

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3492-2002
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
Date: 12 décembre 2003
Pièces n°: FCEI/UMQ - 3

**DEMANDE D'APPROBATION
POUR L'ABROGATION DU TARIF BI-ÉNERGIE BT**

TABLE DES MATIÈRES

1. MISE EN SITUATION ET PROBLÉMATIQUE	1
1.1 CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE	1
1.2 LE TARIF BT	2
1.2.1 <i>Historique du programme de bi-énergie commerciale, industrielle et institutionnelle et du tarif BT</i>	2
1.2.2 <i>Structure du tarif BT</i>	6
1.2.3 <i>Description de la clientèle au tarif BT</i>	6
1.3 DIAGNOSTIC.....	9
1.3.1 <i>Prévision des ventes</i>	9
1.3.2 <i>Rentabilité du tarif BT</i>	11
1.3.3 <i>Impact du maintien du tarif BT</i>	14
2. ABROGATION DU TARIF BT, MESURES TRANSITOIRES ET SOUTIEN COMMERCIAL.....	15
2.1 ABROGATION DU TARIF BT ET MESURES TRANSITOIRES	15
2.2 SOUTIEN COMMERCIAL À LA CLIENTÈLE.....	16
3. IMPACTS FINANCIERS POUR LE DISTRIBUTEUR	19
3.1 IMPACT DE LA PROPOSITION SUR LES VENTES.....	19
3.2 REVENUS DU DISTRIBUTEUR	20
3.3 COÛTS DU DISTRIBUTEUR	21
3.3.1 <i>Coûts d'approvisionnement</i>	21
3.3.2 <i>Coûts de transport</i>	22
3.3.3 <i>Coûts de distribution</i>	23
3.4 IMPACT FINANCIER GLOBAL	24
3.5 ANALYSE DE SENSIBILITÉ.....	25
4. CONCLUSION.....	27

1. MISE EN SITUATION ET PROBLÉMATIQUE

1.1 Contexte réglementaire

1 Dans le cadre de la présente demande concernant l'abrogation du tarif BT, la
2 Régie de l'énergie (la « Régie ») examine Hydro-Québec dans ses activités de
3 distribution (le « Distributeur ») et non dans un contexte d'entreprise intégrée.
4 En effet, depuis l'adoption du projet de Loi 116 en juin 2000, la production de
5 l'électricité n'est plus soumise à la juridiction de la Régie et la *Loi sur la Régie*
6 *de l'énergie*¹ (la « Loi ») telle que modifiée par la *Loi modifiant la Loi sur la*
7 *Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives*² prévoit des dispositions
8 particulières et distinctes pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution
9 et de transport.

10 Les dispositions de l'article 52.1 de la Loi, stipulent que *« dans tout tarif qu'elle*
11 *fixe ou modifie, applicable à un consommateur ou à une catégorie de*
12 *consommateurs, la Régie tient compte des coûts de fourniture d'électricité et*
13 *des frais découlant du tarif de transport supportés par le distributeur d'électricité,*
14 *des revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distributeur... »*. Par
15 ailleurs, le deuxième alinéa de l'article 52.1 note que *« La Régie peut également*
16 *utiliser toute autre méthode qu'elle estime appropriée lorsqu'elle fixe ou modifie*
17 *un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours. »*.

18 La Loi définit comme un tarif de gestion de la consommation un tarif applicable,
19 par le distributeur d'électricité, à un consommateur qui le demande, pour lequel
20 le coût de la fourniture est établi en fonction du prix du marché ou dont le
21 service peut être interrompu par ce distributeur. Le tarif bi-énergie BT, tel que
22 présenté dans les articles 247 à 270 du *Règlement n^o 663 établissant les tarifs*
23 *d'électricité et les conditions de leur application* (le « Règlement tarifaire »), est
24 un tarif de gestion de la consommation puisque c'est un tarif en vertu duquel le

¹ L.R.Q., c. R-6.01

² L.Q., 2000, c. 22

1 Distributeur peut suspendre l'approvisionnement en électricité de la clientèle
2 participante en période de pénurie énergétique.

3 Les ventes au tarif BT sont exclues du volume de consommation patrimoniale³.
4 En effet, la disposition 52.2 de la Loi stipule que « *le volume de consommation*
5 *patrimoniale annuelle (...) exclut les volumes découlant d'un tarif de gestion de*
6 *la consommation ou d'énergie de secours, ceux alloués aux réseaux autonomes*
7 *et les volumes approvisionnés à partir de blocs d'énergie déterminés par*
8 *règlement du gouvernement* ». En raison du caractère non patrimonial de ce
9 tarif, le Distributeur devrait procéder par appels d'offres pour approvisionner la
10 clientèle au tarif BT et obtenir un coût de la fourniture se situant au prix du
11 marché.

12 Outre le fait que les ventes au tarif BT puissent être suspendues en période de
13 pénurie, le tarif suppose également que la charge de l'abonné s'effacera en
14 période de pointe grâce à un mécanisme de permutation de sources d'énergie.
15 L'effacement en période de pointe et en période de pénurie est possible parce
16 que l'abonné au tarif BT doit disposer d'un système bi-énergie, c'est-à-dire un
17 système servant au chauffage de l'eau, de locaux ou à tout autre procédé de
18 chauffe qui utilise à la fois l'électricité et un combustible comme sources
19 d'énergie.

1.2 Le tarif BT

1.2.1 Historique du programme de bi-énergie commerciale, industrielle et institutionnelle et du tarif BT

20 À l'origine, le programme de bi-énergie commerciale, industrielle et
21 institutionnelle (CII) a été une réponse à des circonstances très particulières

³ Contrairement aux ventes au tarif BT, les ventes au tarif DT (bi-énergie résidentielle) font partie du volume de consommation patrimoniale. La présente demande ne modifie en rien les conditions actuelles du tarif DT.

1 liées à la mise en service de nouvelles centrales hydroélectriques (Phase I du
2 complexe La Grande) et à une récession économique.

