

**RÉPONSES DU TRANSPORTEUR
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NUMÉRO 1
DE L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES
CONSOMMATEURS INDUSTRIELS D'ÉLECTRICITÉ ET
CONSEIL DE L'INDUSTRIE FORESTIÈRE DU QUÉBEC
(AQCIE-CIFQ)**

1 **SECTION A**

2
3 **AQCIE/CIFQ**

4 Demandes de renseignements #1 à TransÉnergie
5 R-3549-2004, phase II

6
7
8 **QUESTIONS DE L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES CONSOMMATEURS INDUSTRIELS**
9 **D'ÉLECTRICITÉ (AQCIE) ET DE LA CONSEIL DE L'INDUSTRIE FORESTIÈRE DU QUÉBEC**
10 **(CIFQ) DANS LE CADRE DU DOSSIER DE LA DEMANDE RÉVISÉE RELATIVE À LA**
11 **MODIFICATION DES CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ**
12 **D'HYDRO-QUÉBEC**

13
14
15 **Demande #1**

16
17 **Référence** : HQT-4, document 3, page 20

18
19 **Préambule** : “The results of these supplemental tests lead me to conclude: (a)
20 the single peak load is consistently predicted to occur in January; (b) the large
21 difference between the January peak and the peak in the next highest month
22 eliminates the peak loads in other months as a driver of HQT’s investment in
23 transmission capacity; (c) the coldest day most frequently occurs in January,
24 and (d) 72% of all coldest days occur within a 44-day window between
25 January and early February.

26
27 These supplemental tests clearly indicate that it is reasonable to allocate
28 HQT’s transmission revenue requirement according to each transmission
29 service class’ contribution to the single system coincident peak load in
30 January.”

31
32 **Question** :

- 33 1- Nous comprenons que la pointe annuelle est majoritairement en
34 janvier. Mais comme celle-ci peut être dans les mois de décembre
35 ou de février, et que le système est bâti pour répondre à la demande
36 de la pointe **annuelle**, pourquoi ne pas utiliser la méthode 1 CP sur
37 la pointe annuelle ? Pourquoi se limiter au mois de janvier ?

1 **R.A.1.1 Réponse du Dr Ren Orans :**

2 **Implementing the 1-CP method on a forecast test-year basis**
3 **requires an annual peak forecast. The expected annual peak**
4 **forecast has occurred in January for each of the last 6 years.**
5 **If the annual peak forecast would have been for another month**
6 **(e.g., December or February), HQT would have used that**
7 **month's peak forecast.**

8 **Demande #2**

9
10 **Référence :** HQT-2, document 2, pages 14 et 15

11
12 **Préambule :** Dans le présent dossier, la Transporteur prévoit des revenus de
13 108 millions dont 30 millions pour la réservation à long terme pour 2005. Le
14 réel était de 96 millions en 2004.

15
16 **Questions :**

17 1- Veuillez décrire la méthodologie qu'a utilisé le Distributeur dans sa
18 détermination du 108 millions, plus précisément, pour la partie court
19 terme. Veuillez donner les détails nécessaires pour comprendre le
20 passage du réel 2004 au budgété 2005.

21 **R.A.2.1 Le Transporteur, dans un premier temps, a estimé dans son**
22 **plan d'affaires 2005 que les ventes de service de transport à**
23 **long terme seraient de 29,5 M\$, comme pour l'année**
24 **précédente, et que les ventes de service de transport à court**
25 **terme seraient de l'ordre de 65 M\$ pour le Producteur et de**
26 **3 M\$ pour les autres clients.**

27 **Dans le cadre de la préparation de la cause tarifaire 2005, le**
28 **transporteur a constaté que la prévision relative aux ventes de**
29 **service à long terme (29,5 M\$) se confirmait, ainsi que celle**
30 **relative aux ventes de service à court terme aux tiers (3 M\$).**

1 **Contrairement aux années passées, où la majorité des ventes**
2 **de service de transport avaient lieu en juin, juillet et août,**
3 **l'année 2005 a vu des ventes de service de transport horaire**
4 **non ferme au Producteur augmenter considérablement pour la**
5 **période de janvier à juin 2005, ce qui fut reflété dans la cause**
6 **tarifaire.**

7 2- **Veillez indiquer ce que comprend la prévision 2005 : est-ce une**
8 **estimation à 100 % ou est-ce qu'une partie du réel a été intégrée**
9 **dans la prévision.**

10 a. **Si une partie du réel a été intégrée, veuillez indiquer la part de**
11 **celle-ci en mois**

12 **R.A.2.2.a) Les résultats de janvier à mai 2005 et la tendance pour le mois**
13 **de juin 2005 étaient connus lors du dépôt de la Phase 2. Le**
14 **Transporteur a donc ajusté ses prévisions en conséquence.**

