

**RÉPONSES DU TRANSPORTEUR
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NUMÉRO 1
DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

1 **DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^o 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (« LA RÉGIE »)**
2 **RELATIVE À LA DEMANDE « R-3549-2004, PHASE 2 »**

3

4 **1. Référence : HQT-2, document 1, page 8.**

5 **Préambule :**

6 *«Compte tenu de ce qui précède, le Transporteur doit s'assurer de la*
7 *compatibilité des règles de transit au Québec avec celles prévalant dans les*
8 *réseaux voisins... »*

9 **Demande :**

10 **1.1** Comment le Transporteur assure-t-il la compatibilité des règles de
11 transit au Québec avec celles des réseaux voisins, dans le contexte
12 décrit aux lignes 13 à 21 de la pièce HQT-2, document 1, page 8 ?

13 **R1.1** **En effectuant le suivi de l'évolution des marchés dans les**
14 **réseaux voisins, le Transporteur s'assure que les règles de**
15 **transit qu'il propose au Québec soient compatibles avec celles**
16 **en vigueur dans les réseaux voisins, de façon à assurer la**
17 **fluidité des échanges de puissance entre les réseaux.**

18 **2. Références :** i) HQT-2, document 1, page 10 ;
19 ii) HQT-5, document 3, articles 13.4 et 14.4.

20 **Préambule :**

21 i) *« Actuellement, 26 clients ont au moins une convention de service de*
22 *transport de point à point en vigueur »*

23 **Demande :**

24 **2.1** Veuillez déposer les conventions de service de chacun de ces
25 clients, tel que le stipulent les articles 13.4 et 14.4 des Tarifs et
26 conditions du service de transport d'Hydro-Québec.

27 **R2.1** **Voir pièce HQT-2, Document 1.1.**

1 **3. Référence : HQT-2, document 1, page 14.**

2 **Préambule :**

3 *« Enfin, la totalité des revenus perçus par le Transporteur pour le service*
4 *complémentaire de réglage de tension est remis au Producteur, à qui*
5 *appartiennent les centrales qui fournissent le service dans la zone de réglage*
6 *du Transporteur.»*

7 **Demande :**

8 **3.1** L'arrivée de nouveaux producteurs à compter de 2006 amènera-t-
9 elle des changements à cette situation ? Veuillez expliquer.

10 **R3.1 Depuis quelques années, de nouveaux producteurs privés**
11 **sont raccordés sur le réseau. De même, suite aux divers**
12 **appels d'offres lancés par le Distributeur pour satisfaire les**
13 **besoins des marchés du Québec, de nouveaux producteurs**
14 **seront raccordés périodiquement au réseau de transport au**
15 **cours des prochaines années. Toutefois, tous les producteurs**
16 **privés raccordés au réseau du Transporteur livrent déjà ou**
17 **livreront la totalité de leur production à Hydro-Québec**
18 **Production ou au Distributeur au point de raccordement prévu.**
19 **À ce jour, aucun de ces producteurs privés n'a réservé de**
20 **service de transport de point à point auprès du Transporteur.**

21 **Dans ce contexte, le Transporteur ne prévoit pas actuellement**
22 **de hausse significative des réservations des services de**
23 **transport de point à point par des tiers au cours des**
24 **prochaines années. Ainsi, les besoins liés au service**
25 **complémentaire de réglage de tension ne connaîtront donc**
26 **pas de hausse significative au cours de cette période et**
27 **partant, la situation évoquée en préambule ne nécessitera pas,**
28 **de l'avis du Transporteur, de changement. Dans le cas**
29 **contraire et si nécessaire, le Transporteur pourrait alors**
30 **demander à la Régie des modifications à ce service.**

1 **4. Référence :** HQT-2, document 1, page 14, tableau 1.

2 **Préambule :**

3 **Tableau 1 – Revenus du service de réglage de tension (k\$)**

Année	HQ Production	Clients externes
2001	1456,9	50,0
2002	1382,2	19,1
2003	759,1	30,5
2004	455,9	18,3

4

5 **Demandes :**

6 **4.1** Veuillez fournir, sous le format du tableau 1 ci-dessus, l'évolution
7 des revenus de chaque service complémentaire du Transporteur.
8 Veuillez expliquer les écarts importants durant la période
9 demandée.

