

**DEMANDE D'APPROBATION DE DISPOSITIONS
TARIFAIRES APPLICABLES À UNE OPTION
D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE**

Direction — Affaires réglementaires et tarifaires

Direction — Approvisionnement en électricité — Secteur réglementé

Direction principale — Ventes - Grandes entreprises

Le 10 octobre 2003

TABLE DES MATIÈRES

1.	EXPOSÉ DE LA SITUATION	5
1.1.	CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE	5
1.2.	BESOINS DU DISTRIBUTEUR.....	6
1.3.	INTÉRÊT DE LA CLIENTÈLE INDUSTRIELLE	8
1.4.	PROBLÉMATIQUE DE TRANSPORT	10
2.	OPTION D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE.....	10
2.1.	DESCRIPTION DE L'OPTION	11
2.2.	AUTRES MODALITÉS TARIFAIRES	13
2.3.	BALISAGE	15
3.	IMPACTS	16
3.1.	IMPACTS SUR LES PARTICIPANTS.....	16
3.2.	IMPACTS SUR LE DISTRIBUTEUR.....	17
3.3.	COÛTS DE L'OPTION POUR LES ENTITÉS RÉGLEMENTÉES D'HYDRO-QUÉBEC ..	17

- ANNEXES -

- 1 – Exemple d'application des crédits et des pénalités associés à l'option d'électricité interruptible
- 2 – Balisage des options d'interruption en date de mai 2003

1 **1. EXPOSÉ DE LA SITUATION**

2 **1.1. Contexte réglementaire**

3 La présente demande du Distributeur porte sur une option d'interruption de la
4 consommation des grands clients industriels, soit les clients admissibles au tarif
5 L. Cette option serait en vigueur à compter du 1^{er} décembre 2003.

6 La demande fait suite au *Plan d'approvisionnement 2002-2011* (le Plan) d'Hydro-
7 Québec Distribution, déposé à la Régie de l'énergie le 25 octobre 2001 et
8 approuvé par celle-ci par les décisions D-2002-17 du 21 janvier 2002 et D-2002-
9 169 du 2 août 2002. Dans cette dernière décision, la Régie a exprimé le souhait
10 que le Distributeur envisage le service interruptible « *pour accroître sa flexibilité*
11 *dans la gestion des pointes de charge imprévues et des besoins en énergie*¹. »
12 Dans une autre cause², la Régie se disait d'avis que « *la disponibilité d'un parc*
13 *de clients potentiellement interruptibles et la mise en place de mesures*
14 *d'efficacité énergétique sont des moyens permettant une flexibilité opérationnelle*
15 *plus grande et sont nécessaires pour prendre une décision dans une perspective*
16 *de développement durable*³. »

¹ Décision D-2002-169, p. 50.

² R-3471-2001.

³ Décision D-2002-115, p. 37.

1 **1.2. Besoins du Distributeur**

2 **Stratégies prévues au Plan**

3 Le Plan faisait état des stratégies qu'Hydro-Québec Distribution entendait mettre
4 de l'avant pour satisfaire la demande en électricité au Québec pour les
5 prochaines années. Parmi ces stratégies, le Plan prévoyait trois mesures pour
6 gérer les aléas climatiques⁴ :

- 7 • Un nouveau concept d'interruptibilité en temps réel de certaines charges
8 québécoises.
- 9 • Des appels d'offres sur les marchés de court terme : le produit recherché
10 serait une option ou une série d'options d'achat d'énergie permettant
11 d'augmenter les approvisionnements du Distributeur, lorsque les
12 conditions climatiques poussent les besoins à la hausse.
- 13 • Une entente-cadre avec Hydro-Québec Production pour couvrir les
14 impacts climatiques excédant un écart-type (c'est-à-dire au-delà de
15 1,9 TWh).

16 Le Plan mentionnait qu'au printemps 2003, à la lumière de la nouvelle prévision
17 de la demande, le nouveau concept d'électricité interruptible serait mis en
18 oeuvre si le besoin se manifestait⁵.