15 b. **Veillez déposer toute estimation des revenus qui a été faite par**
16 **le Transporteur pour les revenus point à point avant que l'année**
17 **financière 2005 ne débute.**

18 **R.A.2.2.b) Le Plan d'affaires 2005 du Transporteur faisait état, au mois de**
19 **décembre 2004, de ventes budgétées de services de transport**
20 **de point à point de 97,5 M\$, soit 29,5 M\$ pour le service à long**
21 **terme au Producteur, 65 M\$ pour les service à court terme au**
22 **Producteur et 3 M\$ pour les services à court terme aux autres**
23 **clients, soit un total de 97,5 M\$.**

24 **Demande #3**

25

26 **Référence : HQT-2, document 2, page 8 de 16, tableau historique 2001-2004**
27 **pour le service point à point**

1 **Questions :**

- 2 1- Veuillez indiquer quels sont les éléments qui ont le plus d'impact sur
3 l'évolution des revenus du service point à point au cours de ces
4 quatre années. Veuillez particulièrement discuter de :
5 a. Croissance plus importante chez le Distributeur ;
6 b. Variation importante de l'hydraulicité ;
7 c. Prix dans les marchés limitrophes ;
8 d. Adaptation au marché par les joueurs (nouvelles règles à
9 intégrer) ;
10 e. Évolution de la production privée au Québec ;
11 f. Autres.

12 **R.A.3.1 De l'avis du Transporteur, tous les facteurs mentionnés**
13 **peuvent avoir un effet sur l'évolution des revenus des services**
14 **de point à point pendant la période considérée.**

- 15
16 2- Dans le deuxième rapport trimestriel, HQ indique que les ventes
17 hors Québec ont été beaucoup plus importantes dans les deux
18 premiers trimestres de 2005 qu'en 2004. Ceux-ci se sont avérés
19 être de 347 et 359 millions versus 240 et 164 (voir page 13 du
20 deuxième rapport trimestriel de 2005). Cet écart serait, semble-t-il,
21 dû à un retour plus normal de l'hydraulicité.
22
23 a. Veuillez indiquer ce qu'une croissance des ventes hors Québec
24 de cette nature, de la part d'HQP, implique au niveau des
25 revenus du service point à point (nous comprenons que cet
26 exercice serait mieux effectué avec des quantité plutôt que des
27 montants, mais seules ces informations sont accessibles
28 actuellement. Si vous ne possédez pas davantage d'information,
29 veuillez utiliser l'hypothèse que les prix étaient identiques et
30 donc que le revenu a été influencé au prorata ou toute autre
31 hypothèse que vous expliquerez.)

32 **R.A.3.2.a) Hydro-Québec Production réserve un service de transport**
33 **de point à point pour chacune des ventes hors-Québec qu'il**
34 **effectue à partir d'une source de production située sur le**
35 **réseau du Transporteur. Une augmentation de celles-ci**
36 **entraîne donc une augmentation proportionnelle des**
37 **revenus des services de point à point du Transporteur.**

- 1 b. Veuillez confirmer ou infirmer les concepts suivants : (dans le
2 cas d'une infirmation, veuillez indiquer pourquoi)
3 i. Si le revenu requis prévisionnel du Transporteur comporte
4 108 millions de revenus point à point et que le revenu réel
5 de ce service est de 110 millions, toute chose étant égale
6 par ailleurs, le profit du Transporteur serait haussé de 2
7 millions.

8 **R.A.3.2.b.i) Oui.**

- 9 ii. Si le revenu requis prévisionnel du Transporteur comporte
10 108 millions de revenus point à point et que le revenu réel
11 de ce service est de 106 millions, toute chose étant égale
12 par ailleurs, le profit du Transporteur serait diminué de 2
13 millions.

14 **R.A.3.2.b.ii) Oui.**

- 15
16 3- Veuillez indiquer quelle serait la variation maximale entre le revenu
17 prévu et le revenu réel que le Transporteur est prêt à supporter (en
18 pourcentage et en valeur absolue).

19 **R.A.3.3 Ceci n'a pas fait l'objet d'analyse de la part du Transporteur.**

- 20
21 4- Veuillez indiquer si la mise en service, quatre mois à l'avance, de la
22 centrale Toulnostouc aura une incidence sur les ventes de HQP sur
23 les réseaux voisins via le service point à point. En quel cas, veuillez
24 estimer ces revenus ou indiquer comment ils ont été pris en compte
25 dans la prévision de revenu du service point à point. De même,
26 veuillez indiquer ce qu'il serait advenu dans le cas où cette centrale
27 aura eu un délai de quatre mois.