3 Dans le but d'écouler ses surplus, Hydro-Québec lance, le 1^{er} décembre 1983,
4 le programme de bi-énergie auprès de ses clients CII utilisant un système de
5 chauffage autre qu'électrique et possédant déjà un abonnement à l'un des tarifs
6 généraux⁴. Le programme consistait, d'une part, à équiper de chaudières ou
7 fournaies électriques la clientèle d'affaires utilisant un combustible et, d'autre
8 part, à garantir à cette clientèle un prix de l'électricité inférieur à celui de ce
9 combustible, puisque le coût marginal d'alors de la fourniture pour Hydro-
10 Québec était pratiquement nul.

11 L'objectif étant d'écouler de l'électricité en période hors pointe, le client bi-
12 énergie devait utiliser l'énergie d'appoint lors des périodes de pointe afin d'éviter
13 au Distributeur des coûts de transport et de distribution. Un mécanisme de
14 permutation de sources d'énergie relié à une sonde de température extérieure
15 était installé chez les abonnés.

16 En 1989, près de 9 000 systèmes bi-énergie avaient été installés dans le cadre
17 de ce programme. À la fin de cette même année, suite à une période de faible
18 hydraulité, Hydro-Québec rachète une année de consommation aux contrats
19 bi-énergie en vigueur. En 1990, pour tenir compte de la fin des surplus, le tarif
20 BG est introduit avec des prix dorénavant fixés au règlement tarifaire plutôt
21 qu'indexés à ceux des combustibles. En 1992, une clause de rappel est
22 introduite au Règlement tarifaire pour se préparer à une éventuelle situation de
23 pénurie (faible hydraulité).

24 En 1993, la bi-énergie est soumise à une vive concurrence de la part des
25 combustibles, ce qui suscite une désaffection croissante de la clientèle. Deux
26 orientations sont alors prises concernant le contrôle des charges et la
27 tarification. Dans un premier temps, Hydro-Québec propose de remplacer le

⁴ Il s'agit principalement des tarifs M et G, tels que définis dans le Règlement tarifaire aux sections III et IV.

1 mécanisme de permutation de sources énergétiques par une télécommande
2 pour assurer plus efficacement l'effacement en pointe tout en permettant des
3 ventes additionnelles. La télécommande permettait de restreindre la durée des
4 interruptions électriques (transfert au combustible) aux seules heures utiles au
5 niveau de la production, parfois moins de cent heures au lieu des 500 heures
6 moyennes avec la sonde originale. Elle facilitait l'introduction d'une tarification
7 différenciée pointe/hors-pointe, laissant ainsi au client le choix de consommer
8 de l'électricité en période de pointe, mais à un prix relativement élevé. Le tarif
9 BT a donc pu être introduit, avec la structure qu'on lui connaît encore
10 aujourd'hui.

11 La technologie retenue rendait accessibles plusieurs options appréciées des
12 clients. L'automatisme de ces unités offrait, entre autres, la surveillance des
13 modes du système bi-énergie du client avec la possibilité d'auto-relève en cas
14 de défectuosité. Un module d'affichage auquel était relié un bornier informait les
15 clients qui le souhaitaient du mode de fonctionnement sélectionné et anticipé
16 dans le cas de programmes enregistrés.

17 Puis, le 1^{er} octobre 1993, Hydro-Québec offre un rabais de 10 % sur le prix de
18 l'énergie hors pointe du tarif BT, afin de mieux refléter son coût d'opportunité et
19 de maintenir les ventes face à la concurrence. En 1994, ce rabais passe à 25 %.
20 Le faible coût d'opportunité le justifiant, le rabais de 25 % est reconduit en 1995
21 pour deux ans afin d'offrir une stabilité de prix aux abonnés du tarif BT dans un
22 contexte de forte concurrence.

23 En 1996, la conjugaison de trois facteurs déterminants amènera Hydro-Québec
24 à modifier de nouveau sa stratégie à l'égard du tarif BT. Tout d'abord, les
25 conditions d'approvisionnement changent radicalement, ce qui a pour
26 conséquence d'augmenter substantiellement le coût d'opportunité d'Hydro-
27 Québec. Ensuite, malgré les efforts d'Hydro-Québec pour contrer la
28 concurrence, l'effritement du parc bi-énergie se poursuit. Enfin, des difficultés
29 techniques importantes sont rencontrées au cours de l'implantation de la

1 télécommande et entraînent des surcoûts. Les problèmes techniques principaux
2 concernaient la réception des signaux chez les clients (pannes du satellite de
3 télécommunication et couverture incomplète du territoire) et le traitement
4 informatique des données. Un moratoire est alors décrété pour l'adhésion de
5 nouveaux clients au tarif bi-énergie. À partir de 1998, Hydro-Québec procède au
6 retrait complet de tous les équipements de contrôle dans l'intention éventuelle
7 d'abolir le tarif BT.

8 En 1999, avec la hausse du prix des combustibles, une reprise de la
9 consommation d'électricité est enregistrée chez les abonnés restants. En effet,
10 des clients avaient maintenu leur abonnement au tarif BT⁵ dans la perspective
11 d'une nouvelle flambée des prix des combustibles. Ainsi, comme l'indique le
12 tableau suivant, les ventes au tarif BT augmentent dans le temps malgré une
13 baisse du nombre d'abonnements.

TABLEAU 1.**Abonnements et ventes bi-énergie CII**

Années	1989	1998	2000	Prévisions 2001
Abonnements	9 413	5 654	4 982	4 671 ⁶
Ventes au tarif BT (GWh)	4 304	1 213	1 471	1 600

14 Depuis juin 2000, les obligations du Producteur sont limitées au volume de
15 consommation patrimoniale et la responsabilité d'assurer l'approvisionnement
16 de la clientèle est transférée au Distributeur qui, le cas échéant, procède par
17 appels d'offres. Dans ce contexte, un tarif favorisant les ventes de surplus
18 d'électricité ne peut être justifié comme c'était le cas en 1983 ou encore, plus
19 récemment entre 1993 et 1996, pour favoriser la position concurrentielle de
20 l'électricité pour les usages de chauffage dans le marché CII.

