

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC À LA DEMANDE DE
RENSEIGNEMENTS DE LA RÉGIE**

1. **Référence :** Demande, page 4, 2^{ème} paragraphe

Préambule :

« **APPROUVER**, par une décision ou ordonnance prise en vertu de la Loi, l'application par le distributeur d'électricité, de façon transitoire et sur deux (2) ans à compter du 1er mai 2002, d'un rajustement de la facture des clients abonnés au tarif bi-énergie BT, suivant un facteur d'augmentation annuel et cumulatif de 55%, tel que proposé aux pièces **HQD-1, Document 1 et HQD-2, Document 2.** »

Demandses :

1.1 Veuillez expliquer le sens de l'expression « rajustement de la facture » des clients abonnés au tarif bi-énergie BT?

Réponse :

Dans la demande d'approbation pour l'abrogation du tarif bi-énergie BT, les mots « rajustement de la facture » ont été utilisés afin d'indiquer la nécessité de ramener le niveau actuel de la facture des clients au tarif BT à celui des factures payées par les clients aux tarifs généraux pour un service équivalent.

Dans la preuve les mots « augmentation de facture » ont aussi été préférés afin de bien illustrer l'impact des mesures transitoires proposées sur les clients bi-énergie.

1.2 Veuillez indiquer si Hydro-Québec ne demande pas en fait une modification temporaire du tarif BT jusqu'à son abolition.

Réponse :

Non.

L'utilisation de mesures transitoires - ou des tarifs de transition - est une pratique usuelle à Hydro-Québec qui précède l'abrogation d'un tarif ou le passage obligatoire d'une catégorie de clients vers un ou d'autres tarifs. Ces mesures transitoires visent à adoucir sur une période de temps donnée le choc tarifaire que subiraient les abonnés en passant immédiatement à un autre tarif.

1.3 Veuillez justifier l'opportunité de votre demande avant le dépôt du dossier tarifaire du distributeur en 2004.

Réponse :

Conformément à la Loi sur la Régie de l'énergie, les ventes au tarif bi-énergie BT ne font pas partie du volume de consommation patrimoniale et ses paramètres tarifaires sont indépendants de ceux applicables aux ventes régulières d'Hydro-Québec. Le tarif BT est un tarif dont l'approvisionnement en électricité peut être suspendu par Hydro-Québec en période de pénurie et dont le coût de la fourniture devrait refléter le prix du marché. Le Distributeur doit également procéder à des appels d'offres pour les approvisionnements visant les besoins québécois excédant l'électricité patrimoniale suivant une procédure approuvée par la Régie le 24 juillet 2002 (D-2001-191).

C'est dans ce contexte qu'Hydro-Québec Distribution se présente dès à présent devant la Régie avant le dépôt du dossier tarifaire du Distributeur.

2. **Références** : Pièce HQD-1, document 1, page 1 ligne 21 et suivantes et page 2, lignes 1 et 2.

Préambule :

« Le tarif bi-énergie BT, tel que présenté dans les articles 247 à 270 du Règlement n° 663 établissant les tarifs d'électricité et les conditions de leur application..., est un tarif de gestion de la consommation puisque c'est un tarif en vertu duquel le Distributeur peut suspendre l'approvisionnement en électricité de la clientèle participante en période de pénurie énergétique. »

Demandes :

- 2.1 Veuillez préciser de quelle façon le distributeur peut être en période de pénurie énergétique.

Réponse :

Le Règlement tarifaire n° 663 a été approuvé par le gouvernement en avril 1998 et est donc antérieur au Projet de loi 116 adopté en juin 2000. Les dispositions interprétatives du Règlement tarifaire inscrites à l'article 1 définissent le Distributeur comme étant Hydro-Québec, ce qui inclut le Producteur. C'est donc ce dernier qui peut être en période de pénurie énergétique.

3. **Références** : Pièce HQD-1, document 1, page 2, ligne 16 et suivantes et Tableau 2, page 7

Pièce HQD-1, document 1, page 14, lignes 20 à 22

Préambule :

« L'abonné au tarif BT doit disposer d'un système de bi-énergie... Cette conviction est renforcée par le fait qu'une relance du tarif BT devrait passer par un rajeunissement des équipements, ce que les clients ne trouveraient pas rentable de faire sans une aide financière du Distributeur. »

Demandes :

- 3.1** Hydro-Québec est-elle en mesure de déterminer le nombre de clients du programme bi-énergie dans chacun des secteurs d'activité : domestique, agricole, commerciale, industrielle et institutionnelle, qui disposent d'installations bi-énergie fonctionnelles?

Réponse :

Hydro-Québec a récemment réalisé un sondage auprès d'un échantillon de 300 abonnements représentatifs au tarif BT. Bien que la taille de l'échantillon n'est pas suffisant pour conclure sur l'état des équipements par secteur d'activités, les résultats sont toutefois significatifs pour l'ensemble du parc bi-énergie.

Ce sondage, réalisé au printemps 2001, indique que 92% des systèmes sont fonctionnels. L'Annexe 1 du présent document fournit des résultats détaillés.

- 3.2** Si oui, veuillez évaluer leur consommation par secteur (domestique, agricole, commerciale, industrielle et institutionnelle) par rapport à la consommation totale de la clientèle BT estimée pour 2001.

Réponse :

Le tableau 2 de la demande (HQD-1, Document 1) présente un estimé de la consommation totale pour 2001 réalisé à la date du dépôt de la demande. La consommation des clients qui disposent d'installations bi-énergie fonctionnelles représente environ 90% de la consommation totale. Cette évaluation tient compte du fait que les clients qui ne disposent pas de système bi-énergie fonctionnel doivent faire un usage plus élevé de l'électricité pour compenser le manque de flexibilité.