19 **Mise à jour de la prévision de la demande (2003-2004)**

20 Lors de l'hiver 2002-2003, la pointe des besoins réguliers au Québec a atteint
21 34 566 MW, excluant les réseaux autonomes. Cette pointe, une fois normalisée
22 (c'est-à-dire en excluant les effets climatiques), est estimée à 33 890 MW, soit

⁴ R-3470-2001, HQD-2, document 3, p. 31 à 33.

⁵ R-3470-2001, HQD-2, document 3, p. 34.

1 1 080 MW de plus que ce qui avait été prévu à l'*État d'avancement du Plan* du 22
2 novembre 2002⁶.

3 À la lumière de ces résultats, le Distributeur a réévalué ses besoins pour la pointe
4 des prochains hivers. C'est ainsi que la pointe prévue pour l'hiver 2003-2004 est
5 maintenant évaluée à 34 200 MW, soit 860 MW de plus que dans l'*État*
6 *d'avancement du Plan*⁷.

7 **Aléas climatiques**

8 Comme le Distributeur l'a expliqué au Plan⁸, les aléas climatiques peuvent
9 atteindre jusqu'à 4 300 MW, pour les mois de janvier et février, avec un écart-
10 type de 1 200 MW.

11 Les besoins en puissance du Distributeur pourraient donc dépasser 35 400 MW
12 avec une probabilité de 16 % et pourraient même atteindre 38 500 MW, comme
13 le démontre le tableau suivant.

14

POINTE DE L'HIVER 2003-2004

CONDITIONS CLIMATIQUES	Normales	1 écart-type	2 écarts-types	Pire cas historique
PROBABILITÉ DE DÉPASSEMENT	50%	16%	2,5%	s.o.
POINTE PRÉVUE (MW)	34 200	34 200	34 200	34 200
ALÉA CLIMATIQUE (MW)	0	1 200	2 400	4 300
15 PUISSANCE TOTALE REQUISE (MW)	34 200	35 400	36 600	38 500

16

17 Étant donné le risque réel de conditions climatiques extrêmes, le Distributeur
18 propose de mettre en place une option d'électricité interruptible, comme
19 complément aux achats de court terme et à l'éventuelle entente cadre avec
20 Hydro-Québec Production.

⁶ État d'avancement du Plan, tableau 3.8, p. 17.

⁷ État d'avancement du Plan, tableau 3.8, p. 17.

⁸ R-3470-2001, HQD-2, document 1, p. 26-27.

1 Quand il ne prévoit pas y recourir, le Distributeur mettrait l'option à la disposition
2 d'Hydro-Québec Production, laquelle assumerait alors les frais relatifs à ses
3 utilisations.

4 **1.3. Intérêt de la clientèle industrielle**

5 L'interruption des grands clients industriels du Québec fait partie des moyens de
6 gestion de la demande d'Hydro-Québec depuis plusieurs années. Les grands
7 clients industriels ont toujours démontré de l'intérêt pour ce type d'option. À titre
8 d'exemple, notons que dans le cadre du programme de puissance interruptible
9 II⁹, la quantité de puissance interruptible soumise par les clients (740 MW¹⁰)
10 excédait le potentiel identifié préalablement par Hydro-Québec (400-500 MW¹¹).

11 Dans le cadre de l'approbation du Plan, ces grands clients industriels ont réitéré
12 leur intérêt à offrir de la puissance interruptible :

13 L'AQCIE et l'AIFQ soumettent à la Régie que leurs membres sont effectivement en
14 mesure et disposés à fournir une quantité appréciable de puissance et d'énergie
15 interruptibles pour des besoins de court ou moyen terme¹².

16 L'option d'électricité interruptible proposée résulte d'un processus de consultation
17 auprès de la clientèle, représentée par l'Association québécoise des
18 consommateurs industriels d'électricité (AQCIE), le Conseil de l'industrie
19 forestière du Québec (CIFQ) et l'Association minière du Québec (AMQ). Cette
20 consultation s'est échelonnée sur plusieurs mois au cours desquels les parties
21 ont collaboré au développement des principales modalités d'application décrites
22 dans la section du règlement tarifaire proposée (HQD-2, document 1).

⁹ R-3455-2000.