⁵ L'abonnement peut être maintenu en continuant de payer la redevance mensuelle.

⁶ Abonnés en date du 31 août 2001.

1.2.2 Structure du tarif BT

1 La section XIII du Règlement tarifaire concernant les modalités d'application et
2 la structure du tarif BT est présentée en HQD-2, document 1.

3 Le tarif BT est tout d'abord composé d'une redevance mensuelle fixe de 33,15 \$
4 et d'une redevance mensuelle variable de 6,18 ¢ par kilowatt de puissance
5 contractuelle, couvrant l'ensemble des coûts de la télécommande, du mesurage
6 et des pertes à vide des transformateurs.

7 Le tarif BT se compose également de trois prix qui s'appliquent à l'énergie
8 consommée en période hors pointe et en période de pointe. Ces prix, qui
9 voulaient refléter les coûts d'opportunité incluant les pertes de transport et de
10 distribution, sont les suivants :

- 11 • un prix de 3,32 ¢/kWh pour l'énergie consommée pendant les périodes hors
12 pointe;
- 13 • un prix de 7,41 ¢/kWh pour l'énergie consommée en période de pointe ou de
14 reprise pendant un nombre d'heures limité d'utilisation de la puissance
15 contractuelle par période de 365 jours, et
- 16 • un prix de 46,00 ¢/kWh pour le reste de l'énergie consommée en période de
17 pointe ou en période de reprise.

18 Les prix de pointe ne sont applicables que dans la mesure où la télécommande
19 est installée.

1.2.3 Description de la clientèle au tarif BT

20 Actuellement, la population du tarif BT regroupe 4 671 abonnés, dont près de
21 500 n'ont eu aucune consommation électrique pour le chauffage au cours de la
22 dernière année.

1 Le tableau 2 présente les principales caractéristiques de ventes des
2 abonnements au tarif BT par secteur d'activité, soit le domestique, l'agricole, le
3 commercial, l'institutionnel et l'industriel.

TABLEAU 2.

Description de la clientèle bi-énergie CII

Secteur d'activité	Abonnements		Consommation totale estimée pour 2001		Revenu annuel estimé pour 2001	
	Nombre	%	GWh	%	M\$	%
Domestique	230	5	32	2	1,3	2
Agricole	139	3	96	6	3,4	6
Commercial	1 529	33	304	19	10,7	19
Institutionnel	2 517	54	880	55	30,6	55
Industriel	256	5	288	18	10,1	18
TOTAL	4 671	100	1 600	100	56,1	100

4 *Clientèle domestique*

5 Dans cette catégorie, l'énergie consommée est principalement destinée au
6 chauffage de l'espace et de l'eau d'immeubles multilogements. On y retrouve
7 5 % de la clientèle bi-énergie avec une consommation prévue de 32 GWh ce qui
8 représenterait un peu plus de 2 % des revenus totaux du tarif BT. La grande
9 majorité de cette clientèle a une puissance contractuelle inférieure à 300 kW.

10 *Clientèle agricole*

11 La clientèle agricole représente 3 % de la clientèle bi-énergie pour une
12 consommation prévue de 96 GWh, ce qui générerait 6 % des revenus totaux de
13 la bi-énergie. Les serres (pour des processus de photosynthèse) comptent pour
14 près de la moitié des abonnés de ce secteur.

15

1 *Clientèle commerciale*

2 La clientèle commerciale est composée majoritairement d'édifices à bureaux, de
3 commerces et d'activités de loisir. Cette catégorie représente 33 % de
4 l'ensemble des clients au tarif BT. Elle affiche une consommation prévue de
5 304 GWh et 19 % des revenus totaux de la bi-énergie.

6 *Clientèle institutionnelle*

7 Au sein de la clientèle institutionnelle, on retrouve des commissions scolaires,
8 des lieux de culte, des édifices gouvernementaux (municipaux ou ministériels),
9 ainsi que des édifices appartenant au domaine de la santé. Le chauffage des
10 locaux et de l'eau représentent des utilisations typiques pour ces clients. Cette
11 catégorie regroupe plus de la moitié de la clientèle bi-énergie avec un taux de
12 représentation de 54 % de l'ensemble des clients et une consommation prévue
13 de 880 GWh ce qui correspondrait à 55 % des revenus totaux de la bi-énergie.

14 *Clientèle industrielle*

15 On compte parmi cette clientèle l'industrie forestière (dont une dizaine de
16 séchoirs à bois), l'industrie chimique, l'industrie de l'acier, l'industrie du pétrole
17 ainsi que des brasseries.

18 La consommation des clients industriels s'élève à 18 % de la consommation
19 prévue totale avec 288 GWh, ce qui est relativement élevé dans la mesure où
20 ces clients ne représentent que 5 % de l'ensemble de la clientèle. Cependant
21 cela peut s'expliquer par le fait que les procédés industriels, pour lesquels la bi-
22 énergie est utilisée, fonctionnent tout au long de l'année.

23 Enfin, certaines constatations méritent d'être soulignées du point de vue de la
24 taille des clients bi-énergie, exprimée en termes de puissance contractuelle⁷.

⁷ La puissance contractuelle est un indicateur de la puissance installée du système bi-énergie.

TABLEAU 3.
**Répartition des abonnements bi-énergie et de la consommation
par niveau de puissance contractuelle (en kW)**

	Moins de 100	100 à 300	300 à 1000	1000 et plus	Total
Abonnements	17 %	57 %	21 %	5 %	100 %
Consommation (kWh)	4 %	28 %	31 %	37 %	100 %

1 Prise globalement, la clientèle du tarif BT est constituée en grande majorité de
 2 clients à faible puissance contractuelle. En effet, 74 % de la clientèle a une
 3 puissance contractuelle de moins de 300 kW. La prédominance des
 4 abonnements de petite taille est due au poids des clients institutionnels et
 5 commerciaux. On constate aussi que 17 % de la clientèle au tarif BT souscrit à
 6 une puissance contractuelle inférieure ou égale à 100 kW. Cependant,
 7 l'essentiel de la consommation est souvent le fait de quelques gros clients, alors
 8 qu'un grand nombre de petits clients ont une faible consommation en énergie.
 9 En effet, on remarque que 26 % de la clientèle du tarif BT, soit les abonnés dont
 10 la puissance contractuelle est supérieure à 300 kW, consomme 68 % de
 11 l'énergie totale.

