moment de l'adhésion</li> <li>• Puissance moyenne mensuelle d'au moins 100 kW</li> <li>• Interruption d'au moins 15% de la puissance maximale en pointe (minimum de 100 kW)</li> <li>• 2 options : préavis de 30 minutes ou préavis de 3 heures</li> </ul> <p><u>Scheduled Load Reduction (E-SLRP)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Interruption sur une base obligatoire</li> <li>• Le client doit choisir jusqu'à 3 plages horaires sur 15 par semaine durant lesquelles il doit s'interrompre sans autre préavis</li> <li>• Durée d'interruption de 4 heures</li> <li>• Puissance moyenne mensuelle d'au moins 100 kW</li> <li>• Limite du programme fixée à 300 MW</li> </ul>	<p><u>Base Interruptible Program (E-BIP)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Crédit de 7,00 \$/ kW-mois avec l'option de préavis de 30 minutes</li> <li>• Crédit de 3,00 \$/kW-mois avec l'option de préavis de 3 heures</li> <li>• Pénalité de 6,00 \$/kWh ou de 2,50 \$/kWh (selon l'option) pour l'énergie consommé au-delà de la puissance de base</li> </ul> <p><u>Scheduled Load Reduction (E-SLRP)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 10 ¢/kWh</li> <li>• Aucun crédit si le client n'efface pas au moins 15 % de sa puissance normale mais sera exclu si plus de 5 défauts d'interruption durant une période de 12 mois.</li> <li>• Aucun crédit si le client déplace sa consommation</li> </ul>	<p><u>Base Interruptible Program (E-BIP)</u></p> <p>Différence entre :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La puissance moyenne mensuelle en pointe</li> <li>• La puissance réduite désigné par le client</li> </ul> <p><u>Scheduled Load Reduction (E-SLRP)</u></p> <p>Différence entre :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Moyenne de l'énergie consommée durant l'heure correspondante des 10 derniers jours ouvrables (excluant heures d'inter.)</li> <li>• Énergie horaire durant la période d'interruption</li> </ul>

Distributeur	Conditions d'application	Établissement du crédit	Application du crédit
<p><b>Pacific Gas &amp; Electric</b> (suite)</p>	<p><u>Demand Bidding (E-DBP)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Interruption volontaire</li> <li>• Pour les clients TOU</li> <li>• Premier arrivé, premier servi</li> <li>• Puissance maximale d'au moins 200 kW</li> <li>• Interruption minimale de 50 kW et de 2 heures consécutives</li> <li>• Lorsque CAISO déclare une situation d'urgence</li> <li>• Le distributeur émet un avis avant 15h00 la veille de l'interruption spécifiant le crédit accordé</li> <li>• Les clients ont jusqu'à 16h00 pour soumettre une offre d'interruption précisant le nombre de kW effacés offerts</li> <li>• Confirmation émise par le distributeur avant 17h00</li> </ul> <p><u>Voluntary Reduction Incentive Program (E-SAVE)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Interruption volontaire</li> <li>• Pour les clients TOU</li> <li>• Puissance maximale d'au moins 200 kW</li> <li>• Le distributeur émet un avis avant 14h00 - le client n'a pas à confirmer les quantités prévues</li> <li>• Réduction minimale de 20% de la puissance</li> </ul>	<p><u>Demand Bidding (E-DBP)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• kW effacés * (prix du marché + bonus de participation)</li> <li>• Crédit applicable si le client interrompt entre 50 % et 150 % de ses kW offerts dans sa soumission.</li> </ul> <p><u>Voluntary Reduction Incentive Program (E-SAVE)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Crédit de 20 ¢/kWh</li> <li>• Aucun crédit si le client ne réduit pas sa demande d'au moins 20 %</li> </ul>	<p><u>Demand Bidding (E-DBP)</u></p> <p>Différence entre</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Moyenne de l'énergie consommée durant l'heure correspondante des 3 plus grandes consommations des 10 derniers jours similaires</li> <li>• Énergie horaire durant la période d'interruption</li> </ul> <p><u>Voluntary Reduction Incentive Program (E-SAVE)</u></p> <p>Différence entre</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Moyenne de l'énergie consommée durant l'heure correspondante des 3 plus grandes consommations des 10 derniers jours similaires</li> <li>• Énergie horaire durant la période d'interruption</li> </ul>