28 **R.A.3.4 Le Transporteur ne peut pas réaliser une telle estimation. Pour
29 connaître la façon dont est établie la prévision des services de
30 transport de point à point à court terme, voir réponse à la
31 question 9.1 de la demande de renseignements numéro 1 de la
32 Régie, déposée comme pièce HQT-6, Document 1.**

1 **Demande #4**

2

3 **Référence** : HQT-5, document 1, page 13 de 13

4

5 **Préambule** : « De plus, le Distributeur et le Producteur peuvent également
6 utiliser des ressources non désignées, encore une fois sans frais additionnels,
7 pour alimenter la charge locale, avec une priorité d'utilisation des
8 interconnexions supérieure au service de point à point non ferme. »

9

10 **Question** :

11 1- Veuillez indiquer comment serait traité un producteur autre que le
12 Producteur pour alimenter la charge locale, par exemple en cas de
13 défaillance de leur équipement :

14 a. Aurait-il une priorité d'utilisation des interconnexions supérieure
15 au service de point à point non ferme ?

16

17 i. Dans le cas d'utilisation de ressources non désignées,
18 aurait-ils des frais additionnels à supporter ? En quel cas,
19 discuter de l'élément équitable entre les producteurs
20 indépendants et Hydro-Québec Production dans ses
21 activités pour répondre à la charge locale.

22 **R.A.4.1.a) Un producteur autre qu'Hydro-Québec Production, qui**
23 **alimente la charge locale, est nécessairement un fournisseur**
24 **retenu par le Distributeur suite à un appel d'offres. Dans un tel**
25 **cas, suite à une défaillance d'équipements du fournisseur, le**
26 **Distributeur appliquera les dispositions prévues à son contrat**
27 **d'achat d'électricité.**

28 **Le Distributeur pourra remplacer la production rendue**
29 **indisponible, soit en utilisant les autres ressources dont il**
30 **dispose au Québec, soit en important de l'extérieur du**
31 **Québec. Dans ce dernier cas, le Distributeur peut utiliser la**
32 **priorité prévue aux *Tarifs et conditions* pour utiliser des**
33 **ressources non désignées pour alimenter la charge locale et**
34 **ce, sans frais additionnels, conformément à l'article 36 des**
35 ***Tarifs et conditions*. L'utilisation de ressources non désignées**

1 **pour alimenter la charge locale a une priorité supérieure au**
2 **service de point à point non ferme.**

3 **Demande #5**

4

5 **Référence :** HQT-2, document 1, pages 13 et 14 de 27

6

7 **Préambule :** Le Transporteur utilise différents équipements, par exemple des
8 compensateurs, des inductances et des condensateurs, pour contrôler la
9 tension et fournir ou absorber la puissance réactive. Ces équipements faisant
10 partie intégrante des actifs de transport, leurs coûts sont pris en compte dans
11 l'établissement des revenus requis du Transporteur et sont donc reflétés dans
12 ses tarifs.

13

14 La capacité de régulation des équipements de production est aussi utilisée en
15 permanence pour assurer l'ajustement continu de la tension dans des plages
16 d'exploitation acceptables. De plus, selon les besoins d'exploitation du réseau,
17 le Transporteur peut exiger en tout temps la fourniture additionnelle de
18 puissance réactive par des centrales de production. Actuellement, seul le
19 service de réglage de tension est facturé aux clients des services de point à
20 point.

21

22 (...)Suite à la décision de la Régie dans le dossier tarifaire 2001, ce service a
23 été facturé rétroactivement à l'année 2001 pour toutes les transactions des
24 services de point à point et le Transporteur ne propose pas de changement à
25 cette approche. Enfin, la totalité des revenus perçus par le Transporteur pour
26 le service complémentaire de réglage de tension est remis au Producteur, à
27 qui appartiennent les centrales qui fournissent le service dans la zone de
28 réglage du Transporteur.

29

30 **Question :**

31 1- Veuillez indiquer si le service complémentaire de réglage de tension
32 utilise uniquement les ressources du Producteur où s'il utilise
33 également en partie ou totalité dans certains cas les équipements
34 du Transporteur.

35 **R.A.5.1 Voir réponse à la question 4.a de la demande de**
36 **renseignements numéro 1 d'Option consommateurs déposée**
37 **comme pièce HQT-6, Document 7, page 6.**

1 2- Si tel est le cas (utilisation des équipements du Transporteur),
2 veuillez justifier le fait que l'ensemble des revenus soit remis au
3 Producteur.

4 **R.A.5.2 Sans objet.**

5 **Demande #6**

6
7 **Référence :** HQT-4, document 4, page 28 de 40

8
9 **Préambule :** La mise à jour de ces tarifs reflète l'évolution des besoins de
10 transport et du prix de production fixé à 7,5 ¢/kWh par le Producteur qui rend
11 les services.

12
13 **Questions:**

14 1- Veuillez indiquer pourquoi le prix de ces services passe du coût de
15 l'énergie patrimoniale au prix du marché entre la cause 2001 et celle
16 de 2005 ?