- 3.3** Veuillez fournir, par région géographique, le nombre d'abonnés, la puissance contractuelle, le volume de consommation et le secteur d'activité des abonnés actuels du tarif BT. Veuillez préciser dans chacun de ces cas le nombre d'installations bi-énergie fonctionnelles.

Réponse :

L'information disponible sur la consommation des clients bi-énergie est déposée de façon confidentielle à la Régie de l'énergie puisque la diffusion de cette information porterait préjudice au Distributeur. Les données sont compilées sous forme d'un tableau qui est joint à l'Annexe 2 du présent document, et ce pour la Régie seulement.

À noter que le Distributeur ne dispose pas de l'information sur la fonctionnalité des installations bi-énergie par région géographique.

- 3.4** Hydro-Québec est-elle en mesure de déterminer l'état du parc d'équipements bi-énergie (âge, type d'énergie alternative, en état de fonctionner ou pas)?

Réponse :

L'Annexe 1 du présent document fournit les informations disponibles sur le type d'énergie alternative et l'état de fonctionner du parc d'équipements bi-énergie.

Veillez vous référer également à la réponse fournie à la question 3.5 pour des informations sur l'âge des équipements.

- 3.5** Si oui, veuillez présenter l'état du parc d'équipements selon les catégories présentées en 3.2 (âge, type d'énergie alternative, état : fonctionnel ou non fonctionnel)?

Réponse :

Des données par secteur sont disponibles uniquement pour l'âge moyen des systèmes bi-énergie. Les données suivantes, compilées en 1997, reflètent l'ensemble du parc de la clientèle d'Hydro-Québec Distribution.

	Secteurs					Total
	Comm.	Inst.	Ind.	Domes.	Autres	
Âge Moyen - Électrique	20 ans	22 ans	20 ans	25 ans	22 ans	20 ans
Âge Moyen - Gaz Nat.	17 ans	19 ans	17 ans	19 ans	13 ans	17 ans
Âge Moyen - Mazout	29 ans	32 ans	28 ans	37 ans	21 ans	30 ans

- 3.6** Hydro-Québec dispose-t-elle d'études récentes qui lui permettent d'affirmer qu'une relance du tarif BT devrait passer par un rajeunissement des équipements?

Réponse :

Non. Étant donné l'âge moyen des systèmes établi à 30 ans pour le mazout (voir la réponse fournie à la question 3.5) et leur durée de vie de 40 ans (voir réponse à la question 46 de SÉ - pièce HQD-3, Document 5), il est probable que des travaux soient nécessaires au cas le cas pour assurer une remise en route adéquate des systèmes. Des travaux seront également requis pour rendre fonctionnels les systèmes qui ne le sont pas actuellement et qui représentent 8% du parc tel qu'indiqué à la réponse fournie à la question 3.1.

Toutefois, la relance du tarif BT n'est pas souhaitable, d'abord pour des raisons commerciales et économiques, et non en raison d'un rajeunissement nécessaire des chaudières de certains clients.

- 3.7** Si oui, veuillez les déposer.

Réponse :

Sans objet.

- 4. Références :** Pièce HQD-1, document 1, page 3, lignes 6 à 10.
Pièce HQD-1, document 1, page 4, lignes 17 à 22.

Préambule

« Le programme consistait, d'une part, à équiper de chaudières ou fournaies électriques la clientèle d'affaires utilisant un combustible et, d'autre part, à garantir à cette clientèle un prix de l'électricité inférieur à celui de ce combustible, puisque le coût marginal d'alors de la fourniture pour Hydro-Québec était pratiquement nul. »

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

Demandes :

- 4.1 Veuillez définir et chiffrer le concept de coût marginal de la fourniture considéré alors.

Réponse :

À l'origine du programme, le tarif bi-énergie a été offert afin de développer un marché pour écouler les surplus d'énergie hors pointe.

Dans un réseau hydraulique comme celui d'Hydro-Québec et en présence de surplus, le coût de produire un kWh additionnel est négligeable en raison du faible niveau des coûts variables. Dans un tel contexte, le coût marginal de la fourniture est alors représenté par la valeur ou le coût d'opportunité de produire un kWh additionnel.

Au moment de l'introduction du tarif bi-énergie en 1983, en raison de la mise en service des nouvelles centrales hydroélectriques (Phase 1 du complexe La Grande), de la récession économique qui sévissait alors et de l'impossibilité d'écouler tous les surplus sur les marchés externes, le coût d'opportunité de cette énergie disponible à court terme devenait alors le coût de remplacement du combustible sur les marchés québécois, c'est-à-dire le coût assumé par les clients bi-énergie pour l'utilisation de combustible.

- 4.2 Veuillez définir et chiffrer le concept de coût marginal de la fourniture considéré aujourd'hui.

Réponse :

Pour le tarif bi-énergie BT, le coût marginal de la fourniture considéré aujourd'hui est toujours le prix de marché qui lui-même est établi par le prix de vente sur les marchés externes (voir la réponse à la question 4.3 ci-après), ce prix est maintenant de l'ordre de 6,0 ¢/kWh, donc à un niveau supérieur au tarif BT actuel.

- 4.3 Veuillez définir et chiffrer le concept de coût d'opportunité considéré dans la fixation des rabais de 10%, puis de 25%.

Réponse :

À partir de 1993, compte tenu des conditions d'approvisionnement et des possibilités d'exportation, le coût d'opportunité est le prix qu'il était possible d'obtenir pour la vente de cette énergie sur les marchés externes. Ce prix se situant durant cette période à un niveau inférieur à celui du prix pour l'énergie hors pointe du tarif BT et compte tenu de la concurrence des combustibles, Hydro-Québec se devait d'offrir

à compter du 1^{er} octobre 1993, un rabais de 10% pour maintenir le niveau de ses ventes. L'année suivante, le coût d'opportunité a de nouveau diminué, ce qui a permis de faire grimper le rabais à 25% pour une durée de trois ans (du 1^{er} septembre 1994 au 30 septembre 1997).