Distributeur	Conditions d'application	Établissement du crédit	Application du crédit
<p><b>Pacific Power, Wyoming</b> <i>(Schedule 71 Energy Exchange Program)</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Interruption volontaire</li> <li>• Puissance appelée ayant excédé 1 000 kW au moins 1 fois durant les 12 derniers mois</li> <li>• Le distributeur utilise un site Internet sécurisé pour envoyer les préavis</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Crédit horaire = prix du marché – prix de l'énergie du tarif régulier</li> <li>• Crédit minimal lors d'une annulation de l'interruption en fonction du préavis choisi 2 heures = 7 ¢/kWh 3 heures = 5 ¢/kWh 4 heures = 3,5 ¢/kWh</li> <li>• Pénalité : 1<sup>er</sup> défaut : le client fournit une explication écrite 2<sup>e</sup> défaut : révision à la baisse de la puissance de base 3<sup>e</sup> défaut : exclusion du programme</li> </ul>	<p>Différence entre :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Moyenne, pour chaque heure, de l'énergie consommée durant les 14 jours ouvrables précédant l'interruption (ou autre méthode si consommation du client est très variable ou si période d'inter.)</li> <li>• Énergie consommée durant l'heure d'interruption</li> </ul>
<p><b>Puget Sound Energy, Washington</b> <i>(Voluntary Load Curtailment Rider)</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Puissance interruptible d'au moins 500 kW</li> <li>• Interruption minimale de 1 h</li> <li>• Le client reçoit un avis spécifiant la période d'interruption, le prix offert et la quantité d'énergie maximale à interrompre, avant 9h00 la journée précédant l'interruption.</li> <li>• Le client spécifie les kWh qui seront interrompus à chaque heure avant 12h00 (premier arrivé, premier servi)</li> <li>• Le client recevra la confirmation d'interruption avant 14h00 le jour précédant l'interruption</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prix offert varie à chaque interruption</li> <li>• <math>0,5 * ((\text{prix offert} * \text{taux de pertes}) - (\text{prix de l'énergie du tarif régulier} * \text{énergie interrompue}))</math></li> <li>• Pénalité applicable au 2<sup>e</sup> défaut d'interrompre et suivants : Pénalité équivalente au crédit applicable sur l'énergie non interrompue + coûts supplémentaires d'approvisionnement de l'énergie non interrompue</li> </ul>	<p>Différence entre :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Moyenne de l'énergie consommée durant l'heure correspondante des 2 semaines précédentes (excluant les jours fériés et les heures d'interruption)</li> <li>• Énergie horaire consommée durant la période d'interruption</li> </ul>

Distributeur	Conditions d'application	Établissement du crédit	Application du crédit
<p><b>PECO, Pennsylvanie</b> (<i>Interruptible Rider 1 et Interruptible Rider 2</i>)</p>	<p><u>Interruptible Rider 1</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Uniquement pour les clients alimentés en haute tension</li> <li>• Option 1 : Puissance interruptible en pointe d'au moins 10 000 kW</li> <li>• Option 2 : Puissance interruptible en pointe d'au moins 1 000 kW</li> <li>• Maximum de 12 interruptions par an</li> </ul> <p><u>Interruptible Rider 2</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 3 options : Interruption volontaire : (<i>Economic Curtailment</i>), puissance interruptible (<i>Active Load Management</i>) et/ou <i>PJM Load Response</i></li> <li>• Puissance interruptible d'au moins 100 kW ou 5% de la puissance en pointe</li> <li>• Redevance de 101,59 \$ par mois pour les clients adhérant à l'énergie interruptible</li> </ul>	<p><u>Interruptible Rider 1</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Crédit en \$ / kW fixé au contrat du client en fonction d'un % de la moyenne pondérée du prix mensuel du PJM (<i>monthly clearing price</i>)</li> <li>• Aucun crédit et révision à la baisse de la puissance interruptible en cas de défaut d'interruption</li> </ul> <p><u>Interruptible Rider 2</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Interruption volontaire : crédit annuel établi au contrat du client *</li> <li>• Puissance interruptible : crédit en \$/kW - mois selon un % déterminé au contrat de la moyenne pondérée du prix mensuel du PJM <i>capacity auctions</i></li> <li>• Aucun crédit mensuel en puissance en cas de défaut d'interruption</li> </ul> <p>*3 formules de prix :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>High value</i> : le client spécifie le prix minimum auquel il est prêt à effacer une partie de sa charge</li> <li>• <i>Fixed price</i> : le client spécifie la quantité qu'il est prêt à effacer pour 20 ¢/kWh. Bonus de 2,5 ¢/kWh si le client interrompt au moins 80 % de l'objectif fixé durant chacune des heures d'interruption</li> <li>• <i>Market price</i> : à chaque interruption, le client fixe une quantité interruptible en fonction du LMP (<i>Locational Marginal Price</i>) de PJM</li> </ul>	<p><u>Interruptible Rider 1</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Application du crédit spécifiée au contrat</li> </ul> <p><u>Interruptible Rider 2</u></p> <p>Pour <i>High Value</i> et <i>Fixed Price</i>:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Interruption volontaire : sur l'énergie interruptible spécifiée au contrat</li> <li>• Puissance interruptible : sur la puissance interruptible si respect de la puissance ferme</li> </ul> <p>Pour le <i>market price</i>:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Moyenne des 5 jours ouvrables précédents l'avis – énergie consommée durant l'interruption</li> </ul>