¹⁰ R-3455-2000, HQD-1, document 4.

¹¹ R-3455-2000, HQD-1, document 1, page 15.

¹² R-3470-2001, Mémoire de l'AQCIE et de l'AIFQ sur la phase 2 du dossier, p. 3.

1 Comme condition de leur participation à l'option proposée, les clients industriels
2 exigent pour l'énergie interrompue un prix plancher de 30 ¢/kWh, pour la période
3 du 1^{er} décembre 2003 au 30 novembre 2004.

4 **Potentiel d'adhésion des clients industriels**

5 Le potentiel d'adhésion à l'option est établi à partir des quantités de puissance
6 interruptible effectives des programmes I et II pour l'hiver 2000-2001, soit la
7 dernière année où les deux programmes étaient en vigueur en même temps. Ce
8 potentiel est établi sur l'hypothèse que les clients qui adhéreront à l'option
9 proposée seraient sensiblement les mêmes participants que ceux des
10 programmes de puissance interruptible I et II, pour des quantités similaires.

11 Le potentiel théorique pour la période du 1^{er} décembre 2003 au 30 novembre
12 2004 est estimé à 1 161 MW¹³.

Puissance interruptible I et II 2000 – 2001	
	MW interruptibles effectifs
Puissance interruptible I	
Option 3 (long terme)	420
Puissance interruptible II	
Soumissions 2000-2001	
Option A	711
Option B	30
Total	1161

13

¹³ Clients du tarif L qui n'offrent pas de puissance interruptible dans le cadre d'un contrat spécial.

1 Ce potentiel théorique est plus conservateur que celui que les clients industriels
2 eux-mêmes ont présenté dans le cadre de l’approbation du Plan :

3 [...] selon les évaluations préliminaires effectuées par l’AQCIE et l’AIFQ, on peut estimer
4 à environ 1 500 MW l’offre de puissance interruptible que les clients industriels pourraient
5 consentir, exclusion faite des quantités disponibles en vertu des contrats à partage de
6 risques¹⁴.

7 **1.4. Problématique de transport**

8 En raison des paramètres relatifs, d’une part, à la conception et à l’exploitation
9 du réseau de transport et, d’autre part, à la gestion et à l’exploitation du parc de
10 production, les interruptions de consommation électrique d’installations situées
11 près des centres de charge — *grosso modo*, la vallée du Saint-Laurent entre la
12 frontière ontarienne et la région de Québec — sont, de façon générale, plus
13 utiles que celles provenant d’installations situées près des centres de production
14 — *grosso modo*, le Saguenay, la Côte-Nord et l’Abitibi. Ainsi, il est possible que
15 les clients participants éloignés des centres de charge soient moins souvent
16 appelés à s’interrompre.

17 En outre, des événements ponctuels peuvent affecter la capacité de transit sur le
18 réseau de transport et, partant, rendre inutile l’interruption de certains clients, à
19 certains moments. Ces clients ne seront donc pas appelés à s’interrompre, le cas
20 échéant.

21 **2. OPTION D’ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE**

22 L’option d’électricité interruptible proposée permettrait au Distributeur
23 d’interrompre les clients participants en fonction de ses besoins et de compenser
24 ces clients selon les modalités suivantes.

¹⁴ R-3470-2001, Mémoire de l’AQCIE et de l’AIFQ sur la phase 2 du dossier, p. 3.

1 **2.1. Description de l'option¹⁵**

2 Hydro-Québec Distribution propose, à compter du 1^{er} décembre 2003, une option
3 d'électricité interruptible à ses clients de grande puissance. Pour y participer, les
4 clients doivent s'engager à rendre disponible leur puissance interruptible pour la
5 totalité de l'année de référence. En contrepartie, les clients reçoivent un crédit
6 minimal lorsque le Distributeur fait appel à l'option. Ce crédit minimal correspond
7 au prix plancher qu'ils exigent et s'élève, pour l'année de référence allant du 1^{er}
8 décembre 2003 au 30 novembre 2004, à 30 ¢/kWh. Compte tenu du niveau du
9 prix plancher exigé, Hydro-Québec n'utilisera cette option qu'en dernier recours ;
10 donc très peu souvent.