4.4 Quel est le lien entre le coût d'opportunité et le coût marginal?

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse fournie à la question 4.1.

4.5 Quel est le coût d'opportunité prévu (¢/kWh) pour chacune des années 2002 à 2004?

Réponse :

Tel qu'expliqué à la pièce HQD-1, Document 1, page 11, note 10 le prix de marché est estimé à 6,0 ¢/kWh, ce qui constitue une estimation de ce que pourrait être le coût d'opportunité pour les années 2002 à 2004.

5. Référence : Pièce HQD-1, document 1, page 3, ligne 6 et suivantes.

Préambule :

« Le programme de bi-énergie consistait...d'autre part à garantir à cette clientèle un prix de l'électricité inférieur à celui de ce combustible... »

Demande :

5.1 Cette garantie de prix était-elle présentée à titre permanent ou temporaire aux clients qui optaient pour le tarif BT?

Réponse :

La garantie dont il est fait mention dans le préambule s'appliquait au programme bi-énergie CII, introduit en 1983. Le prix de l'énergie était alors ajusté deux fois l'an en fonction du prix du mazout no.2. En 1987, avec la fin de la période des surplus, Hydro-Québec a cessé d'offrir cette formule de prix à ses nouveaux clients puisque le prix du mazout en chute libre ne correspondait plus au coût d'opportunité d'Hydro-Québec et rendait inadéquante la formule d'ajustement du tarif.

Le tarif bi-énergie BT introduit en 1992 et qui a regroupé tous les abonnements bi-énergie CII ne comporte pas d'engagement

à ce que le prix de l'électricité soit inférieur à celui des combustibles.

6. **Référence :** Pièce HQD-1, document 1, page 4, ligne 28 et suivantes.

Préambule :

« Enfin des difficultés techniques importantes sont rencontrées au cours de l'implantation de la télécommande et entraînent des surcoûts... A partir de 1998, Hydro-Québec procède au retrait complet de tous les équipements de contrôle dans l'intention éventuelle d'abolir le tarif BT. »

Demandes :

6.1 La clientèle a-t-elle été, à l'époque, avertie de l'intention de Hydro-Québec d'abolir le tarif BT?

Réponse :

La viabilité à long terme du tarif BT a été remise en cause en 1995. La mise en service d'équipements hydroélectriques de la taille de ceux qui avaient été mis en production peu avant l'introduction du programme bi-énergie CII n'étant plus envisagée, des ventes soutenues à un prix fixe de l'électricité permettant de couvrir le coût d'opportunité devenaient improbables en raison de la concurrence des combustibles.

Cependant, les clients n'ont pas été avisés alors de l'intention d'abolir le tarif, parce que, dans un contexte d'effritement accéléré de la clientèle, l'intention d'Hydro-Québec était plutôt de faire la promotion d'un tarif alternatif qui couvrirait le coût d'opportunité: une tarification en temps réel, jusqu'alors réservée aux grandes entreprises.

Cette orientation de ne pas promouvoir le tarif BT a été confirmée en 1996 avec le moratoire sur toute nouvelle adhésion au tarif BT, de même qu'avec l'abandon du déploiement des télécommandes, bientôt suivi d'un démantèlement des mécanismes y compris les sondes.

Quant à la tarification en temps réel, quelques abonnements BT sont passés au tarif MR: au nombre de 22 en fin d'année 2000. Depuis, ils sont tous revenus au tarif BT. L'augmentation des prix aux tarifs MR et LR, qui dépendent des prix de marché, eux-mêmes très corrélés avec ceux des combustibles, a rendu les autres options plus attrayantes, telles le tarif BT et les tarifs réguliers M et L.

Rappelons, par ailleurs, que déjà en 1992, les conditions d'alimentation de la clientèle bi-énergie CII ont été changées lorsque la clause de rappel a été introduite au règlement tarifaire. Les livraisons peuvent être suspendues pour plusieurs périodes successives de douze mois en situation de pénurie.

Cette disposition est notamment invoquée dans la Loi pour exclure les ventes au tarif BT du volume d'électricité patrimoniale.

6.2 Quel a été le coût d'implantation de la télécommande et les frais de retrait des équipements de contrôle?

Réponse :

Les coûts d'implantation de la télécommande ont été de 32 M\$, et les coûts de retrait des équipements de contrôle de 2,1 M\$.

6.3 Veuillez chiffrer les surcoûts par rapport au budget original.

Réponse :

Les surcoûts anticipés pour la remise en fonction de la télécommande estimés en 1995, auraient été d'environ 13 M\$, avec un délai de réalisation supplémentaire de 2 ans.

6.4 D'ici novembre 2003, envisagez-vous l'installation d'un mécanisme de contrôle auprès de cette clientèle? Si oui, lequel, pour combien de clients et à quel coût?

Réponse :

Non.

6.5 Les problèmes techniques rencontrés étaient-ils insurmontables? Veuillez élaborer.

Réponse :

Aucun de ces problèmes n'étaient insurmontables. Ils concernaient surtout la défaillance des télécommunications par satellite et l'inadéquation des logiciels de traitement de l'information. Cependant, la décision prise par le Distributeur d'abroger le tarif BT est indépendante de la technologie.

6.6 Existe-il, à votre connaissance, des systèmes de télécommande fonctionnels au Québec, au Canada ou aux États-Unis?

Réponse :

À la connaissance d'Hydro-Québec Distribution, il n'existe pas de télécommande de systèmes bi-énergie fonctionnels, à l'exception de celle utilisée chez Hydro-Sherbrooke.