17 **R.A.6.1 La référence à cette question devrait se lire HQT-4,**
18 **Document 1.**

19 **Voir réponse à la question 26.1 de la demande de**
20 **renseignements numéro 1 de la Régie déposée comme pièce**
21 **HQT-6, Document 1, page 28.**

22 2- Est-ce que l'utilisation d'un prix de marché ne serait pas plus
23 représentative de la réalité qu'un prix fixe de 7,5 cents/kWh pour
24 toute période de l'année ?

25 **R.A.6.2 Le prix indiqué est équivalent à un prix de marché, puisque tel**
26 **qu'indiqué dans la preuve du Transporteur à la pièce HQT-4,**
27 **Document 1, page 29, il s'agit du prix d'approvisionnement des**
28 **achats à court terme du Distributeur pour livraison en 2005**
29 **selon l'appel d'offres d'avril 2004. D'autre part, l'utilisation d'un**
30 **prix de marché variable d'heure en heure demanderait la mise**
31 **en place d'un système de gestion complexe pour établir celui-**
32 **ci et dont les bénéfices ne sont pas démontrés, compte-tenu**

1 **notamment de la faible quantité des services complémentaires**
2 **de point à point prévus en 2005, soit environ 356 k\$ pour les**
3 **clients externes, tel qu'il en découle du tableau produit en**
4 **réponse à la question 4.2 de la demande de renseignements**
5 **numéro 1 de la Régie déposée comme pièce HQT-6,**
6 **Document 1.**

7 3- Est-ce que le Transporteur a fait une analyse sur l'impact qu'aura
8 une telle proposition sur la réservation du service de point à point ?
9 Si oui, veuillez la déposer. Si non, veuillez indiquer pourquoi.

10
11 a. Veuillez indiquer comment ce nouveau prix pourrait avoir un effet
12 sur les revenus du service de point à point au cours de l'année
13 2005 (et plus précisément, au cours d'une année complète où
14 l'information serait connue dès le début de l'année tarifaire).

15 **R.A.6.3 Les tarifs résultants pour le service de réglage de tension qui**
16 **s'appliquent pour les services de point à point ne représentent**
17 **qu'environ 1,6 % du tarif de transport applicable. Ils ne**
18 **devraient donc pas avoir un impact sensible sur les revenus**
19 **des services de transport de point à point.**

20 4- Veuillez déposer l'effet de rentabilité pour une transaction type de ce
21 changement de tarification sur une transaction de court terme durant
22 une heure de pointe type du marché de NY.

23 **R.A.6.4 La tarification proposée pour le tarif horaire non ferme est de**
24 **0,13 \$/MWh comparativement à 0,04 \$/MWh auparavant, soit**
25 **une augmentation de 0,09 \$/MWh. Le tarif de transport**
26 **demeurant à 8,33 \$/MWh, cette augmentation représente un**
27 **coût de transport supplémentaire de 1 %, ce qui n'aura donc**
28 **qu'un faible impact sur la rentabilité des transactions.**

29 5- Est-ce que le Transporteur a discuté avec ses clients réguliers de ce
30 changement, qui serait rétroactif au 1^{er} janvier 2005 ?

1 **R.A.6.5 Le Transporteur n'a pas discuté de ce changement avec**
2 **d'autres clients qu'Hydro-Québec Production.**

3 6- Est-ce que le Transporteur a vérifié auprès d'autres producteurs de
4 la possibilité d'offrir en tout ou en partie un ou des services
5 complémentaires qui pourraient être requis à la place du
6 Producteur ? Si non, pourquoi. Si oui, veuillez indiquer quelles en
7 sont les conclusions.

8 **R.A.6.6 Voir réponse à la question 22.1 de la demande de**
9 **renseignements numéro 1 de la Régie déposée comme pièce**
10 **HQT-6, Document 1, page 25. Voir également la réponse à la**
11 **question 2.1 de la demande de renseignements numéro 1 de**
12 **Brascan Énergie Marketing Inc. déposée comme pièce HQT-6,**
13 **Document 4.**

1 **SECTION B**

2
3 **AQCIE/CIFQ**

4 Information Requests #2 to TransÉnergie
5 R-3549-2004, phase II

6
7
8 Questions from the Québécoise Association of Industrial Consumers of
9 Electricity (AQCIE) and the Council of Forest Industry of Quebec (CIFQ) within
10 the framework of the revised application relating to the modification of
11 conditions of the electricity transmission service of Hydro-Quebec (from Zak
12 El-Ramly)

13
14
15 **Request #1**

16
17 **Reference :** HQT-4, document 3, page 22, line 14-17

18
19 **Preamble:** “However, if selling non-firm service at lower rates leads to a
20 transmission user’s substituting non-firm for firm service, it only causes
21 revenue loss to the transmission provider, without improving capacity
22 utilization.” (Emphasis added)

23
24 **Question:**

25 1- What approach, proposal or ideas is HQT making to improve the
26 capacity utilization of its transmission system?