10 **R4.1** **Parmi les six services complémentaires applicables aux**
11 **services de transport de point à point visés aux *Tarifs et***
12 ***conditions* en vigueur, deux s'appliquent à la totalité des**
13 **réservations des services de transport de point à point, soit le**
14 **service de gestion du réseau (Annexe 1 des *Tarifs et***
15 ***conditions*) et le service de réglage de tension (Annexe 2).**
16 **Concernant le service de gestion du réseau, le Transporteur**
17 **n'impose pas de tarif distinct pour ce service, conformément**
18 **aux *Tarifs et conditions*. Quant au service de réglage de**
19 **tension, les revenus des années 2001 à 2004 sont indiqués au**
20 **Tableau 1 reproduit au préambule. Le Transporteur précise**
21 **que les écarts observés en ce qui concerne les revenus**
22 **obtenus de ce service d'une année à l'autre reflètent**
23 **l'évolution du niveau des transactions des services de point à**
24 **point de cette période.**

1 **Quant aux autres services complémentaires offerts dans le**
2 **cadre des *Tarifs et conditions* en vigueur, soit les services de**
3 **réglage de fréquence (Annexe 3), de compensation d'écart de**
4 **livraison (Annexe 4), de maintien de la réserve tournante**
5 **(Annexe 5) et de maintien de la réserve arrêtée (Annexe 6),**
6 **ceux-ci s'appliquent uniquement lorsque le service de**
7 **transport de point à point est contracté pour alimenter une**
8 **charge dans la zone de réglage du Transporteur. Le**
9 **Transporteur n'a obtenu aucun revenu de ces quatre autres**
10 **services complémentaires pour la période des années 2001 à**
11 **2004.**

12 **4.2** Veuillez présenter, selon le même format, une estimation des
13 revenus de chaque service complémentaire pour l'année 2005.
14 Veuillez expliquer les écarts anticipés entre les revenus 2004 et les
15 projections de revenus 2005.

1 **R4.2** Le tableau suivant présente la prévision des revenus de
 2 chaque service complémentaire pour l'année 2005 ainsi que
 3 les écarts par rapport à l'année 2004.

4 **Tableau R4.2 – Revenus des services complémentaires (k\$)**

	Hydro-Québec Production		Clients tiers		Explication des écarts
	2004	2005	2004	2005	
Gestion du réseau	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	
Réglage de tension	455,9	1 631,7	18,3	52,0	(1)
Réglage de fréquence	0,0	518,0	0,0	16,0	(2)
Écart de réception	s.o.	0,0	s.o.	0,0	(3)
Écart de livraison	0,0	0,0	0,0	0,0	
Réserve tournante	0,0	6 025,0	0,0	192,0	(2)
Réserve arrêtée	0,0	3 010,0	0,0	96,0	(2)

- 5 (1) Pour Hydro-Québec Production : hausse de volumes de 11 % et hausse de prix
 6 de 218 %. Pour les clients tiers : baisse de volumes de 40 % et hausse de prix
 7 identique.
- 8 (2) En 2004, ce service ne s'applique que pour les livraisons qui alimentent une
 9 charge dans la zone de réglage du Transporteur. Pour l'année 2005, le
 10 Transporteur propose qu'il s'applique à toutes les livraisons sur le réseau du
 11 Transporteur.
- 12 (3) Nouveau service complémentaire applicable aux services de transport de point
 13 à point pour l'année 2005.