**ANNEXE E**

**BALISAGE DES PROGRAMMES D'UTILISATION DES GROUPES  
ÉLECTROGÈNES DE SECOURS EN AMÉRIQUE DU NORD EN DATE DE  
JANVIER 2006**



Distributeurs	Capacité minimale	Préavis	Communication du préavis	Redevance	Crédit	Modalités d'interruption
<b>Hydro-Sherbrooke, Québec</b> <i>Programme d'utilisation des génératrices d'urgence</i>	50 kW	Commande à distance	Onde VHF	Aucune	Crédit d'adhésion : 13,70 \$/kW Crédit pour l'énergie: 13,21 ¢/kWh	Aucune limite
<b>Duke Power, Caroline du Nord</b> <i>Standby Generator Control</i> Option A Réponse volontaire à la demande d'interruption  Option B Réponse obligatoire à la demande d'interruption	Aucune  200 kW (moyenne annuelle)	10 minutes  10 minutes	Télésignalisation  Télésignalisation	Aucune  Aucune	Crédit fixe: 10 \$/mois d'utilisation de la génératrice Crédit pour l'énergie: Selon le prix du combustible  Crédit fixe: 10 \$/mois d'utilisation de la génératrice Crédit pour l'énergie: Selon le prix du combustible Crédit pour la puissance: 2,75 \$/kW moyen	Maximum de 10 heures par interruption  Maximum de 10 heures par interruption Le client s'engage à s'interrompre dans 80 % du temps
<b>Virginia Electric and Power Company, Virginie</b> <i>Standby Generator</i>	100 kW	2 heures	Téléphone	95 \$/mois	Crédit pour la puissance : Hiver : 1,278 \$/kW souscrit Été: 2,556 \$/kW souscrit	Maximum de 13 interruptions d'un maximum de 5 heures en hiver Maximum de 19 interruptions d'un maximum de 7 heures en été
<b>Niagara Mohawk Power Corporation, New York</b> <i>Voluntary Emergency Demand Response Program Via On-Site Generation</i>	100 kW	1 heure	Non spécifié	34,84 \$/mois	90% de la compensation payée par NYISO au distributeur	Maximum de 4 heures par interruption

Distributeurs	Capacité minimale	Préavis	Communication du préavis	Redevance	Crédit	Maximum d'interruptions
<b>Tampa Electric, Floride</b> <i>Standby Generator Program</i>	25 kW	30 minutes	Tableau lumineux	Aucune	Crédit pour la puissance: 3,00 \$/kW/mois	Maximum de 8 heures par interruption en été  Maximum de 5 heures par interruption le matin et de 4 heures par interruption le soir en hiver
<b>South Carolina Electric and Gas, Caroline du Sud</b> <i>Standby Generator Program</i>	200 kW	Non spécifié	Non spécifié	Aucune	Crédit pour l'énergie: 0,10 \$/kWh Crédit pour la puissance: 2,25 \$/kW/mois (7 jours/24 heures) 2,00 \$/kW/mois (5 jours/24 heures)	Aucune limite
<b>Progress Energy, Floride</b> <i>Standby Generation</i>	50 kW	15 minutes	Communication radio	Aucune	Crédit pour la puissance: 200 premières heures : 2,10 \$/kW Heures suivantes : 2,76 \$/kW	Maximum de 2 interruptions par jour  Maximum de 12 heures par jour