27 **R.B.1.1 D'une part, le Transporteur propose à la pièce HQT-2,**
28 **Document 5, une politique de rabais qui rencontre les objectifs**
29 **de flexibilité énoncées dans sa preuve. Tel qu'énoncé à la**
30 **pièce HQT-2, Document 1, page 5, l'objectif de la politique de**
31 **rabais est de favoriser l'utilisation optimale du réseau, tel que**
32 **demandé par la Régie dans sa décision D-2002-95. La politique**
33 **de rabais propose s'applique au service horaire en période**
34 **hors pointe, car il s'agit du marché pour lequel la possibilité de**
35 **substitution est la moins grande. D'autre part, le Transporteur**
36 **planifie l'ensemble de ses opérations de façon à maximiser la**

1 **disponibilité du réseau, ce qui permet à la clientèle d'effectuer**
2 **le plus de réservations de services de point à point possibles.**

3 **Request #2**

4
5 **Reference:** HQT-4, document 3, page 22, line 25-27

6
7 **Preamble:** “The monthly rate (\$/kW-month) is 1/12 of the annual \$/kW-year
8 rate for the LT-PTP service. The weekly rate is 1/52 of the annual kW-year
9 rate. The daily rate is 1/5 of the weekly rate, following the “American Electric
10 Power (AEP)”

11
12
13 **Questions :**

14 1- Assuming a 100% load factor, how much would HQT collect selling ST
15 PTP transmission service based on the above formula and proposed
16 rates for every MW of capacity?

17 **R.B.2.1 Réponse du Dr Ren Orans :**

18 **The actual amount collected would depend on the amount of**
19 **available transmission capacity posted during the year, which**
20 **varies with grid conditions. If the question intends to compare**
21 **the amount that would be collected under ST PTP service with**
22 **the amount that would be collected selling the same amount of**
23 **transmission under LT PTP service, the comparison is as**
24 **follows:**

- 25 • **Monthly service: 100% of LT PTP revenues**
26 • **Weekly service: 100% of LT PTP revenues**
27 • **Daily service: 140% of LT PTP revenues**

28 2- Please compare the answer from above to the LT PTP rate on annual
29 basis.

30 **R.B.2.2 Réponse du Dr Ren Orans :**

31 **See R.B.2.1.**

1 **Request #3**

2

3 **Reference:** HQT-4, document 3, page 23, line 23-26

4

5 **Preamble:** The peak transmission rate, based on the AEP method, is equal to
6 the annual rate (\$/kW-year) divided by 4160 hours (16 hours x 5 days x 52
7 weeks); and the off-peak rate is equal to the annual rate (\$/kW) divided by
8 8760 (24 hours x 7 days x 52 weeks).

9

10 **Questions :**

11 1- Assuming a 100% load factor, how much would HQT collect selling
12 non-firm transmission services based on the above formula and
13 proposed rates for every MW of capacity?

14 **R.B.3.1 Réponse du Dr Ren Orans :**

15 **See R.B.2.1. for monthly, weekly, and daily services.**

16 • **Hourly on-peak service: 211% of LT PTP revenues**

17 • **Hourly off-peak service: 100% of LT PTP revenues**

18

19 2- Please compare the answer from above to the LT PTP rate on
20 annual basis.

21 **R.B.3.2 See R.B.3.1.**

22 **Request #4**

23

24 **Reference:** HQT-4, document 3, page 28 of 16, line 13-21

25

26 **Preamble:** “My analysis uses a different measure of transmission value than
27 the one in HQT’s Final Discounting Report.10 Based on 2004 market price
28 data, my measure of transmission value is the maximum energy price spread
29 between the on- and off-peak hours in HQ’s three neighboring energy
30 markets: Ontario, New York (NY), and New England (NE). My analysis
31 assumes a transmission customer (who is engaged in day- trading) would
32 place a maximum value for HQT’s short-term point-to-point service equal to
33 the difference between the lowest off-peak price in any of the three markets
34 and highest on-peak price in the same markets.”