- 1 **4.3** Veuillez préciser, dans un tableau, pour les années 2001 à 2005,
2 les revenus pour chaque service complémentaire remis, d'une part,
3 à Hydro Québec Production, et d'autre part, aux producteurs privés.
- 4 **R4.3** **Comme aucun service complémentaire pour les services de**
5 **transport de point à point n'a été offert par les producteurs**
6 **privés durant cette période, tous les revenus indiqués en**
7 **réponse à la question 4.1 ont été remis à Hydro-Québec**
8 **Production.**
- 9 **4.4** Veuillez déposer toute entente avec Hydro Québec Production
10 concernant les services complémentaires.
- 11 **R4.4** **Il n'existe pas d'entente écrite entre le Transporteur et**
12 **Hydro-Québec Production concernant la fourniture des**
13 **services complémentaires. Ces services sont offerts par le**
14 **Transporteur à sa clientèle conformément aux prescriptions**
15 **des *Tarifs et conditions* approuvés par la Régie. Quant aux**
16 **paramètres proposés par Hydro-Québec Production pour la**
17 **fourniture des services complémentaires, ceux-ci sont**
18 **raisonnables et partant, acceptables de l'avis du Transporteur.**
- 19 **4.5** Veuillez expliquer, pour chaque service complémentaire, les coûts
20 détaillés associés à ces services.
- 21 **R4.5** **La pièce HQT-4, Document 1, pages 28 à 35, présente la**
22 **méthode d'établissement des tarifs proposés pour les services**
23 **complémentaires applicables aux services de transport de**
24 **point à point. Le Transporteur y précise que cette méthode**
25 **intègre les paramètres utilisés par Hydro-Québec Production**
26 **pour fournir ces services complémentaires et qu'elle est**
27 **identique à la méthode approuvée par la Régie dans le cadre**
28 **de la demande R-3401-98.**

1 **5. Référence : HQT-2, document 1, page 16.**

2 **Préambule :**

3 Concernant le service de compensation pour écart de réception, le
4 Transporteur mentionne :

5 « *Dans le cas d'un producteur éolien, ce dernier pourra disposer d'une entente*
6 *d'équilibrage afin d'être exempté de l'application de ce service. »*

7 **Demande :**

8 **5.1** Veuillez confirmer que le service de compensation pour écart de
9 réception ne s'appliquera qu'aux clients du service point à point ?

10 **R5.1 Le Transporteur confirme que le service de compensation**
11 **d'écart de réception ne s'appliquera qu'aux services de**
12 **transport de point à point offerts en vertu de la Partie II des**
13 ***Tarifs et conditions.***

14 **6. Référence : HQT-2, document 1, page 26.**

15 **Préambule :**

16 « *Le Transporteur et le Distributeur ont également mis en place un processus*
17 *pour traiter les demandes de raccordement des clients raccordés en haute*
18 *tension, de façon à assurer la meilleure coordination possible de ces*
19 *demandes et de répondre aux besoins de la clientèle du Distributeur dans les*
20 *délais requis.»*

21 **Demande :**

22 **6.1** Veuillez expliquer ce processus et déposer toute entente entre le
23 Transporteur et le Distributeur, à cet effet.

24 **R6.1 Voir pièce HQT-2, Document 1.2.**

1 **7. Référence : HQT-2, document 2, page 7.**

2 **Préambule :**

3 *« Ainsi, la réduction des tarifs du service de point à point à court terme par*
4 *suite de la décision D-2002-95 est dorénavant compatible avec l'évolution*
5 *observée dans les réseaux voisins où l'on constate une tendance vers la*
6 *réduction progressive des tarifs applicables aux services de transport inter-*
7 *réseaux. Dans ce contexte, le maintien du statu quo au niveau de la structure*
8 *tarifaire des services de point à point apparaît donc comme une nécessité au*
9 *Transporteur permettant d'une part, de surveiller l'évolution des tendances à*
10 *ce chapitre dans les réseaux voisins et d'autre part, de conserver la stabilité*
11 *nécessaire à une politique de tarification efficace. »*

12

13 **Demande :**

14 **7.1** Comment le Transporteur concilie-t-il le maintien du statu quo au
15 niveau de la structure tarifaire des services de point à point avec la
16 tendance des réseaux voisins à l'élimination des tarifs inter-
17 réseaux ?

18 **R7.1 En ouvrant son réseau de transport aux tiers en 1997, Hydro-**
19 **Québec s'est conformée aux nouvelles règles régissant le**
20 **marché continental de l'énergie, dont les exigences de la**
21 **FERC en matière d'obligation de réciprocité d'accès. Depuis**
22 **lors, les diverses fonctions exercées par le Transporteur**
23 **s'apparentent à celles des transporteurs formés sous le**
24 **modèle généralement connu sous la désignation de *TransCo***
25 **où l'entité responsable du transport est propriétaire des actifs**
26 **de transport, les opère et en assure la fiabilité. Le modèle mis**
27 **en place au Québec sous-tend l'application de tarifs de**
28 **transport qui permettent au Transporteur de récupérer les**
29 **revenus nécessaires à son bon fonctionnement.**

30 **Le modèle adopté par le Transporteur se distingue par ailleurs**
31 **d'autres modèles observés dans les marchés de l'électricité**
32 **limitrophes et du nord-est de l'Amérique du Nord. Ces autres**
33 **modèles, rappelons-le, ont comme principale caractéristique**

1 une structure de marché où il n'y a pas service de transport de
2 point à point distinct, entraînant de ce fait l'élimination
3 progressive des tarifs de transport des services de point à
4 point dans ce marché.