11 Pour chacune des périodes d'interruption visées, le Distributeur classera de
12 manière aléatoire l'ensemble des puissances interruptibles des clients et les
13 puissances interruptibles considérées captives seront exclues du classement. Le
14 Distributeur sélectionnera alors les puissances interruptibles qui ne sont pas
15 captives jusqu'à concurrence de ses besoins. Une priorité sera toutefois
16 accordée aux clients non retenus lors des précédentes interruptions. Les clients
17 retenus seront avisés au minimum trois heures avant le début de l'interruption en
18 leur précisant l'heure de début et de fin de la période d'interruption. Les clients
19 retenus doivent alors s'interrompre au moment prévu. Le Distributeur ne peut
20 annuler l'interruption.

21 Les interruptions se feront selon les modalités suivantes :

- 22 • Délai du préavis d'interruption : 3 heures
- 23 • Durée d'une interruption : 3 à 5 heures
- 24 • Nombre maximal d'interruptions par jour : 2
- 25 • Intervalle minimal entre 2 interruptions : 4 heures

¹⁵ Le libellé de la section proposée du règlement tarifaire pour l'option d'électricité interruptible est présenté à la pièce HQD-2, document 1.

- 1 • Nombre maximal d'interruptions par année de référence : 20
- 2 • Durée maximale des interruptions par année de référence : 100 heures
- 3 Contrairement aux programmes de puissance interruptible I¹⁶ et II¹⁷, l'option
- 4 d'électricité interruptible ne comporterait qu'un crédit variable basé sur le prix du
- 5 marché de New York. Plus précisément, le prix offert aux clients participants
- 6 correspondrait au prix du marché de New York («Day-Ahead Market Price»¹⁸
- 7 (DAM) de la zone HQ du New York Independent System Operator (NYISO), plus
- 8 les frais de transport et des services complémentaires applicables¹⁹), converti en
- 9 dollars canadiens²⁰. Du prix ainsi établi, on soustrairait le prix de l'énergie du tarif
- 10 L (actuellement de 2,42 ¢/kWh), pour compenser la perte de revenu résultant de
- 11 la diminution de la consommation, de façon à assurer la neutralité financière de
- 12 l'opération pour le Distributeur. Le prix payé pour l'énergie interrompue ne
- 13 pourrait toutefois pas être inférieur au prix plancher exigé par les clients
- 14 industriels, lequel est établi à 30 ¢/kWh pour l'année de référence 2003-2004.
- 15 Pour le Distributeur, le prix du DAM offre l'avantage de connaître, à 11h30, les
- 16 prix de l'électricité de marché du NYISO pour chacune des 24 heures du

¹⁶ Le programme de puissance interruptible I offrait des rabais fixes annuels variant de 27,65 \$/kW à 39,23 \$/kW selon l'option choisie et des rabais variables de 6,94 ¢/kWh jusqu'aux 80 premières heures d'interruption et de 34,50 ¢/kWh pour les heures suivantes (R-3455-2000, HQD-1, Document 1, page 5 de 23).

¹⁷ Le programme de puissance interruptible II offrait des rabais fixe de 15 \$/kW et variable de 8,5 ¢/kWh à l'option A alors qu'ils s'élevaient à 8 \$/kW et 5,5 ¢/kWh à l'option B (R-3455-2000, HQD-1, Document 1, page 11 de 23).

¹⁸ Le DAM est composé du coût marginal de l'énergie, d'un coût marginal de pertes et d'un coût marginal de congestion. Ce prix de marché est affiché sur le site de NYISO (<http://www.nyiso.com>).

¹⁹ Les frais de transport applicables sont le coût du transport applicable au transit d'exportation sur l'interconnexion NYPA-HQ, auquel s'ajoute un ajustement (NTAC) relatif à la New York Power Authority. Les frais des services complémentaires applicables sont : le coût du service de gestion du réseau, le coût du réglage de la tension et le coût de la réserve. Ces frais sont affichés sur le site de NYISO (<http://www.nyiso.com>).