1.3 Diagnostic
1.3.1 Prévission des ventes

12 Selon un scénario moyen de prévission des prix des combustibles⁸, et sans
 13 aucune action de sa part, Hydro-Québec Distribution prévoit une augmentation
 14 de la consommation au tarif BT de 1 600 GWh en 2001 à 2 100 GWh en 2004.

⁸ Prévission révisée d'août 2001.

- 1 Durant cette même période les revenus passeraient de 56 M\$ en 2001 à 72 M\$
2 en 2004.

TABLEAU 4.**Prévisions des ventes au tarif BT
Hypothèse de maintien du tarif**

Année	2001	2002	2003	2004
Ventes (GWh)	1 600	1 800	2 000	2 100
Revenus (M\$)	56,1	62,5	69,2	72,5
Revenu unitaire ⁹ (¢/kWh)	3,51	3,47	3,46	3,45

3 La croissance des ventes s'explique essentiellement par la position
4 concurrentielle avantageuse du tarif BT par rapport aux autres combustibles,
5 une utilisation plus intensive de la puissance contractuelle par les abonnés
6 actuels ainsi que par l'échéance, au cours des prochaines années, des contrats
7 d'approvisionnement en gaz naturel dont le prix volatil demeure à un niveau
8 historiquement élevé tel que le démontre la figure suivante. En outre, la
9 prévision des prix des combustibles indique qu'ils demeureront élevés au cours
10 des prochaines années.

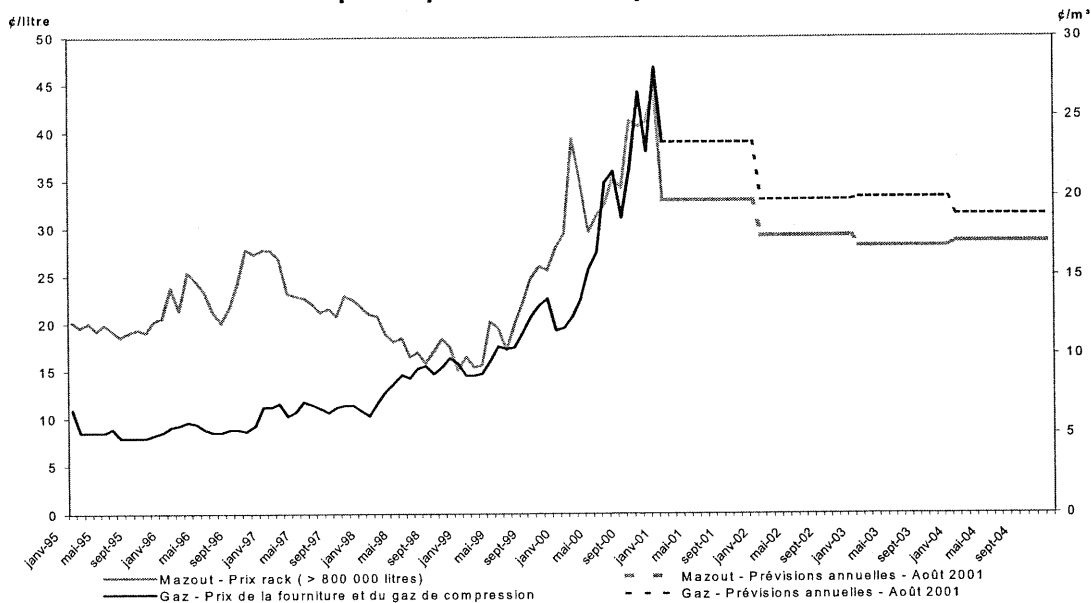
11

⁹ Ce qui inclut la redevance mensuelle fixe, la redevance mensuelle pour la puissance contractuelle et le prix de l'énergie.

1

Figure 1

Historique et prévision des prix des combustibles



1.3.2 Rentabilité du tarif BT

2 Puisque le tarif BT constitue un tarif de gestion de la consommation et que les
 3 ventes à ce tarif ne font pas partie du volume de consommation patrimoniale
 4 prévu par la Loi, le coût de la fourniture devrait être établi sur la base du prix du
 5 marché suite à un appel d'offres. Le prix de marché actuel est de l'ordre de
 6 6,00 ¢/kWh¹⁰. Cependant, pour donner à la clientèle le temps nécessaire pour
 7 prendre les bonnes décisions énergétiques, le Distributeur a obtenu d'Hydro-
 8 Québec Production un engagement selon lequel les ventes au tarif BT seront

¹⁰ À titre indicatif, le prix annoncé par le producteur au second semestre de 2001 pour les ventes aux tarifs LR et MR (options tarifaires expérimentales de tarification en temps réel, articles 92 –103 et 188-201 du Règlement tarifaire) est de 6,7 ¢/kWh. Dans la demande d'approbation pour la reconduction du programme commercial - Services à l'implantation des électrotechnologies (SIE) (R-3453-2000) et dans la demande d'approbation de modifications aux tarifs généraux de grande puissance : tarif H et tarif de dépannage LD (R-3466-2001), un coût évité de long terme de 5,5 ¢/kWh est utilisé.

1 alimentées jusqu'au 30 novembre 2003 au prix de l'énergie du tarif BT prévu à
2 l'article 267 du Règlement tarifaire, soit 3,32 ¢/kWh. Le Distributeur dispose
3 donc de 19 mois pour prendre les actions qui s'imposent et pour atténuer
4 l'impact de cette décision sur sa clientèle.