6.7 Si oui, quelles sont les utilités publiques qui les utilisent?

Réponse :

Hydro-Sherbrooke gère son appel de puissance afin d'optimiser la facture qu'elle reçoit d'Hydro-Québec au tarif L. Hydro-Sherbrooke revend ensuite l'électricité à sa clientèle au tarif BT. Sa télécommande appliquée aux clients BT est déclenchée par radiofréquence et relais.

7. Référence : Pièce HQD-1, document 1, page 6 lignes 18 et 19.

Préambule :

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

Demandes :

7.1 Hydro-Québec soumet que, dans les présentes circonstances, le tarif BT n'est pas rentable, est-ce que l'installation de télécommandes fonctionnelles pourrait rentabiliser le tarif? Si non, veuillez expliquer pourquoi et comment?

Réponse :

Non.

Compte tenu que le prix du marché est estimé à 6,0¢/kWh pour l'énergie consommée en période hors pointe, un tarif bi-énergie qui couvrirait 1) le coût de la fourniture, 2) la partie des coûts de transport et de distribution résiduels applicables, compte tenu que le mécanisme de contrôle ne permet pas d'éviter la totalité de ces coûts, et 3) les coûts du mécanisme de contrôle lui-même, ne serait pas concurrentiel avec les autres opportunités du client et éliminerait à peu près toutes les ventes bi-énergie.

7.2 Est-ce que l'installation d'un mécanisme fonctionnel de permutation de sources d'énergie relié à une sonde de température extérieure pourrait rentabiliser le tarif? Si non, veuillez expliquer pourquoi et comment?

Réponse :

Non.

La rentabilité du tarif BT n'est pas reliée au choix de la technologie, mais aux conditions du marché.

7.3 Quel serait le coût d'implantation de sondes de température avec unité de contrôle?

Réponse :

Les coûts pour la réinstallation des sondes thermiques pour se conformer à l'article 258, seraient d'environ 13 M\$, sans compter les déboursés que les clients auraient à faire.

8. Références : Pièce HQD-1, document 1, pages 7, tableau 2 et page 10, tableau 4.

Préambule :

Le tableau 2 fournit une description de la clientèle bi-énergie CII pour 2001. Le tableau 4 de la page 10 établit les prévisions de ventes, de revenus totaux et unitaires au tarif BT, sous hypothèse de maintien du tarif.

Demandes :

8.1 Veuillez décomposer les revenus (M\$) entre les différentes composantes de tarif : redevance, prime fixe de puissance et prix de l'énergie, pour chacune des années 2001 à 2004.

Réponse :

**Prévisions des ventes au tarif BT
Hypothèse de maintien du tarif**

Année	2001	2002	2003	2004
Caractéristiques de consommation				
Nombre d'abonnements	4 671	4 667	4 667	4 667
Somme des puissances contractuelles (MW)	1 480	1 479	1 479	1 479
Ventes (GWh)	1 600	1 800	2 000	2 100
Structure du tarif BT				
Redevance fixe (\$/mois)	33,15	33,15	33,15	33,15
Redevance variable (¢/kW de puissance contractuelle)	6,18	6,18	6,18	6,18
Prix pour l'énergie (¢/kWh)	3,32	3,32	3,32	3,32
Prix pour l'énergie corrigé pour les rabais de transformation (¢/kWh)	3,31	3,31	3,31	3,31
Prévision des revenus				
Redevance fixe (M\$)	1,9	1,9	1,9	1,9
Redevance variable (M\$)	1,1	1,1	1,1	1,1
Ventes d'énergie (M\$)	53,0	59,5	66,2	69,5
Total (M\$)	56,1	62,5	69,2	72,5
Revenu unitaire (¢/kWh)	3,51	3,47	3,46	3,45

Le total peut ne pas correspondre à la somme des composantes, car les données ont été arrondies.

8.2 Veuillez, pour chacune des années 2001 à 2004, détailler les calculs servant à déterminer la part du revenu associée à chacune de ces composantes.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse fournie à la question 8.1.

8.3 En particulier, veuillez fournir les données de puissance utilisées dans le calcul de la part associée au prix de la puissance contractuelle.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse fournie à la question 8.1.

- 9. Références :** Pièce HQD-1, document 1, page 10, ligne 3 et suivantes;
Pièce HQD-1, document 1, page 9 tableau 3.
Pièce HQD-1, document 1, page 11, Figure 1

Préambule :

« La croissance des ventes s'explique essentiellement par la position concurrentielle avantageuse du tarif BT par rapport aux autres combustibles, une utilisation plus intensive de la puissance contractuelle par les abonnés actuels ainsi que par l'échéance, au cours des prochaines années, des contrats d'approvisionnement en gaz naturel dont le prix volatil demeure à un niveau historiquement élevé tel que le démontre la figure suivante. »

Demandes :

- 9.1** Veuillez fournir, sous forme de tableau, les données présentées à la Figure 1.

Réponse :

Voici les données concernant l'historique et les prévisions des prix des combustibles, présentées à la figure 1 :