²⁰ La conversion en dollars canadiens se fait en utilisant la valeur à 12h00 d'un dollar américain exprimée en dollars canadiens, telle que publiée par la Banque du Canada (<http://www.banqueducanada.ca/fr/exchange-f.htm>).

1 lendemain. Le prix du DAM est en outre beaucoup moins volatil que le prix de
2 l'électricité en temps réel (prix « *spot* »).

3 **2.2. Autres modalités tarifaires**

- 4 • *Domaine d'application* : L'option d'électricité interruptible est offerte aux
5 clients admissibles au tarif L, à l'exclusion des clients offrant au même point
6 de livraison de la puissance interruptible dans le cadre d'un contrat spécial²¹.
- 7 • *Engagement* : Le Distributeur limite l'accès à cette option aux clients qui
8 s'engagent à offrir, pour l'année de référence, le plus élevé de 3 MW de
9 puissance interruptible ou 20 % de la puissance souscrite maximale des 12
10 dernières périodes de consommation prenant fin au terme de la période de
11 consommation qui précède la date d'adhésion. Cette disposition vise (1) à
12 limiter l'accès à l'option aux clients qui offrent une part significative de leur
13 charge et (2) à en faciliter la coordination. L'offre ne doit en aucun cas être
14 supérieure à cette puissance souscrite maximale.
- 15 • *Modification à la puissance interruptible* : Le client peut apporter une seule
16 modification à sa puissance interruptible au cours de l'année de référence.
17 La nouvelle puissance interruptible, qui s'applique à l'intérieur d'un délai de
18 30 jours, ne doit pas être inférieure au plus élevé de 3 MW ou 20 % de la
19 puissance souscrite maximale des 12 dernières périodes de consommation
20 prenant fin au terme de la période de consommation qui précède la date de
21 réception de la demande de modification. La nouvelle puissance interruptible
22 ne doit en aucun cas être supérieure à cette puissance souscrite maximale.
23 Aucune modification rétroactive n'est autorisée.
- 24 • *Calcul des crédits* : Le crédit offert aux clients à chaque heure d'interruption
25 correspond au produit du prix offert pour l'heure visée et de la puissance
26 interruptible effective, c'est-à-dire la puissance que le client interrompt en

1 moyenne lorsque le Distributeur fait appel à l'option pour combler ses
2 besoins. La puissance interruptible effective correspond au produit de la
3 puissance interruptible et du coefficient de contribution de la période de
4 consommation qui est établi comme suit :

$$5 \quad C = [(P_{\max} - P_{\text{base}}) * F_{Uhu}] / I$$

6 où

7 - P_{\max} est la puissance maximale durant les heures utiles;

8 - P_{base} est la puissance maximale que le client ne doit pas dépasser lors
9 d'une interruption;

10 - F_{Uhu} est le facteur d'utilisation durant les heures utiles;

11 - I est la puissance interruptible du client.

12 La somme des crédits offerts pour chacune des heures d'interruption d'une
13 période de consommation est appliquée sur la facture de la période visée.

14 • *Pénalité pour défaut de s'interrompre* : Le client est tenu de limiter ses appels
15 de puissance réelle à un niveau inférieur à 105 % de sa puissance de base
16 applicable. Pour tout dépassement de cette limite, le client paie une pénalité
17 égale à deux (2) fois le prix offert par le Distributeur durant l'heure
18 d'interruption visée, en sus du prix de l'énergie du tarif L. Le Distributeur se
19 réserve le droit de résilier l'engagement du client qui est en défaut
20 d'interrompre à au moins trois (3) reprises. Un exemple d'application du
21 calcul des crédits et des pénalités pour défaut de s'interrompre est présenté
22 à l'annexe 1 du présent document.

23 • *Période de reprise* : Sous réserve de l'acceptation du Distributeur, les clients
24 ont droit à des périodes de reprise. Ces périodes de reprise pourraient
25 survenir durant les fins de semaine suivant l'interruption ou les soirs et fins

²¹ Contrats spéciaux conclus en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*, L.R.Q., c. H-5.