5 Compte tenu du revenu unitaire et du coût de la fourniture anticipés, le
6 Distributeur disposera, d'ici décembre 2003, d'une marge de manœuvre
7 financière de 0,14 à 0,19 ¢/kWh pour couvrir les coûts de transport et de
8 distribution associés au tarif BT. Si la situation se poursuit, le Distributeur
9 assumera, en 2004 et au-delà, un déficit substantiel de l'ordre de 2,55 ¢/kWh,
10 auquel on doit ajouter des coûts de transport et de distribution.

TABLEAU 5.

Composition du revenu unitaire (¢/kWh) au tarif BT
Hypothèse de maintien du tarif

Année	2001	2002	2003	2004
Revenu unitaire	3,51	3,47	3,46	3,45
Fourniture	3,32	3,32	3,32	6,00
Contribution aux coûts de transport et distribution ¹¹	0,19	0,15	0,14	(2,55)

11 Il n'est pas possible d'évaluer actuellement, et de façon précise, si la
12 contribution des ventes au tarif BT aux coûts de transport et de distribution est
13 adéquate. Cette difficulté provient du fait que la présente demande est soumise
14 à la Régie avant qu'elle n'ait été sollicitée pour étudier l'allocation des coûts de
15 la fourniture, de transport et de distribution entre les différentes catégories
16 tarifaires.

¹¹ À l'origine, cette contribution permettait essentiellement de couvrir le coût des pertes de transport et de distribution ainsi que les équipements de télécommande.

1 À titre indicatif et pour la présente cause, le Distributeur propose de comparer
2 cette contribution avec celle implicite aux tarifs payés par la majorité des clients
3 aux tarifs généraux, c'est-à-dire les tarifs G et M tels que décrits aux sections III
4 et IV du Règlement tarifaire.

5 En effet, puisque les ventes au tarif BT n'offrent plus aucune possibilité
6 d'effacement à la pointe, les caractéristiques de cette charge sont en tous points
7 comparables à celles d'une charge de chauffage tout à l'électricité d'un client
8 facturé à l'un des tarifs généraux. Conséquemment, les clients au tarif BT
9 devraient supporter une quote-part des coûts de transport et de distribution
10 comparable à celle d'une charge semblable aux tarifs généraux.

11 L'estimation de la contribution des tarifs généraux aux coûts de transport et de
12 distribution se fait en retranchant, du revenu unitaire associé à ces tarifs, le coût
13 de la fourniture. Pour les fins de cette analyse, il est proposé d'utiliser un revenu
14 unitaire de 6,50 ¢/kWh, qui tient compte de la diversité de la clientèle au tarif BT
15 et des moyens de gestion et d'optimisation dont dispose déjà cette clientèle
16 pour gérer sa facture d'électricité.

17 En utilisant une estimation du coût de la fourniture pour ce type de clientèle, soit
18 2,79 ¢/kWh¹², la contribution aux coûts du transport et de distribution des tarifs
19 généraux est estimée à 3,71 ¢/kWh. On doit conclure que la contribution
20 actuelle du tarif BT à la récupération des coûts de distribution et de transport est
21 nettement insuffisante.

22 Considérant le revenu unitaire au tarif BT de 3,51 ¢/kWh, le coût actuel de la
23 fourniture spécifique au tarif BT de 3,32 ¢/kWh ainsi que l'estimation de la
24 contribution des tarifs généraux aux coûts de transport et de distribution de
25 3,71 ¢/kWh, les ventes au tarif BT génèrent des pertes de l'ordre de 3,52 ¢/kWh

¹² Ce coût d'approvisionnement est une moyenne pondérée des coûts de fourniture par catégorie tarifaire pour les tarifs D (3,24 ¢/kWh), G (2,95 ¢/kWh) et M (2,72 ¢/kWh) tels qu'indiqués à l'annexe I de la Loi. La pondération tient compte d'une hypothèse de transfert des clients vers ces tarifs.

1 en 2001. Même si des hypothèses différentes étaient utilisées pour évaluer les
2 pertes encourues, le niveau effectif de ces pertes ne peut être qu'élevé.

3 De plus, si aucune action n'est prise d'ici le 1^{er} décembre 2003, les pertes
4 annuelles pourraient s'accroître considérablement à la fin de l'engagement
5 d'Hydro-Québec Production en tenant compte des approvisionnements hors du
6 volume de consommation patrimoniale que devrait réaliser le Distributeur. Ce
7 déficit serait alors assumé par l'ensemble de la clientèle.

1.3.3 Impact du maintien du tarif BT

8 Le Distributeur a envisagé la possibilité de maintenir le tarif BT et de rendre les
9 conditions conformes au Règlement tarifaire. Dès lors, il aurait fallu considérer
10 un prix reflétant :

- 11 • le prix du marché pour la fourniture,
- 12 • des coûts de transport et distribution adéquats, puisqu'un mécanisme
13 d'effacement des charges bi-énergie en période de pointe, appliqué au tarif
14 BT actuel, ne permet pas d'éliminer complètement les coûts de transport et
15 de distribution, et
- 16 • la récupération des coûts pour installer et exploiter les équipements requis
17 de mesurage et de transfert de charges.

18 Le Distributeur est d'avis qu'un tel tarif couvrant l'ensemble de ces coûts ne
19 serait pas concurrentiel avec les autres opportunités du client et éliminerait à
20 peu près toutes ventes à la bi-énergie. Cette conviction est renforcée par le fait
21 qu'une relance du tarif BT devrait passer par un rajeunissement des
22 équipements, ce que les clients ne trouveraient pas rentable de faire sans une
23 aide financière du Distributeur.

2. ABROGATION DU TARIF BT, MESURES TRANSITOIRES ET SOUTIEN COMMERCIAL

2.1 Abrogation du tarif BT et mesures transitoires

1 Compte tenu des pertes que génère le tarif BT, de l'impossibilité dans le
2 contexte actuel de rentabiliser ces ventes et de l'iniquité qui en découle pour
3 l'ensemble de la clientèle, Hydro-Québec Distribution propose à la Régie
4 d'abroger le tarif BT le 1^{er} décembre 2003 et d'approuver des mesures
5 transitoires afin de limiter le choc tarifaire pour les abonnés.