Mois	mazout #2 rack (¢/litre)	fourniture gaz GMi (¢/m3)	Mois	mazout #2 rack (¢/litre)	fourniture gaz GMi (¢/m3)
janv-95	20,20	6,56	janv-98	21,00	6,18
févr-95	19,60	5,12	févr-98	20,80	6,97
mars-95	20,10	5,12	mars-98	18,90	7,69
avr-95	19,20	5,12	avr-98	18,10	8,22
mai-95	19,90	5,12	mai-98	18,50	8,75
juin-95	19,30	5,34	juin-98	16,50	8,56
juil-95	18,60	4,77	juil-98	17,00	9,17
août-95	19,10	4,77	août-98	15,80	9,32
sept-95	19,40	4,77	sept-98	17,10	8,83
oct-95	19,10	4,77	oct-98	18,40	9,25
nov-95	20,30	4,96	nov-98	17,60	9,81
déc-95	20,60	5,12	déc-98	15,10	9,47
janv-96	23,80	5,46	janv-99	16,50	8,72
févr-96	21,40	5,57	févr-99	15,40	8,72
mars-96	25,40	5,76	mars-99	15,60	8,83
avr-96	24,50	5,65	avr-99	20,20	9,62
mai-96	23,40	5,31	mai-99	19,50	10,57
juin-96	21,30	5,12	juin-99	17,20	10,38
juil-96	20,10	5,12	juil-99	19,90	10,50
août-96	21,70	5,31	août-99	22,20	11,41
sept-96	24,30	5,31	sept-99	24,70	12,39
oct-96	27,80	5,19	oct-99	26,00	13,13
nov-96	27,30	5,53	nov-99	25,60	13,57
déc-96	27,80	6,71	déc-99	28,00	11,57
janv-97	27,70	6,71	janv-00	29,40	11,71
févr-97	26,80	6,93	févr-00	39,40	12,41
mars-97	23,20	6,14	mars-00	34,80	13,51
avr-97	22,90	6,40	avr-00	29,60	15,44
mai-97	22,70	7,05	mai-00	31,30	16,45
juin-97	22,10	6,86	juin-00	32,50	20,87
juil-97	21,20	6,63	juil-00	35,30	21,57
août-97	21,60	6,37	août-00	34,20	18,64
sept-97	20,80	6,71	sept-00	41,20	21,75
oct-97	23,00	6,82	oct-00	40,60	26,51
nov-97	22,50	6,82	nov-00	41,10	22,79
déc-97	21,80	6,48	déc-00	44,80	28,07
Prévisions annuelles :					
2001	32,90	23,38			
2002	29,20	19,78			
2003	28,10	19,93			
2004	28,60	18,87			

9.2 Veuillez fournir la position concurrentielle du tarif BT selon le niveau de puissance contractuelle, tel que présenté au tableau 3 (le tarif BT = 100).

Réponse :

La position concurrentielle est calculée pour des cas types qui ne correspondent pas précisément aux catégories présentées au tableau 3. Les calculs incluent les frais d'énergie et d'entretien mais n'incluent pas le coût des systèmes.

Cas type (puissance souscrite kW)	Indice 2001
Cas 1 (moins de 40 kW)	
Bi-énergie (appoint mazout)	100
Électricité	141
Gaz	146
Mazout	127
Cas 2 (109 kW)	
Bi-énergie (appoint mazout)	100
Électricité	147
Gaz	138
Mazout	123
Cas 3 (935 kW)	
Bi-énergie (appoint mazout)	100
Électricité	155
Gaz	135
Mazout	120
Cas 4 (2 355 kW)	
Bi-énergie (appoint mazout)	100
Électricité	161
Gaz	116
Mazout	113

Hypothèses:

- 1) Électricité :
tarifs d'électricité en vigueur depuis le 1er mai 1998
- 2) Gaz :
prix de la fourniture et du gaz de compression au 1er octobre 2001
 - tarifs de transport, d'équilibrage et de distribution en vigueur depuis le 1er octobre 2001
 - incluant la portion fixe des ajustements d'inventaire en vigueur depuis le 1er octobre 2001
 - excluant la portion variable des ajustements d'inventaire
- 3) Mazout :
 - prix de détail du mazout à Montréal (source: Régie de l'énergie, publication du 1er octobre 2001)
 - prix rack du mazout #2 à Montréal (source: Bloomberg Oil Buyer's Guide, 5 octobre 2001)
- 4) Frais incluant TPS et TVQ

10. Référence : Pièce HQD-1, document 1, page 11, lignes 2 à 6; note de bas de page n° 10

Préambule :

« Puisque le tarif BT constitue un tarif de gestion de la consommation et que les ventes à ce tarif ne font pas partie du volume de consommation patrimoniale prévu par la Loi, le coût de la fourniture devrait être établi sur la base du prix du marché suite à un appel d'offres. Le prix de marché actuel est de 6,00 ¢/kWh. »

« 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. »

Demandes :

10.1 Quel est le coût (¢/kWh) de la fourniture prévu en 2004 pour de l'énergie hors pointe ou interruptible? Veuillez préciser de quelle façon ce coût est déterminé.

Réponse :

Le coût de la fourniture prévu en 2004 est estimé à 6,0 ¢/kWh, tel qu'expliqué à la pièce HQD-1, Document 1, page 11, note 10. Cette estimation est basée sur le prix de marché actuel de 6,7 ¢/kWh et sur un coût évité estimé de long terme de 5,5 ¢ /kWh.

10.2 Veuillez préciser les liens entre les différents concepts de prix de marché, le prix annoncé par le producteur, et coût évité de long terme. Veuillez définir chacun de ces concepts et indiquer l'horizon de coût (court terme, long terme) auxquels réfèrent chacun d'entre eux.

Réponse :

Dans le contexte du préambule, le prix de marché qui prévaudrait suite à un appel d'offres pour alimenter les ventes BT reflèterait le prix auquel se transige l'électricité sur la base de transactions de court terme (moins d'un mois).

Le prix annoncé par le Producteur est le prix qui servira à facturer les abonnés au tarif LR et MR. Ce prix est basé, entre

autres, sur les prix de marché de court terme (moins d'un mois) ou sur les conditions d'approvisionnement du Producteur. Le Producteur transmet ce prix au Distributeur qui se charge de le relayer aux abonnés (voir règlement tarifaire n°663, article 194).

Dans le contexte du préambule, les coûts évités de long terme sont les coûts associés à la construction d'un équipement de production. Dans le cas des demandes R-3453-2000 et R-3466-2001, il s'agissait d'approvisionnements associés à une centrale thermique (turbine à gaz à cycle combiné).