5 Le fonctionnement des marchés permet de constater que les
6 caractéristiques propres à chacun des modèles succinctement
7 décrits plus avant n'empêchent pas les transactions de
8 passage d'un réseau à un autre. Or, l'expérience des dernières
9 années démontre sans équivoque que le modèle mis en place
10 au Québec, qui intègre notamment les modalités de la
11 structure tarifaire adoptée par la Régie en 2001 dont le niveau
12 des tarifs des services de point à point, s'est avéré à la fois
13 efficace et compatible avec les systèmes environnants.

14 Vu ce qui précède, le Transporteur juge que la reconduction
15 de la structure tarifaire qu'il préconise assurera un juste
16 équilibre entre deux considérations principales, soit d'une part
17 de maintenir le niveau raisonnable des tarifs des services de
18 transport de point à point découlant de cette structure afin
19 d'assurer la stabilité des tarifs du Transporteur et d'éviter une
20 hausse de la facture du Distributeur qui résulterait d'une
21 baisse significative ou de l'élimination des tarifs des services
22 de point à point et d'autre part, de tenir compte de la tendance
23 observée dans certains marchés voisins où l'on constate une
24 élimination progressive, des tarifs de transport de point à
25 point. Voir également réponse à la question 54.3 de la
26 demande de renseignement numéro 1 du RNCREQ déposée
27 comme pièce HQT-6, Document 8.

1 **8. Référence : HQT-2, document 2, page 10.**

2 **Préambule :**

3 Tableau 5 : Besoins des services de transport (pertes incluses)

4 **Demandes:**

5 **8.1** Veuillez fournir, pour chacune des années 2001 à 2005, les
6 besoins du Transporteur pour la charge locale, le service de point à
7 point long terme et chacun des services fermes et non fermes de
8 point à point de court terme (mensuel, hebdomadaire, quotidien,
9 horaire).

10 **R8.1**

11 **Tableau R8.1 – Besoins de transport (avec pertes) pour 2001-2005**

	2001	2002	2003	2004	2005 (prévision)
Charge locale (MW)					
- Maximum annuel	29 346	31 171	34 487	35 514	s.o
- Coïncident à la pointe du réseau de transport	29 287	30 413	34 487	35 514	s.o
- Normalisé	32 211	32 244	33 735	34 295	34 060
Point à point long terme (MW)					
- HQP	3 877	3 306	1 878	405	405
- Autres	105	-	-	-	-
Point à point mensuel ferme (MW)					
- HQP	1 780	750	126	210	-
- Autres	300	175	276	220	-
Point à point hebdomadaire ferme (MW)					
- HQP	80	-	-	-	-
- Autres	400	1 057	132	-	-
Point à point quotidien ferme (MW)					
- HQP	-	563	153	5 207	5 882
- Autres	-	350	-	20	-
Point à point quotidien non ferme (MW)					
- HQP	-	-	-	-	-
- Autres	-	74	-	-	-
Point à point horaire non ferme (TWh)					
- HQP	0,1	1,5	2,1	6,7	8,9
- Autres	0,0	0,1	0,6	0,3	0,4

12 s.o.: sans objet

13 **8.2** Veuillez expliquer la méthodologie utilisée pour estimer les besoins
14 de chacun des services de point à point.

15 **R8.2 Aux fins de l'estimation des besoins de chacun des services**
16 **de transport de point à point, le Transporteur a utilisé les**

1 **données de facturation pour les années 2001 à 2004. Quant à**
2 **l'année témoin projetée 2005, voir réponse à la question 9.1**
3 **suivante.**

4 **8.3** Pourquoi la prévision des revenus du point à point mensuel est-elle
5 nulle pour 2005 ?