6 Ces mesures transitoires prévoient une augmentation de la facture au tarif BT
7 de 55 % par année pendant deux ans, ce qui permettrait de dépasser le revenu
8 unitaire associé à une charge de chauffage équivalente aux tarifs généraux¹³ et
9 de donner un signal clair de l'abrogation du tarif. Le revenu unitaire des ventes
10 réalisées sous le tarif BT progresserait de la façon suivante :

TABLEAU 6.

Revenu unitaire des ventes au tarif BT après majoration

1 ^{er} mai 2002 au 30 avril 2003	5,4 ¢/kWh
1 ^{er} mai 2003 au 30 novembre 2003	8,4 ¢/kWh

11 L'utilisation des tarifs de transition est une pratique usuelle pour le Distributeur.
12 Ils sont appliqués lorsque des abonnements ne sont plus admissibles à un tarif
13 particulier compte tenu de leurs caractéristiques de consommation ou encore
14 lorsqu'un tarif est abrogé. Ils visent à adoucir le choc tarifaire que subiraient les
15 abonnés lors de leur passage à un autre tarif. Dans le contexte du gel tarifaire
16 actuel, ces mesures transitoires n'auront aucun impact sur les autres catégories

¹³ Coût unitaire pour un abonnement au tarif M avec facteur d'utilisation de 35 %.

1 de clients. Un abonné pourra demeurer au tarif BT jusqu'au 30 novembre 2003
2 s'il est plus avantageux pour lui d'être facturé au tarif de transition.

3 Toutefois, peu de ventes à 8,4 ¢/kWh seront réalisées entre le 1^{er} mai et le
4 30 novembre 2003 étant donné que durant cette période, les ventes de
5 chauffage sont moins importantes qu'en hiver.

6 L'application d'un tarif de transition sur 19 mois se justifie par l'échéance, le
7 30 novembre 2003, d'un engagement sur le coût de la fourniture de la part
8 d'Hydro-Québec Production. Cet engagement qui fixe le coût de la fourniture
9 des ventes au tarif BT à 3,32 ¢/kWh, soit le prix de l'énergie défini dans le
10 Règlement tarifaire, atténue temporairement les pertes encourues par le
11 Distributeur, sans toutefois les éliminer.

12 Le Distributeur propose donc d'abroger les articles 247 à 270 du Règlement
13 tarifaire et de les remplacer par les articles 247 à 255 tels que reproduits en
14 HQD-2, document 2.

2.2 Soutien commercial à la clientèle

15 La proposition amènera les clients au tarif BT à faire des choix énergétiques en
16 tenant compte non seulement du prix des sources d'énergie, mais aussi des
17 investissements en cause.

18 En mettant à contribution l'expertise de sa force de ventes, le Distributeur
19 compte assister la clientèle dans ses décisions. Cette assistance se
20 concrétisera dans le respect des règlements en vigueur et sans aide financière.
21 Elle a pour but d'orienter les choix individuels vers l'utilisation la plus judicieuse
22 de l'électricité.

23 À cet égard, les clients auront à choisir une ou plusieurs sources d'énergie pour
24 leur système bi-énergie. Quel que soit le choix, l'électricité utilisée pour le
25 fonctionnement d'équipements auxiliaires, pompes et ventilateurs notamment,
26 sera dorénavant facturée au tarif général applicable.

1 Les clients auront également à choisir entre maintenir une entrée et un
2 mesurage distincts pour la charge électrique bi-énergie ou regrouper cette
3 charge, en tout ou en partie, sur une même entrée et un même mesurage que
4 les charges régulières.

5 Dans l'éventualité d'un mesurage distinct, les investissements du client seront
6 en général nuls ou peu importants. S'il y a lieu, le distributeur procédera sans
7 délai à l'installation de nouveaux appareils de mesurage.

8 Avec la tarification régulière, le regroupement des charges tend à abaisser le
9 prix moyen du kWh d'électricité, mais il nécessite des modifications au réseau
10 électrique du client. Selon les caractéristiques de chaque réseau et des charges
11 à regrouper, ces modifications sont plus ou moins onéreuses. Chaque
12 établissement est donc particulier sous ce rapport.

13 *Solution tout combustible*

14 Certains clients, notamment parmi ceux qui ont accès à des prix de
15 combustibles relativement bas, voudront désactiver chaudière ou fournaise
16 électrique. L'électricité pour les équipements auxiliaires sera mesurée
17 distinctement ou encore mesurée avec d'autres charges régulières et, dans tous
18 les cas, facturée au tarif général applicable. Le raccordement bi-énergie pourra
19 être démantelé sur demande, au frais du client.

20 *Solution tout électrique*

21 Pour de petites consommations, pour certains procédés ou parce que
22 l'équipement au combustible est en fin de vie utile, de nombreux clients opteront
23 pour un chauffage tout électrique. Le regroupement des charges sera alors
24 privilégié, si le coût des modifications à apporter au réseau électrique interne
25 n'est pas prohibitif.

26

1 *Solutions hybrides*

2 Enfin, des clients dont la puissance installée est relativement importante, seront
3 attirés par des solutions hybrides et voudront tirer parti de la flexibilité
4 d'exploitation des équipements électriques afin d'optimiser leur facture
5 énergétique.

6 Le Distributeur entend informer rapidement toute sa clientèle bi-énergie de la
7 présente demande et des implications de sa proposition. Il entend, par ailleurs,
8 apporter une assistance technique prioritaire aux clients avec procédés
9 industriels, aux clients multi-sites et à ceux qui s'apprêtent à investir
10 (remplacements d'équipements, expansions). Ils seront approchés
11 individuellement, tandis que l'ensemble de la clientèle aura, sur demande, accès
12 à l'expertise appropriée.

13 Compte tenu de la période de transition, le Distributeur sera en mesure de
14 conseiller, en temps opportun et avec diligence, tous les clients qui le
15 requièrent.