35

1 **Questions :**

2 1- Please explain in full details how a transmission customer (who is
3 engaged in day-trading) can take advantage of the difference between
4 the lowest off-peak price in any of the three markets and highest on-
5 peak price in the same markets. Include in your explanation:

6 a. How could the customer predict the prices ;

7
8 b. Transmission reservation and transactions required to achieve
9 the trade (buying and subsequent selling or visa versa);

10
11 c. The cost of the above transmission reservation and associated
12 ancillary services;

13 **R.B.4.1 Réponse du Dr Ren Orans :**

14 **A transmission customer with the ability to store energy (such**
15 **as HQ Production) could purchase energy during off-peak**
16 **hours in a neighboring jurisdiction and then resell it during**
17 **peak hours in either the same or a different neighboring**
18 **jurisdiction. This results in a per MWH gross gain equal to the**
19 **market price difference. My analysis estimates the net gain**
20 **from engaging in these transactions each day based on**
21 **wholesale electricity market prices in neighboring**
22 **jurisdictions. This requires transmission reservations and the**
23 **provision of or payment for real power losses in the two**
24 **neighboring jurisdictions, the costs of which were subtracted**
25 **from the market price difference before assessing the**
26 **reasonableness of HQT's ST rate.**

27 **The degree of accuracy to which a customer can predict those**
28 **prices is irrelevant to the assessment of the actual market**
29 **value. If the transaction is for day-ahead (hour-ahead) delivery,**
30 **the gross gain from trade is the day-ahead (hour-ahead) price**
31 **difference. The analysis is analogous to an equities trader**
32 **buying shares in a stock one day and reselling them the next**

1 **day. Just as the market value of the stock transaction does**
2 **not depend on the trader’s ability to forecast the next day’s**
3 **stock prices, the market value of the transmission service**
4 **does not depend on customers’ ability to forecast energy**
5 **prices.**

6 **Transmission Service Charges and Export Tariffs were**
7 **obtained from the following websites:**

8 **NYISO**

9 http://www.nyiso.com/public/market_data/pricing_data.jsp
10 [Used HQ \\$/Mwhr from “tscsmmry_12_2004.csv” under TSC & NTAC Rates link.](#)

11 **ISONE**

12 http://www.iso-ne.com/stlmnts/iso_rto_tariff/reports/index.html
13 [http://www.isone.org/teaching/Reconciliation/smd_modules/mainpage.ht](http://www.isone.org/teaching/Reconciliation/smd_modules/mainpage.htm)
14 [m](#)
15 [Used Through or Out Service Rates from “NEPOOL_and_ISO_Tariff_Rates.xls”](#)

16 **OEB**

17 [http://www.oeb.gov.on.ca/html/en/hearingsanddecisions/decisionsandrep](http://www.oeb.gov.on.ca/html/en/hearingsanddecisions/decisionsandreports.htm)
18 [orts.htm](#)
19 [Used Export fee from page 3 of “Transmission Rates Decision \(RP-1999-0044\)”](#)

20 **IESO**

21 <http://www.ieso.ca/imoweb/transinfo/tariffs.asp#OPGRST>

22 **Hydro Quebec/TransEnergie**

23 <http://www.hydroquebec.com/transenergie/oasis/en/tarif.shtml>
24 <http://www.hydroquebec.com/transenergie/oasis/en/pdf/tarifs.pdf>

25 2-ÉÉÉBased on your experience, what is the likelihood that transmission
26 customer would be able to forecast the three markets high and low
27 prices.

1 **R.B.4.2 Réponse du Dr Ren Orans :**

2 **The analysis did not attempt to estimate the capability of**
3 **transmission customers to forecast energy prices or the**
4 **accuracy of such forecasts. See the response to R.B.4.1.**

5 **(R.B.5.1 Question inexistante.)**

6 **Request #6**

7

8 **Reference:** HQT-4, document 3, page 38

9

10 **Preamble:** “British Columbia Transmission Company (BCTC) is the
11 transmission provider most comparable to HQT.”

12

13 **Question :**

14 1- Please provide a detailed comparison of all aspects of the HQT tariff to
15 that of BCTC as recently approved by the BC Utilities Commission.

16 **R.B.6.1 Réponse du Dr Ren Orans :**

17 **Please refer to the following tables:**

1 Summary of long-term service designs

BC Hydro	Standard 888 Design with the reflection of incremental costs for transactions on paths that are anticipated to require an upgrade over the next 10 years.
BCTC (as recently approved)	Standard 888 Design with « deferral credit » for new generators that locate in areas that allow BCTC to defer transmission investment.
HQT	Standard 888 Design.

2 Summary of short-term service designs

BC Hydro	The Short-term price is tied to one-fourth of the difference between the AECO gas price converted to electricity price less the electricity price at the California-Oregon border. The index attempts to provide a value for transmission between those two markets that is restricted on the low end by minimum prices for firm and non-firm service and on the high end by a maximum price of the full non-discounted firm rates for the same duration service. The tariff is adjusted for losses. The maximum posted price for hourly service is equal to the annual rate divided by 8760 hours.
BCTC (as recently approved)	The Short-term price is tied to one-fourth of the difference between the Alberta Power Pool electricity price less the electricity price at Mid-Columbia. The new rate does not have a minimum charge, and is directional (e.g., there is no charge for exporting to Alberta when the Mid-C price is higher than the Alberta price). The maximum posted price for hourly service is equal to the annual rate divided by 8760 hours.
HQT (proposed)	Standard 888 service with a short-term discount for off-peak, non-firm service tied to the difference in hourly prices between the market of destination and the market of origin. The maximum posted price for hourly service is equal to the annual rate divided by 8760 hours.