- 10.3** Veuillez indiquer si des composantes transport et distribution sont incluses dans le coût évité de long terme de 5,5¢/kWh. Si tel est le cas, veuillez chiffrer chacune des composantes transport et distribution de ce coût évité

Réponse :

Les estimations des coûts évités de long terme dans les causes R-3453-2000 et R-3466-2001 reposent sur l'hypothèse que le Distributeur disposera, au-delà de l'approvisionnement patrimonial, d'options dont les coûts globaux (livrés chez le client) seront équivalents au coût actuel de la fourniture et du transport (aucun coût de distribution). Une des options serait un approvisionnement par une centrale thermique au gaz naturel située près de la charge. Selon cette option, puisque la production de l'électricité est faite à proximité de la charge, il y aurait peu d'investissements en transport. D'autres options pourraient combiner un coût de transport plus élevé et un coût de fourniture plus faible. Globalement le Distributeur est d'avis que la somme du coût de production et de transport actuel constitue une estimation raisonnable du coût prévisible des nouveaux approvisionnements, soit un coût de l'ordre de 5,5 ¢/kWh.

- 10.4** Dans le cas du tarif BT, veuillez préciser, parmi ces concepts, quel serait celui à utiliser aux fins d'étudier la rentabilité du tarif BT.

Réponse :

Dans le cas du tarif BT, le concept qui devrait être utilisé est le prix de marché.

- 10.5** Veuillez indiquer si le montant de 6,7¢/kWh correspond à la définition du prix horaire de l'énergie contenue dans le règlement tarifaire. Si non, veuillez définir et justifier le prix horaire de 6,7¢/kWh.

Réponse :

Le montant de 6,7 ¢/kWh correspond à la définition du prix horaire contenue dans le Règlement tarifaire n° 663 pour les périodes hors-pointe.

- 10.6** Veuillez déposer les prix annoncés par le producteur au distributeur pour chacun des mois de l'année 2001 et à ce jour 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).

Réponse :

Les prix moyens mensuels du tarif LR pour l'année 2001 ont été les suivants :

Année 2001	Prix moyen (¢/kWh)
Janvier	5,80
Février	5,85
Mars	5,82
Avril	6,00
Mai	6,00
Juin	7,30
Juillet	7,10
Août	6,70
Septembre	6,70
Octobre	6,70
Novembre	6,70
Décembre	6,70

- 11. Référence :** Pièce HQD-1, document 1, page 11, ligne 6 et suivantes.

Préambule :

« Pour donner à la clientèle le temps nécessaire pour prendre les bonnes décisions énergétiques, le Distributeur a obtenu d'Hydro-Québec Production un engagement selon lequel les ventes au tarif BT seront alimentées jusqu'au 30 novembre 2003 au prix de l'énergie du tarif BT prévu à l'article 267 du Règlement tarifaire, soit 3,32 ¢/kWh. »

Demandes :

- 11.1** Quelle est la date de l'engagement d'Hydro-Québec Production?

Réponse :

Original : 2002-01-25

**HQD-3, Document 1
Page 20 de 26**

L'engagement d'Hydro-Québec Production a été approuvé par le Comité exécutif d'Hydro-Québec le 28 septembre 2001 sous la forme de la résolution HE-84/2001. Le projet de demande visant à abroger le tarif BT soumis alors pour autorisation au Comité exécutif définissait l'engagement d'Hydro-Québec Production tel que décrit dans la pièce HQD-1, Document 1.

11.2 Veuillez fournir une copie de cet engagement.

Réponse :

La copie de la résolution mentionnée à la question 11.1 est fournie à l'Annexe 3 du présent document.

11.3 Veuillez indiquer quelles sont les possibilités concrètes d'approvisionnement auprès de fournisseurs autres que Hydro-Québec Production?

Réponse :

Selon la Loi, Hydro-Québec doit procéder par appel d'offres pour l'approvisionnement d'énergie pour toute consommation d'électricité qui n'est pas incluse dans le volume d'électricité patrimoniale. Cependant, dans le contexte transitoire subséquent à l'adoption du projet de loi 116, Hydro-Québec Production s'est engagée à fournir au Distributeur les quantités nécessaires à 3,32¢/kWh pour la période de transition de l'abrogation du tarif BT se terminant le 30 novembre 2003.

Il est possible d'obtenir un approvisionnement auprès de fournisseurs autres qu'Hydro-Québec sur les marchés court terme, tel qu'expliqué dans la pièce HQD-1, Document 1, page 11, où il est estimé que le prix de marché actuel serait de l'ordre de 6,0 ¢/kWh.

12 Référence : Pièce HQD-1, document 1, page 15 lignes 11 et suivantes.

Préambule :

« L'utilisation des tarifs de transition est une pratique usuelle pour le distributeur. Ils sont appliqués lorsque des abonnements ne sont plus admissibles à un tarif particulier...ou encore lorsqu'un tarif est abrogé. Ils visent à adoucir le choc tarifaire que subiraient les abonnés lors de leur passage à un autre tarif. »

Demandes :

12.1 Veuillez donner, en précisant les clientèles touchées, des exemples d'utilisation de tarifs de transition dans le passé.

Réponse :

Les exemples de tarifs de transition donnés au tableau suivant ne concernent pas l'abrogation d'un tarif mais la transition des clients d'un tarif à un autre ou encore d'un contrat particulier à un tarif du règlement tarifaire.

Dans aucun de ces cas, il n'existait pour les clients affectés par la transition l'option alternative de passer au combustible, comme c'est le cas pour la majorité des clients BT.

En outre, ces tarifs de transition ont été adoptés dans un cadre réglementaire différent.