6 **R8.3** **Compte tenu qu'aucune réservation n'a été confirmée par la**
7 **clientèle pour l'année 2005 au niveau du service de transport**
8 **de point à point mensuel, le Transporteur a anticipé une**
9 **prévision de revenus nulle pour ce service. Voir également**
10 **pièce HQT-6, Document 7, réponse à la question 56.b, de la**
11 **demande de renseignements numéro 1 d'Option**
12 **consommateurs.**

13 **9. Références :** i) HQT-2, document 2, pages 14 et 15;
14 ii) Hydro-Québec, Rapport trimestriel, Deuxième
15 trimestre 2005., page 2.

16 **Préambule :**

17 i) *«La prévision des revenus de service de point à point à court terme pour*
18 *2005 est de 78 M\$.».*

19 Tableau 7 : Revenus de transport.

20 ii) Le rapport trimestriel d'Hydro-Québec cité en référence mentionne :

21 *« Le bénéfice net d'Hydro-Québec TransÉnergie s'est établi à 227 M\$, contre*
22 *228 M\$ en 2004. Sur le plan des activités réglementées au Québec, la hausse*
23 *de 66 M\$ des frais financiers a surpassé l'augmentation de 32 M\$ du volume*
24 *des ventes du service de transport non ferme à court terme de point à point.*
25 *Quant aux activités à l'international, les bénéfices se sont accrus de 35 M\$. »*

26 **Demandes :**

27 **9.1** Veuillez préciser la méthodologie utilisée pour établir la prévision de
28 78 M\$.

29 **R9.1** **La prévision de 78 M\$ des services de transport de point à**
30 **point à court terme pour l'année 2005 est établie à partir de la**
31 **prévision des besoins de transport correspondant. Pour le**

1 services de transport de point à point quotidien, le
2 Transporteur a effectué la prévision sur la base des
3 réservations de l'année 2004 majorées afin de refléter la
4 hausse anticipée du transit dans le cadre des services de
5 transport de point à point à court terme.

6 Pour le service de transport de point à point horaire, la
7 prévision concernant Hydro-Québec Production correspond à
8 des livraisons estimées de 8,5 TWh en 2005, majorés du taux
9 de pertes de transport de 5,2 %. Afin d'assurer la meilleure
10 acuité de cette prévision, le Transporteur a requis
11 d'Hydro-Québec Production qu'elle la lui communique.

12 Quant aux autres clients qui contractent des services de
13 transport de point à point à court terme, le Transporteur a jugé
14 raisonnable de reconduire, pour l'année témoin projetée 2005,
15 des besoins de transport semblables à ceux de l'année 2004.
16 Pour le détail de calcul des revenus, voir pièce HQT-4,
17 Document 1, page 21.

18 **9.2** Le tableau 7 montre une croissance des revenus du service point à
19 point de court terme de 12 millions \$ entre 2004 et 2005. Veuillez
20 commenter la pertinence de réviser à la hausse la prévision de
21 revenus à la lumière des résultats mentionnés au Rapport
22 Deuxième trimestre 2005 émis par Hydro-Québec :
23 «...*augmentation* [par rapport à 2004] de 32 M\$ du volume des
24 ventes du service de transport non ferme à court terme de point à
25 point. »

26 **R9.2** Tel qu'indiqué en réponse à la question 9.1, le Transporteur a
27 établi sa prévision des services de transport de point à point à
28 court terme pour l'année 2005 à partir de la prévision de
29 livraisons de 8,5 TWh qu'il a reçue directement
30 d'Hydro-Québec Production. Cette prévision n'est toutefois

1 pas ventilée par trimestre. Au cours des premiers mois de
2 l'année 2005, le Transporteur a effectivement observé
3 qu'Hydro-Québec Production avait livré plus sur les marchés
4 que pendant la période correspondante de l'année 2004,
5 tendance qui s'est résorbée par la suite. En date des
6 présentes, les livraisons effectuées par Hydro-Québec
7 Production laissent croire que la prévision de 8,5 TWh (plus
8 pertes de transport) pour l'année 2005 est toujours valable.

9 **10. Référence :** HQT-2, document 2, page 14.

10 **Préambule :**

11 Tableau 7 - Revenus de transport (M\$)

12 **Demandes :**

13 **10.1** Veuillez confirmer que tous les revenus découlant des réservations
14 de service de transport anticipées sur l'interconnexion CRT sont
15 inclus aux revenus de 2005 présentés au tableau 7 - Revenus de
16 transport (M\$), y compris ceux découlant de la mise en service du
17 transformateur à fréquence variable.