3 Summary of export and wheeling fees

BC Hydro	Standard 888 Design with no separate service.
BCTC (as recently approved)	Standard 888 Design with no separate service.
HQT	Standard 888 Design with no separate service.

1 Summary billing determinants

BC Hydro	<ul style="list-style-type: none"> • Monthly network charge is based on the transmission customer's load ratio share multiplied by 1/12 of the TRR net of point to point revenues, scheduling and dispatch revenues, and engineering services revenues. • The load ratio share has the standard FERC definition (FERC Order 888 pp. 296-297), and is calculated on a rolling 12-month basis. A customer's bill under this method is equal to the Monthly Network TRR times the fraction defined by a customer's 12 months of coincident peak loads divided by the sum of all network customers' 12 month coincident peak loads. This is an allocation of network costs among network customers. 12-CP is not used to allocate costs between network and point-to-point services • The Point-to-Point bill is based on reserved capacity multiplied by a point-to-point charge.
BCTC (as recently approved)	<ul style="list-style-type: none"> • Monthly network charge is based on the transmission customer's load ratio share multiplied by 1/12 of the TRR net of point to point revenues, scheduling and dispatch revenues, and engineering services revenues. • The load ratio share has the standard FERC definition (FERC Order 888 pp. 296-297), and is calculated on a rolling 12-month basis. A customer's bill under this method is equal to the Monthly Network TRR times the fraction defined by a customer's 12 months of coincident peak loads divided by the sum of all network customers' 12 month coincident peak loads. . This is an allocation of network costs among network customers. 12-CP is not used to allocate costs between network and point-to-point services • The maximum connected load of all of the BC generators is used to determine the billing determinants for point-to-point service. This results in a rate that is 20 percent lower than the use of 1-CP. • The Point-to-Point bill is based on reserved capacity multiplied by a point-to-point charge.
HQT	<ul style="list-style-type: none"> • Monthly network charge is based on the transmission customer's load ratio share multiplied by 1/12 of the residual TRR. • The load ratio share is based on the customer's annual coincident peak over the calendar year (1 CP). • The Point-to-Point bill is based on reserved capacity multiplied by a point-to-point charge.

1 Summary of ancillary services

BC Hydro	BC Hydro offers a typical set of AS based on its costs to provide them. These services include: Scheduling, System Control and Dispatch service; Regulator/Frequency Response; Operating Reserves (Spinning and Non-Spinning); Voltage Support; Real Power Losses; and energy imbalance. Both loss compensation and the price paid or received for energy imbalances are based partially on BC Hydro's opportunity costs. The following section describes the energy imbalance prices in more detail.
BCTC (as recently approved)	BCTC offers a typical set of AS based on its costs to procure them from BC Hydro. These services include: Scheduling, System Control and Dispatch service; Regulator/Frequency Response; Operating Reserves (Spinning and Non-Spinning); and Voltage Support. BCTC may also procure interconnected operating services from suppliers other than BC Hydro and pass through the cost through a blended rate. BCTC will no longer offer Loss Compensation service.
HQT	TransÉnergie offers a typical set of A/S based on Hydro Quebec's costs to provide them.

2 Summary of energy imbalance treatment

Company	Tolerance Band	Rate Inside Band	Rate Outside Band
BC Hydro	±1.5% and a minimum of 2 MW.	BC Hydro minimum "buy" price for month for under-generation, RS 1821 energy rate for over-generation.	125% of RS 1821 energy rate for under-generation, no compensation for over-generation.
BCTC (as recently approved)	±1.5% and a minimum of 5 MW.	Single hourly price based on the average of BC Hydro hourly "buy" and "sell" prices.	BC Hydro hourly "buy" for over-generation, BC Hydro hourly "sell" price for under-generation.
HQT	Up to ±1.5%, ±2 MW.	None within band if imbalance corrected within 30 days.	Customer pays 10.41 cents/kWh for under-generation. For over-generation, credit of 1.28 cents/kWh.

3 Summary of planning processes

BC Hydro	BCTC responds to applications for network and PTP service posted on its OASIS. It also performs simulations to forecast ATC. Should there be insufficient ATC to accommodate new customer needs, various upgrade options are considered and the least cost option is selected. The proposed upgrades and associated schedule of implementation are documented in the Transmission System Capital Plan.
BCTC (as recently approved)	BCTC responds to applications for network and PTP service posted on its OASIS. In addition, BCTC will conduct an annual open season window in which transmission requests may be consolidated in order to facilitate investment.
HQT	TransÉnergie responds to applications for network and PTP service posted on its OASIS. Hydro Quebec also prepares a 10-year plan.