3. IMPACTS FINANCIERS POUR LE DISTRIBUTEUR

1 Les impacts financiers pour le Distributeur de l'abrogation du tarif BT sont
2 mesurés par le différentiel de revenus et de coûts entre la proposition et la
3 situation de statu quo. Les calculs s'appuient sur les paramètres de planification
4 du Distributeur du mois d'août 2001.

3.1 Impact de la proposition sur les ventes

5 La proposition prévoit, à l'horizon 2004, un transfert de 1 300 GWh vers les
6 combustibles alors que 800 GWh iront vers l'un des autres tarifs du Règlement
7 tarifaire¹⁴. Ce dernier transfert de clients se répartit comme suit :

- 8 • 100 GWh en usages captifs tels les moteurs, les ventilateurs et autres
9 charges auxiliaires raccordées à l'entrée électrique du tarif BT,
- 10 • 400 GWh en usages de chauffage tout électrique résultant entre autres de la
11 décision de plusieurs abonnés de ne pas investir dans le renouvellement de
12 leur équipement au combustible. L'âge moyen des équipements de
13 chauffage des abonnés bi-énergie est estimé à plus de 30 ans et la durée de
14 vie utile de ces équipements est de 40 ans, et
- 15 • 300 GWh en usages combinés avec les sources combustibles chez les
16 clients désirant optimiser leurs frais d'exploitation.

17 Cette prévision de ventes repose sur la projection du prix des combustibles
18 présentée à la section 1.3.

19

¹⁴ Les clients choisiront le tarif général approprié ou le tarif D pour les usages résidentiels et pour les exploitations agricoles.

1

TABLEAU 7.

Impact de la proposition - Prévision des ventes (GWh)

Année	2001	2002	2003	2004
Statu quo				
Tarif BT	1 600	1 800	2 000	2 100
Transition				
Tarif BT	1 600	1 025	300	0
Autres tarifs	0	200	550	800
Total	1 600	1 225	850	800
Impact net	0	(575)	(1150)	(1 300)

2 La diminution des ventes et le transfert d'une partie des charges vers d'autres
3 tarifs (comme les tarifs G et M) contribuent à réduire le déficit du Distributeur
4 comme il le sera démontré dans les sections suivantes.

3.2 Revenus du Distributeur

5 L'estimation de l'impact sur les revenus a été établie à partir d'un revenu unitaire
6 de l'ordre de 3,5 ¢/kWh pour les ventes au tarif BT dans la situation de statu
7 quo. Ce revenu unitaire est majoré cumulativement de 55 % par année en 2002
8 et 2003 dans le cas de la proposition. Enfin, un revenu unitaire de 6,50 ¢/kWh¹⁵
9 a été retenu pour les ventes aux autres tarifs. Pour les 3 prochaines années,
10 l'effet net sur les revenus sera négatif puisqu'on anticipe que la diminution du
11 volume de ventes sera plus importante que l'augmentation du revenu unitaire.

12

¹⁵ Tel que discuté à la section 1.3.2.

1

TABLEAU 8.

Impact de la proposition - Prévision des revenus (M\$)

Année	2002	2003	2004
Statu quo			
Tarif BT	62,5	69,2	72,5
Transition			
Tarif BT	45,9	20,8	0,0
Autres tarifs	13,0	35,8	52,0
Total	58,9	56,6	52,0
Impact	(3,6)	(12,6)	(20,5)
Moins taxes sur les revenus	(0,0)	(0,1)	(0,4)
Impact net	(3,6)	(12,5)	(20,1)

3.3 Coûts du Distributeur

3.3.1 Coûts d'approvisionnement

2 Pour les fins de cette analyse, le coût de la fourniture pour les ventes régulières
3 du Distributeur a été fixé à 2,79 ¢/kWh. En effet, conformément à la Loi, le
4 Distributeur doit payer ce coût moyen pour l'électricité patrimoniale acquise
5 d'Hydro-Québec Production.

6 Le coût de la fourniture de 2,79 ¢/kWh est présumé demeurer constant pour la
7 période étudiée soit 2001 à 2004, puisque le volume de 165 TWh de
8 consommation patrimoniale ne sera pas complètement utilisé sur cet horizon.

9 Pour ce qui est du tarif BT, Hydro-Québec Production maintient le coût

- 1 d'approvisionnement à 3,32 ¢/kWh, ce qui repousse l'application d'un coût de la
2 fourniture basé sur le prix du marché en 2004. Le prix de marché utilisé est alors
3 de 6,00 ¢/kWh¹⁶.

TABLEAU 9.
Impact de la proposition - Coûts de la fourniture (M\$)

Année	2002	2003	2004
Statu quo			
Tarif BT	59,8	66,4	126,0
Transition			
Tarif BT	34,0	10,0	0,0
Autres tarifs	5,6	15,3	22,3
Total	39,6	25,3	22,3
Impact net	(20,2)	(41,1)	(103,7)

- 4 Il en résulte donc une diminution significative de la facture d'approvisionnement
5 du Distributeur. Plus particulièrement, l'abrogation du tarif BT permet d'éviter de
6 payer le prix de marché en vigueur à partir du 1^{er} décembre 2003.

3.3.2 Coûts de transport

- 7 La facture de transport du Distributeur se calcule sur la base de la quote-part
8 des coûts de service du Transporteur associés aux prévisions des besoins de la
9 charge locale. Cela signifie que si cette prévision des besoins diminue, la
10 facture du Distributeur diminue également.

- 11 L'abrogation du tarif BT aura pour effet de diminuer les besoins de transport de
12 la charge locale. Cependant, cette diminution se répercutera sur la facture de

¹⁶ Tel que discuté à la section 1.3.2.

1 transport du Distributeur uniquement lors d'une révision tarifaire établie sur la
2 base de la nouvelle prévision des besoins de transport de la charge locale.
3 En prenant pour hypothèse les chiffres prévus pour 2001 relativement au
4 transport d'électricité¹⁷ et en le maintenant constant sur la période d'analyse, le
5 tableau suivant illustre la variation de la facture de transport du Distributeur
6 découlant d'une révision tarifaire établie sur la base de l'abrogation du tarif BT¹⁸.