Nom du tarif de transition	Clientèle visée	Objectif	Modalités	Durée
Producteurs en serre au tarif BT	Clients producteurs de serre ayant un abonnement assujéti aux prix et conditions du tarif BT	Atténuer le choc de la fin d'un rabais tarifaire	Rabais de 25% sur <ul style="list-style-type: none"> • prix à l'article 267 pour l'énergie consommée dans le cas où les équipements de télécommande et de mesurage sont installés (période hors pointe) ou pas installés (peu importe la période). • Ensuite, rabais de <ul style="list-style-type: none"> • 16 % jusqu'à la 1^{ère} période de consommation débutant après le 30 septembre 1999 • 8 % jusqu'à la 1^{ère} période de consommation débutant après le 30 septembre 2000 	3 ans
Exploitation agricole au DT	Exploitations agricoles ne satisfaisant pas aux conditions leur permettant d'être facturées au tarif DT	Transition graduelle vers le tarif D	Facture majorée de <ul style="list-style-type: none"> • 8 % à compter de la première période de consommation débutant après le 1^{er} mai 1998; • 12 % à compter de la première période de consommation débutant après le 1^{er} mai 1999; • 16 % à compter de la première période de consommation débutant après le 1^{er} mai 2000 	3 ans
Clients de moyenne puissance ¹	Abonnement ayant un contrat facturé selon le prix hors-pointe de l'énergie au BT	Transition graduelle vers le tarif M	Facture indicée, majorée cumulativement le 1 ^{er} mai de chaque année de : <ul style="list-style-type: none"> • 8% plus • l'augmentation moyenne du tarif M chaque fois qu'une telle augmentation entre en vigueur 	Indéterminée
Clients de petite puissance ¹	Abonnement ayant un contrat facturé selon le prix hors-pointe de l'énergie au BT	Transition graduelle vers le tarif G	Facture indicée, majorée cumulativement le 1 ^{er} mai de chaque année de : <ul style="list-style-type: none"> • 8%, plus • l'augmentation moyenne du tarif G chaque fois qu'une telle augmentation entre en vigueur 	Indéterminée
Clients industriels titulaires d'un contrat particulier	Clients industriels ayant un contrat particulier qui arrive à échéance	Transition graduelle vers le tarif L	À partir de la fin du contrat particulier, atténuation graduelle de l'écart entre la facture selon les modalités du contrat particulier et la facture au tarif L. Pas de limite au % de hausse annuelle.	4 ans
Clients industriels ayant un contrat particulier avant la nationalisation	Clients industriels ayant un contrat particulier qui arrive à échéance	Transition graduelle vers le tarif L, H ou G-9	Les taux d'augmentation annuelle leur permettant d'atteindre le tarif normalisé <ul style="list-style-type: none"> • 1975 : 20% • 1976 – 1977 : 24% • 1978 : 48% • 1979 – 1981 : 36% • 1982 : 42% • 1983 – 1991 : 24% 	Indéterminée

¹ S'applique actuellement à la fabrication de neige artificielle

12.2 Quelle a été la durée moyenne de la période de transition?

Réponse :

Plusieurs tarifs de transition ont une durée indéterminée. Pour les tarifs pour lesquels une durée est fixée, la moyenne est de 3,3 ans. Il est à noter que dans tous les cas présentés au tableau de la réponse à la question 12.1, les clients ne disposaient pas d'option alternative, contrairement au contexte du tarif BT.

12.3 Quelles seraient les implications pour Hydro-Québec d'étendre la période de transition au-delà de 2 ans?

Réponse :

Au chapitre des impacts financiers, le coût de l'approvisionnement (la fourniture) des ventes au tarif BT est le facteur critique. L'engagement actuel d'Hydro-Québec Production prend fin en décembre 2003.

L'impact financier pour le Distributeur dépend donc des conditions d'un nouvel approvisionnement à compter de cette date. Il dépend également du rythme du transfert des clients du tarif BT vers les tarifs généraux ou vers des formes d'énergie alternatives.

À titre indicatif, une analyse a été faite pour une période de transition de 3 ans. En prenant comme hypothèse un coût d'approvisionnement de 6,0 ¢/KWh après la fin de l'engagement d'Hydro-Québec Production, en prenant également comme hypothèse des majorations de tarifs de 35% par année pendant la période de transition, l'impact net pour le Distributeur est une perte de 9 millions de dollars environ pour la période 2002-2004 par rapport au scénario de transition de 2 ans. À compter de 2005, l'impact est similaire à celui du scénario de transition de 2 ans. Cet impact est de l'ordre de 90 millions de dollars annuellement.

Le tableau suivant illustre les résultats de cette analyse.

Impact net pour le Distributeur (M\$)			
	2002	2003	2004
Transition 2 ans	18,2	35,7	93,6
Transition 3 ans	12,9	32,9	92,6
Écart	-5,3	-2,8	-1,0

13. Référence : HDQ-1, document 1, page 22, lignes 11 et 12.

Préambule :

« L'abrogation du tarif BT aura pour effet de diminuer les besoins de transport de la charge locale. »

Demande :

13.1 Veuillez expliciter cette affirmation.

Réponse :

Si le tarif BT est abrogé, les besoins de transport du Distributeur seront réduits puisque le volume total des ventes est réduit.

Toutes choses étant égales par ailleurs, la part relative des revenus requis de TransÉnergie que doit assumer le Distributeur sera réduite alors que la part relative des autres clients du Transporteur sera augmentée d'autant.

14. Référence : Pièce HQD-1, document 1, page 23, note 17 de bas de page; tableau 10.

Demandes :

14.1 Veuillez déposer la pièce HQT-10, document 1, page 21 du dossier R-3401-98.

Réponse :

Veuillez vous référer à l'Annexe 4 du présent document qui comprend une copie de la pièce HQT-10, document 1, page 21 du dossier R-3401-98.

14.2 Veuillez fournir les calculs au soutien des montants présentés au tableau 10.

Réponse :

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

L'abrogation du tarif BT aura pour effet de diminuer les besoins de transport de la charge locale. Cependant, cette diminution se répercutera sur la facture de transport du Distributeur uniquement lors d'une révision tarifaire établie sur la base de la nouvelle prévision des besoins de transport de la charge locale.