18 **R10.1 Le Transporteur le confirme.**

19 **10.2** Veuillez présenter les revenus prévus pour 2005 découlant des
20 services de point à point à long terme et à court terme sur
21 l'interconnexion CRT.

22 **R10.2 Concernant le service de transport de point à point à long**
23 **terme, les revenus prévus pour l'année 2005 au point de**
24 **livraison CRT sont de l'ordre de 8 M\$ pour les réservations**
25 **indiquées à la pièce HQT-6, Document 7, en réponse à la**
26 **question 19.a de la demande de renseignements numéro 1**
27 **d'Option consommateurs. Concernant les services de**
28 **transport de point à point à court terme, le Transporteur ne**
29 **dispose d'aucune prévision par interconnexion.**

- 1 **11. Références :** i) HQT-2, document 4 ;
2 ii) Annexe J de la décision D-98-25 (procédure
3 d'examen des plaintes) ;
4 iii) Article 87 de la Loi sur la Régie de l'énergie.

5 **Préambule :**

6 Selon l'article 87 de la Loi, une procédure d'examen des plaintes est établie
7 par le transporteur ou tout distributeur et elle doit être soumise à la Régie pour
8 approbation. À la référence (ii), la Régie a approuvé les procédures d'examen
9 des plaintes d'Hydro-Québec sans faire de distinction entre le Transporteur et
10 le Distributeur, la séparation fonctionnelle n'existant pas à l'époque.

11 **Demande :**

12 **11.1** Veuillez adapter la procédure d'examen des plaintes du
13 Transporteur, pour approbation, en fonction du contexte législatif
14 actuellement en vigueur.

15 **R11.1** **Tel qu'il appert de la décision D-98-25 dont il est fait mention à**
16 **la référence ii) de la présente question, la Régie a approuvé la**
17 **procédure d'examen des plaintes des clients de Grandes**
18 **Entreprises et de TransÉnergie, une division d'Hydro-Québec,**
19 **concernant l'application d'un tarif ou d'une condition de**
20 **fourniture ou de transport d'électricité, tel que reproduite à**
21 **l'Annexe J de cette décision.**

22 **Bien que cette procédure d'examen des plaintes ait été**
23 **approuvée avant les modifications à la *Loi sur la Régie de***
24 ***l'énergie* qui reconnaissaient la séparation fonctionnelle des**
25 **activités de production, de transport et de distribution**
26 **d'Hydro-Québec, elle vise néanmoins les clients de**
27 **TransÉnergie, une division d'Hydro-Québec, de façon**
28 **spécifique, pour toute question relative à l'application d'un**
29 **tarif ou d'une condition de transport d'électricité.**
30 **Contrairement à ce qui est indiqué au préambule de la**
31 **question, le Transporteur soumet respectueusement que les**

1 procédures d'examen des plaintes contenues à l'Annexe J de
2 la décision D-98-25 font une distinction entre le Distributeur et
3 le Transporteur.

4 Le Transporteur suit la procédure d'examen des plaintes des
5 clients de Grandes Entreprises et de TransÉnergie depuis son
6 approbation par la Régie, en mai 1998 et c'est toujours celle
7 qui est publiée sur son système OASIS à l'intention de sa
8 clientèle.

9 Aussi, le Transporteur est d'avis que toute modification au
10 texte de l'Annexe J de la décision D-98-25 afin de l'adapter à la
11 séparation fonctionnelle résultant de modifications législatives
12 subséquentes devrait être faite avec la participation et l'apport
13 du Distributeur puisque les trois procédures d'examen des
14 plaintes qui y sont consignées le touchent également.

15 **12. Référence :** HQT-2, document 5, pages 7 et 8.

16 **Préambule :**

17 « *Le transporteur propose que la politique de rabais s'applique au service de*
18 *point à point horaire en période hors pointe exclusivement*».