TABLEAU 10.**Impact de la proposition - Coûts de transport (M\$)**

Année	2002	2003	2004
Impact sur la facture de Transport	(0,1)	(1,9)	(2,4)

3.3.3 Coûts de distribution

7 Les coûts de distribution comprennent les coûts des modifications apportées au
8 réseau de distribution, s'il en est, suite à l'augmentation de la demande dans le
9 réseau. À l'heure actuelle, le réseau de distribution présente une marge de
10 manœuvre permettant de faire face à l'augmentation de la demande prévue d'ici
11 2004. En conséquence, l'augmentation des ventes prévues dans le statu quo
12 n'entraînera pour le Distributeur qu'une faible majoration des coûts de
13 distribution (investissements nouveaux et coûts d'exploitation additionnels). En
14 effet, les ventes additionnelles sont effectuées auprès des clients déjà existants,
15 ce qui réduira l'impact de ces nouvelles charges sur le réseau du Distributeur. À
16 l'opposé, les ventes nettes dégagées par la proposition de transition permettront
17 au Distributeur d'éviter des coûts additionnels de distribution. Ces crédits
18 viennent contribuer à l'avantage économique de la proposition de transition.

¹⁷ R-3401-98, HQT-10, document 1, page 21

¹⁸ Les données du tableau 10 supposent que les tarifs de transport sont ajustés à chaque année.

- 1 Les gains en coûts de distribution découlant de l'adoption de la transition
- 2 proposée sont présentés au tableau suivant.

TABLEAU 11.

Impact de la proposition - Coûts de distribution (M\$)

Année	2002	2003	2004
Statu quo	0,7	2,0	3,0
Transition			
Réseau de distribution	(1,2)	(3,5)	(4,7)
Mesurage	0,3	0,3	0,1
Total	(0,9)	(3,2)	(4,6)
Impact net	(1,6)	(5,2)	(7,6)

3 L'abolition du tarif BT nécessitera cependant certaines modifications aux
 4 équipements de mesurage. Une grande part des installations actuelles devront
 5 être démantelées alors que d'autres devront être modifiées chez les clients qui
 6 choisiront l'électricité pour leurs usages de chauffage. Certains des
 7 équipements touchés par les modifications seront récupérés et réutilisés.

8 Les impacts financiers de l'abrogation du tarif, au niveau des instruments de
 9 mesure, prennent en compte les frais de démantèlement ainsi que l'installation
 10 de 2 400 nouveaux compteurs.

3.4 Impact financier global

11 Les gains financiers escomptés pour le Distributeur d'abroger le tarif BT à la fin
 12 de 2003 atteindront plus de 90 M\$ en 2004 et totaliseront plus de 145 M\$ sur
 13 l'horizon 2002-2004.

14

1

TABLEAU 12.
Impact financier net de la proposition (M\$)

Année	2002	2003	2004
Revenus	(3,6)	(12,5)	(20,1)
Coûts			
Fourniture	(20,2)	(41,1)	(103,7)
Transport	(0,1)	(1,9)	(2,4)
Distribution	(1,6)	(5,2)	(7,6)
Total des coûts	(21,8)	(48,2)	(113,7)
Impact net	18,2	35,7	93,6

3.5 Analyse de sensibilité

- 2 Des analyses de sensibilité sur les principales variables ont été réalisées.
- 3 La situation extrême est celle où l'ensemble des clients opteraient pour
 4 l'utilisation de combustibles, ce qui diminuerait les gains financiers totaux pour le
 5 Distributeur de l'ordre de 40 M\$ sur la période 2002-2004. Cette situation est
 6 toutefois peu probable puisque l'électricité est absolument requise pour certains
 7 usages et que chez certains clients, les installations aux combustibles sont
 8 obsolètes.
- 9 D'autres analyses de sensibilité reposent sur des scénarios fort et faible de
 10 l'évolution des prix de combustibles. Les gains financiers dans le cas d'un
 11 scénario fort sont accrus d'environ 15 M\$ sur la période 2002-2004, par rapport
 12 à la proposition de transition, reposant essentiellement sur un transfert plus
 13 important des ventes aux tarifs généraux. À l'inverse, un scénario faible

- 1 d'évolution des prix des combustibles réduirait les gains pour le Distributeur de
- 2 l'ordre de 35 M\$ sur la période 2002-2004.
- 3 Dans l'ensemble, tous les scénarios montrent un intérêt financier pour le
- 4 Distributeur d'abroger le tarif BT.

4. CONCLUSION

1 Hydro-Québec soumet à la Régie une demande d'abrogation du tarif BT dans la
2 mesure où ce tarif n'est pas un tarif régulier et qu'il n'existe aucune justification
3 pour le Distributeur de le maintenir.

4 En effet, les ventes facturées aux clients qui y sont assujettis génèrent des
5 pertes importantes pour le Distributeur, puisque ces clients bénéficient d'un tarif
6 qui ne reflète pas les coûts de la fourniture, de transport et de distribution que
7 doit assumer le Distributeur. De plus, si aucune action n'est entreprise d'ici le
8 1^{er} décembre 2003, les pertes annuelles pourraient s'accroître
9 considérablement en tenant compte des approvisionnements hors du volume de
10 consommation patrimoniale que devrait assumer le Distributeur. Ce déficit serait
11 supporté par l'ensemble de la clientèle.

12 Pour atténuer les impacts sur la clientèle, Hydro-Québec Distribution propose un
13 tarif de transition consistant en une majoration annuelle et cumulative de la
14 facture des clients au tarif BT de 55 % au 1^{er} mai 2002 et de 55 % au
15 1^{er} mai 2003 afin d'inciter graduellement la clientèle à quitter le tarif BT.
16 L'application d'un tarif de transition sur 19 mois se justifie d'abord par
17 l'échéance, en 2003, de l'engagement de la part d'Hydro-Québec Production de
18 fournir les ventes au tarif BT à 3,32 ¢/kWh. Elle se justifie également par le
19 souci d'Hydro-Québec Distribution de faciliter la migration de chaque client vers
20 l'option que lui convient le mieux.