1 de semaines pendant une des quatre périodes de consommation débutant
2 en avril, mai, septembre ou octobre. Les client doivent au préalable
3 communiquer avec le Distributeur pour lui indiquer la période de reprise
4 désirée et lui préciser la consommation horaire prévue. La consommation en
5 période de reprise est celle qui excède la plus élevée de (1) la puissance
6 maximale appelée enregistrée en dehors des périodes de reprise ou (2) la
7 puissance souscrite. Cette consommation est facturée au prix horaire de
8 l'énergie du tarif LR, tel que déterminé à l'article 192 du règlement tarifaire n°
9 663.

10 **2.3. Balisage**

11 Le balisage présenté lors de la demande R-3455-2000 permet d'observer une
12 tendance en Amérique du Nord selon laquelle les modalités et les prix des
13 programmes de puissance ou d'énergie interruptible sont révisés pour se fonder
14 sur les conditions de marché²². Ainsi, les crédits variables sont établis en
15 proportion d'un indicateur de marché.

16 Un balisage des options d'interruption a permis de constater que bon nombre de
17 distributeurs américains soustraient le prix de l'énergie du tarif régulier du prix du
18 marché, ce qui élimine les pertes de revenus associées à l'interruption du client
19 participant à ce type d'option.

20 En conclusion, l'option d'électricité interruptible proposée par le Distributeur
21 reflète les tendances enregistrées ailleurs en Amérique du Nord.

22 L'essentiel de l'information provenant du balisage des différentes options
23 d'interruption est présenté à l'annexe 2 du présent document.

²² R-3455-2000, HQD-1, document 1, pages 14 et 19 à 23.

1 **3. IMPACTS**

2 **3.1. Impacts sur les participants**

3 Puisqu'il n'y a aucune compensation fixe associée à la participation à l'option
 4 d'électricité interruptible et qu'il est difficile de prévoir la valeur marchande de
 5 l'électricité lors des interruptions, il est également difficile de chiffrer les sommes
 6 que les clients participants pourraient recevoir en vertu de l'option.

7 Le tableau suivant présente les prix de l'électricité en vigueur (DAM dans NYISO,
 8 plus frais de transport et de services complémentaires) lors de certaines pointes
 9 du réseau québécois pour l'hiver 2002-2003. On constate que les prix qui
 10 auraient été offerts sont inférieurs au prix plancher de 30 ¢/kWh (soit
 11 300 \$/MWh) exigé par les clients industriels. Ainsi, sur cette seule base, le
 12 Distributeur n'aurait aucunement eu recours à l'électricité interruptible.

13

	(1) FOURNITURE (moy. pour 4 h.) \$US/MWh	(2) TRANSPORT \$US/MWh	(3) SERVICES COMPL. ¹ \$US/MWh	(1)+(2)+(3) TOTAL \$US/MWh	(4) TOTAL \$CA/MWh ²	(5) PRIX ÉNERGIE DU TARIF L \$CA/MWh	(5)-(4) PRIX OFFERT \$CA/MWh
9 déc. 2002 PM	77,80 \$	2,55 \$	1,43 \$	81,78 \$	127,70 \$	24,20 \$	103,50 \$
15 janv. 2003 AM	71,60 \$	2,61 \$	1,54 \$	75,75 \$	116,29 \$	24,20 \$	92,09 \$
21 janv. 2003 PM	100,33 \$	2,61 \$	1,54 \$	104,48 \$	160,16 \$	24,20 \$	135,96 \$
22 janv. 2003 AM	77,80 \$	2,61 \$	1,54 \$	81,95 \$	125,55 \$	24,20 \$	101,35 \$
22 janv. 2003 PM	99,91 \$	2,61 \$	1,54 \$	104,06 \$	159,42 \$	24,20 \$	135,22 \$
23 janv. 2003 AM	75,31 \$	2,61 \$	1,54 \$	79,46 \$	121,07 \$	24,20 \$	96,87 \$
24 janv. 2003 AM	72,61 \$	2,61 \$	1,54 \$	76,76 \$	116,83 \$	24,20 \$	92,63 \$
27 janv. 2003 PM	110,96 \$	2,61 \$	1,54 \$	115,11 \$	175,52 \$	24,20 \$	151,32 \$
28 janv. 2003 AM	84,97 \$	2,61 \$	1,54 \$	89,12 \$	136,88 \$	24,20 \$	112,68 \$
11 févr. 2003 PM	82,38 \$	2,55 \$	1,43 \$	86,36 \$	132,14 \$	24,20 \$	107,94 \$
12 févr. 2003 AM	74,60 \$	2,55 \$	1,43 \$	78,58 \$	120,13 \$	24,20 \$	95,93 \$
13 févr. 2003 PM	90,44 \$	2,55 \$	1,43 \$	94,41 \$	143,46 \$	24,20 \$	119,26 \$
14 févr. 2003 AM	96,95 \$	2,55 \$	1,43 \$	100,93 \$	153,29 \$	24,20 \$	129,09 \$
15 févr. 2003 PM	94,65 \$	2,55 \$	1,43 \$	98,62 \$	149,79 \$	24,20 \$	125,59 \$
16 févr. 2003 PM	77,71 \$	2,55 \$	1,43 \$	81,69 \$	124,07 \$	24,20 \$	99,87 \$
17 févr. 2003 AM	64,83 \$	2,55 \$	1,43 \$	68,80 \$	104,65 \$	24,20 \$	80,45 \$
26 févr. 2003 AM	113,26 \$	2,55 \$	1,43 \$	117,24 \$	175,09 \$	24,20 \$	150,89 \$
MOYENNE	86,24 \$	2,58 \$	1,48 \$	90,30 \$	137,77 \$	24,20 \$	113,57 \$