En prenant pour hypothèse les chiffres prévus pour 2001 relativement au transport d'électricité et en les maintenant constants sur la période d'analyse, le tableau suivant illustre le détail de la variation de la facture de transport du Distributeur découlant d'une révision tarifaire établie sur la base de l'abrogation du tarif BT.

		2002	2003	2004
Pointe de la charge locale (1)		31726	31726	31726
Réservations de transport de long terme (2)		3844	3844	3844
Part de la charge locale (3)	$(1) / [(1) + (2)]$	89,19%	89,19%	89,19%
Variation de la demande (4) attribuable à la charge locale		-14	-234	-290
Part de la charge locale (5)	$[(1) - (4)] / [(1) - (4) + (2)]$	89,19%	89,12%	89,10%
Revenus requis TÉ (6)		2674	2674	2674
Variation du coût de transport pour la charge locale	$[(5) - (3)] * (6)$	-0,1	-1,9	-2,4

ANNEXE 1

**PRINCIPAUX RÉSULTATS DU SONDAGE
AUPRÈS DE LA CLIENTÈLE BI-ÉNERGIE**

**COMPLÉMENT DE RÉPONSE
À LA QUESTION 3.1 DE LA RÉGIE**

Principaux résultats du sondage réalisé sur la clientèle bi-énergie

Ce sondage a été réalisé en avril 2001 par la firme Saine Marketing. Au total, 300 entrevues téléphoniques d'une durée moyenne de 15 minutes ont été réalisées auprès de la clientèle assujettie au tarif BT. Le taux de réponse s'établit à 79%.

Source d'énergie d'appoint - état des systèmes - comportement en l'absence du tarif BT

	Population au tarif BT		
	Total	- 300 KW	+ 300 KW
Population	4 716	3 500	1 216
Échantillon	300	150	150
Source d'appoint du système biénergie			
Mazout léger	68%	73%	53%
Mazout lourd	8%	9%	5%
Gaz naturel	18%	13%	35%
Gaz propane	5%	5%	7%
État des systèmes biénergie			
Système fonctionnel	92%	92%	93%
Système non fonctionnel	8%	8%	7%
Choix de source d'énergie en l'absence du tarif BT			
Électricité	45%	45%	43%
Mazout	26%	30%	15%
Gaz naturel	17%	13%	28%
Autres	3%	3%	5%
Ne savent pas	9%	9%	9%

**Clients avec un système non fonctionnel
comportement en l'absence du tarif BT**

	Total
Choix de source d'énergie en l'absence du tarif BT pour les clients dont le système biénergie est non fonctionnel	
Électricité	63%
Mazout	9%
Gaz naturel	28%

ANNEXE 2

RÉPONSE À LA QUESTION 3.3 DE LA RÉGIE

INFORMATION CONFIDENTIELLE

ANNEXE 3

**COPIE DE LA RÉOLUTION HE-84/2001
DU COMITÉ EXÉCUTIF D'HYDRO-QUÉBEC**

COMITÉ EXÉCUTIF D'HYDRO-QUÉBEC

EXTRAIT du procès-verbal de la réunion du Comité
exécutif d'Hydro-Québec tenue à Montréal le vendredi
28 septembre 2001

HE-84/2001

DISTRIBUTION - ABROGATION DU TARIF BIÉNERGIE COMMERCIAL, INSTITUTIONNEL ET INDUSTRIEL (BT)

RÉSOLU

D'AUTORISER le dépôt d'une requête auprès de la Régie de
l'énergie visant :


à abroger le tarif BT (Biénergie) actuellement réservé à une partie de la
clientèle commerciale, institutionnelle et industrielle (CII) et tel qu'il a été
défini dans le règlement tarifaire en vigueur, pour le 1^{er} décembre 2003 ;

- à appliquer de façon transitoire et sur une période de deux ans
commençant le 1^{er} mai 2002, un rajustement suivant un facteur
multiplicatif annuel et cumulatif de 1,55 ;

D'autoriser le président d'Hydro-Québec Distribution, la vice-
présidente - Services à la clientèle, la directrice - Marketing ou le directeur -
Affaires réglementaires et tarifaires à apporter les rajustements requis, le cas
échéant, au projet de requête annexé à la présente résolution avant le dépôt de
ladite requête à la Régie de l'énergie prévu pour octobre 2001 en autant que la
requête demeure substantiellement conforme au projet ci-annexé.

COPIE CERTIFIÉE CONFORME

La Secrétaire adjointe,



ANNEXE 4

**COPIE DE LA PIÈCE HQT-10, DOCUMENT 1, PAGE 21
DU DOSSIER R-3401-98**

1 **2.4.4 Besoins de transport considérés**

2 Le tableau qui suit présente l'ensemble des charges considérées aux fins de
3 l'établissement des tarifs de transport pour l'année 2001. L'annexe 1
4 présente plus de détails sur l'utilisation du réseau de transport.

5 **Besoins prévus pour 2001 - Charge locale (MW)**

Mois	Charge locale	Service en réseau intégré	Service de point à point	Total
Janvier	31 726	0	3 844	35 570
Février	29 968	0	3 844	33 812
Mars	27 609	0	3 844	31 453
Avril	23 866	0	3 844	27 710
Mai	20 167	0	3 844	24 011
Juin	18 258	0	3 844	22 102
Juillet	18 524	0	3 844	22 368
Août	18 779	0	3 844	22 623
Septembre	19 446	0	3 844	23 290
Octobre	22 113	0	3 844	25 957
Novembre	26 187	0	3 844	30 031
Décembre	30 439	0	3 844	34 283
Pointe annuelle (janvier)	31 726	0	3 844	35 570