1 2- Please provide a summary of the recent changes to BCTC's Tariff, as
2 recently approved by the BC Utilities Commission and the reasons for
3 the change as accepted by the BC Utilities Commission.

4 **R.B.6.2 Réponse du Dr Ren Orans :**

5 **See response to R.B.6.1 above.**

6 **Request #7**

7
8 **Reference:** HQT-4, document 3, pages 39, line
9

10 **Preamble:** "BCTC's proposed ST-PTP rate is set at the minimum of a) the full
11 non-
12 discounted hourly rate; or, b) 1/4 of an estimated value of transmission
13 between Alberta and the California Oregon border (COB)."
14

15
16 **Question :**

17 1- Please explain the rationale for the use of the ¼ of an estimated value
18 of transmission between Alberta and the California Oregon border
19 (COB) for setting the discounted transmission rate.

20 **R.B.7.1 Réponse du Dr Ren Orans :**

21 **This formula was first approved by the BCUC for use by BC**
22 **Hydro in 1996. "The ST PTP formula under the WTS calculated**
23 **a rate equal to one quarter of the gains from trade, where the**
24 **gain from trade was estimated as the difference between the**
25 **estimated cost of electricity in Alberta and posted prices at the**
26 **California-Oregon Border. The cost of electricity in Alberta was**
27 **estimated using the cost of natural gas at Encana's Calgary**
28 **Hub converted to electricity (Exhibit B1-1, pp. 60-61)." (BCUC's**
29 **June 20, 2005 Decision, p.63). The formula assumes that the**
30 **BC Hydro transmission system serves as the only path**
31 **between the Alberta and US markets. The gain from trade was**
32 **split four ways because four companies were assumed to be**

1 involved in the transaction: the transmission provider in
2 Alberta, the transmission provider in the US, BC Hydro, and
3 the transmission customer.

4 2- Is it possible for the discounted BCTC's transmission charge to be
5 zero? Under what conditions would the charges be zero?

6 **R.B.7.2 Réponse du Dr Ren Orans :**

7 BCTC's rate prior to the most recent BCUC decision had a
8 floor of \$2/MWh for firm service and \$1/MWh for non-firm
9 service. The new OATT recently approved by the BCUC
10 eliminates the floor and instead institutes a minimum charge
11 of \$55 per transaction. The rate is designed to cover BCTC's
12 variable cost of making the transaction. In addition, the new
13 short-term rate is directional, meaning that the customer will
14 pay only the minimum charge when scheduling in the opposite
15 direction of the prevailing market prices (e.g., importing into
16 BC or exporting to Alberta when the price in the US is higher
17 than the price in Alberta).

18 **Request #8**

19

20 **Reference:** HQT-4, document 3 page 36, line 8-10

21

22 **Preamble:** "The objective of this section is to compare HQT's proposed OATT
23 with industry standard designs to determine if HQT's proposal is consistent
24 with those designs. The comparison is based on my general knowledge of the
25 industry, plus a survey of transmission tariffs that I coauthored."
26

26

27 **Questions:**

- 28 1- Please provide in a tabular form a comparison of HQT proposed tariff to
29 those of other Canadian jurisdiction. Include in the comparison:
30 a. LT PTP rates
31 b. ST PTP firm services rates
32 c. ST PTP non-firm services rates
33 d. Applicable discount policy

1 e. Average ST PTP rates actually experienced when a discount is
2 applicable.

3 **R.B.8.1 Please see response to OPG 9.2 for a comparison of the rate**
4 **designs for the LT PTP and ST PTP firm rates for Canadian**
5 **jurisdictions. The language for posted discount policies for**
6 **Ontario and New Brunswick are also shown in this response.**

7 **Please see response to OPG 10.1 for a summary of the hourly**
8 **firm and non-firm designs used by Canadian jurisdictions.**
9 **This response also refers to BCTC’s indexed rate, which they**
10 **use as their posted discounted price. The Tariff in BC**
11 **contains the standard FERC pro forma discounting language.**

12 **I do not have access to data showing the posted discounts**
13 **from these jurisdictions when they were allowed. I have seen**
14 **data for BCTC showing the average indexed price for hourly**
15 **firm service between April of 1999 through March of 2004 was**
16 **\$4.27 per MWh. Over the last year of this period, the rate has**
17 **been closer to \$3 per MWh, reflecting the lower market value**
18 **of transmission. This represents over a 50 percent discount**
19 **to the posted maximum price of \$6.30 over the same time**
20 **period. (See BCTC’s response to the BCUC IR 1 18.0, Dated :**
21 **23 August 2004)**