19 « *Rabais = THQT – [(Pb – Tb) – (Pa + Ta)]* »
20

21 **Demandes :**

22 **12.1** Veuillez présenter, pour les années 2001 à 2004, sur une base
23 mensuelle, en pointe et hors pointe, les informations suivantes :

24 . programmes horaires moyens à l'exportation (MW)

25 . programmes horaires moyens à l'importation (MW)

26 **R12.1** **Le tableau suivant présente le transit horaire moyen pour les**
27 **livraisons avec pertes pour le service de transport de point à**
28 **point horaire en 2003 et 2004, ainsi que le transit horaire**

1 moyen pour les réceptions de 2001 à 2004. En ce qui concerne
2 les données des années 2001 à 2002 pour le transit du service
3 de point à point horaire, le Transporteur n'a pas été en mesure
4 d'effectuer les compilations requises faute de données
5 nécessaires. Le Transporteur note que les transactions du
6 service de transport horaire effectuées en 2001 et 2002 ont été
7 relativement faibles, tel qu'il appert de la réponse à la question
8 8.1.

en MW	2001		2002		2003		2004	
	Transit horaire moyen à l'exportation	Transit horaire moyen à l'importation	Transit horaire moyen à l'exportation	Transit horaire moyen à l'importation	Transit horaire moyen à l'exportation	Transit horaire moyen à l'importation	Transit horaire moyen à l'exportation	Transit horaire moyen à l'importation
Janvier								
- Pointe	n.d.	105	n.d.	86	265	195	677	612
- Hors pointe	n.d.	148	n.d.	494	46	253	177	1 182
Février								
- Pointe	n.d.	186	n.d.	131	326	154	879	351
- Hors pointe	n.d.	420	n.d.	407	88	181	238	1 195
Mars								
- Pointe	n.d.	116	n.d.	132	224	126	145	759
- Hors pointe	n.d.	310	n.d.	325	59	400	7	1 926
Avril								
- Pointe	n.d.	288	n.d.	148	238	351	128	1 144
- Hors pointe	n.d.	841	n.d.	491	77	1 020	29	2 310
Mai								
- Pointe	n.d.	268	n.d.	243	321	420	164	1 149
- Hors pointe	n.d.	816	n.d.	530	48	1 662	29	2 087
Juin								
- Pointe	n.d.	280	n.d.	240	773	466	529	684
- Hors pointe	n.d.	1 005	n.d.	406	146	1 477	12	2 004
Juillet								
- Pointe	n.d.	198	n.d.	201	1 302	251	2 156	94
- Hors pointe	n.d.	899	n.d.	177	334	990	225	906
Août								
- Pointe	n.d.	104	n.d.	188	1 704	319	2 280	104
- Hors pointe	n.d.	598	n.d.	227	364	815	273	775
Septembre								
- Pointe	n.d.	352	n.d.	215	98	156	2 040	56
- Hors pointe	n.d.	1 176	n.d.	945	48	1 366	254	582
Octobre								
- Pointe	n.d.	378	n.d.	163	26	278	2 617	19
- Hors pointe	n.d.	1 353	n.d.	1 032	13	1 197	619	122
Novembre								
- Pointe	n.d.	258	n.d.	354	108	774	1 921	80
- Hors pointe	n.d.	970	n.d.	1 277	94	1 934	304	680
Décembre								
- Pointe	n.d.	211	n.d.	259	152	700	1 385	151
- Hors pointe	n.d.	633	n.d.	1 152	95	1 809	476	1 050

1

2 **12.2** Veuillez préciser à quel type de transactions se réfèrent les
 3 paramètres P_a , P_b , T_a et T_b pour l'Ontario, la Nouvelle-Angleterre et
 4 New York ? S'agit-il des prix du marché DAM (Day Ahead Market),
 5 du marché HAM (Hour Ahead Market) ou du marché Realtime ?

6 **R12.2** La politique de rabais proposée par le Transporteur sera
 7 appliquée en tenant compte du marché de court terme le plus
 8 liquide pour lequel le service de point à point horaire est

1 utilisé. À New-York et en Nouvelle-Angleterre, le marché DAM
2 sera utilisé, la grande majorité des transactions étant
3 effectuées sur ce marché. Quant à l'Ontario, le Transporteur
4 prévoit utiliser le prix horaire applicable aux interconnexions,
5 soit le HOEP. Cette approche sera confirmée au cours de la
6 période d'implantation de la politique de rabais proposée pour
7 chacun des marchés concernés.

8 **12.3** Veuillez déposer un historique des prix et frais horaires (Pa, Pb, Ta
9 et Tb) pour les marchés et interconnexions suivantes : New-
10 York/Chateauguay, Nouvelle-Angleterre/RNDC, Ontario/St-
11 Lawrence. L'historique devrait inclure au minimum 3 mois de l'été
12 2004 et 3 mois de l'hiver 2004-2005.