¹ Services complémentaires applicables : Gestion du réseau, réglage de tension et réserve.

² Selon les taux de change publiés à 12h00 par la Banque du Canada

14

15

16 Par ailleurs, comme les principaux intéressés seraient ceux ayant déjà participé
 17 à l'un ou à l'autre des précédents programmes de puissance interruptible, la

1 participation à l'option d'électricité interruptible n'occasionnera aucun coût
2 supplémentaire pour les clients participants, en termes d'équipement additionnel.

3 **3.2. Impacts sur le Distributeur**

4 Pour le Distributeur, l'électricité interruptible constituerait un outil flexible pour la
5 gestion de l'équilibre offre/demande de la charge locale, en complément des
6 achats de court terme et de l'éventuelle entente cadre avec Hydro-Québec
7 Production.

8 En outre, le Distributeur ne subirait aucune perte de revenus en puissance ou en
9 énergie, par suite des interruptions qu'il demande. En effet, d'une part, le client
10 participant continuerait à assumer le coût de la puissance, établi à partir de sa
11 puissance maximale appelée du mois ou de sa puissance souscrite applicable ;
12 d'autre part, le prix de l'énergie du tarif L serait systématiquement déduit du prix
13 du marché pour établir le prix offert pour l'interruption²³.

14 **3.3. Coûts de l'option pour les entités réglementées d'Hydro-Québec**

15 Les coûts associés à l'option d'électricité interruptible se décomposent comme
16 suit :

17 La promotion, le développement et la gestion de l'option s'intègrent dans la
18 gestion courante des comptes clients par les délégués com-
19 merciaux de la direction principale — Ventes – Grandes entreprises, d'Hydro-
20 Québec Distribution. Étant donné le nombre limité de clients potentiels, les coûts
21 de commercialisation de l'option sont pratiquement nuls. Ces coûts sont de toute
22 façon assumés par les clients grandes entreprises.

23 Vu que l'option est développée par le Distributeur pour répondre à ses besoins
24 de gestion de l'offre et de la demande, les coûts éventuels devraient être
25 assumés par l'ensemble de la clientèle québécoise.

²³ Dans le cas du prix plancher de 30 ¢/kWh, cette soustraction est implicite.

- 1 Enfin, l'option n'entraînerait aucun coût additionnel pour le Transporteur puisque
- 2 la mise en œuvre de l'option d'électricité interruptible s'inscrirait dans le cadre de
- 3 ses activités courantes d'exploitation du réseau et de contrôle des mouvements
- 4 d'énergie.