13 **R12.3 Le tableau suivant présente les frais de transport applicables**
14 **(Ta et Tb).**

15 **Tableau R12.3 – Frais de transport (\$/MW/h)**

De \ Vers	Ontario	Nouvelle-Angleterre	New York
Ontario	s.o.	7,20 \$CA + 10 \$US	7,20 \$CA
Nouvelle-Angleterre	7,09 \$US	s.o.	s.o.
New York	2,19 \$US	s.o.	s.o.

Note: Pour les livraisons à partir de l'Ontario, le montant de 7,20 \$/MW/h correspond à la somme des paramètres «export charge» de 1,00 \$/MW/h de l'IESO et «service charge» de 6,20 \$/MW/h de Hydro One.

16 **D'autre part, les prix des marchés voisins sont disponibles sur**
17 **Internet aux liens suivants :**

18 **Ontario**

19 <http://www.theimo.com/imoweb/marketdata/marketSummary.asp>

Chemin HQT-MASS	Chemin HQT- NE	Chemin HQT- LAW	Chemin HQT-MASS	Chemin HQT- NE	Chemin HQT- LAW	Chemin HQT-MASS	Chemin HQT- NE	Chemin HQT- LAW
2004-06-13	6	4,36 \$	2004-06-12	6	2,59 \$	2004-07-30	1	4,75 \$
2004-06-13	16	1,59 \$	2004-06-12	24	3,53 \$	2004-07-30	2	6,24 \$
2004-06-15	24	4,71 \$	2004-06-13	1	2,04 \$	2004-08-11	3	5,03 \$
2004-06-16	1	4,86 \$	2004-06-13	3	0,22 \$	2004-08-19	3	4,59 \$
2004-06-16	4	2,66 \$	2004-06-13	4	0,87 \$	2004-08-22	22	4,72 \$
2004-06-16	5	1,34 \$	2004-06-13	12	5,25 \$	2004-08-23	2	5,45 \$
2004-06-17	1	0,87 \$	2004-06-13	13	4,84 \$	2004-08-26	1	1,71 \$
2004-06-17	2	1,89 \$	2004-06-13	14	5,77 \$	2004-08-26	3	2,91 \$
2004-06-17	3	2,36 \$	2004-06-13	17	5,78 \$	2004-08-26	4	3,26 \$
2004-06-17	4	0,63 \$	2004-06-13	18	4,11 \$	2004-08-26	5	5,22 \$
2004-06-17	5	0,97 \$	2004-06-13	19	4,96 \$	2004-08-27	24	5,99 \$
2004-06-18	1	3,95 \$	2004-06-13	20	2,60 \$	2004-08-28	1	5,49 \$
2004-06-18	3	5,87 \$	2004-06-15	5	5,03 \$	2004-12-02	24	4,80 \$
2004-06-18	4	3,59 \$	2004-06-15	6	3,49 \$	2004-12-04	1	3,94 \$
2004-06-18	5	2,69 \$	2004-06-16	5	4,40 \$	2004-12-05	21	4,44 \$
2004-06-18	24	0,63 \$	2004-06-17	7	6,00 \$	2004-12-06	24	3,80 \$
2004-06-19	1	4,29 \$	2004-06-21	2	2,49 \$	2004-12-12	14	2,64 \$
2004-06-20	3	0,23 \$	2004-06-21	4	4,81 \$	2004-12-12	19	4,17 \$
2004-06-20	4	0,25 \$	2004-06-21	5	3,52 \$	2004-12-12	20	5,36 \$
2004-06-20	24	1,79 \$	2004-06-22	3	4,71 \$	2005-01-02	13	4,54 \$
2004-06-21	5	5,84 \$	2004-06-22	5	1,50 \$	2005-01-12	1	5,92 \$
2004-06-22	4	0,33 \$	2004-06-22	7	6,21 \$	2005-01-23	5	3,66 \$
2004-06-22	5	0,69 \$	2004-06-22	24	4,46 \$	2005-01-23	8	1,23 \$
2004-06-26	3	1,12 \$	2004-06-23	6	3,02 \$	2005-01-23	10	0,84 \$
2004-06-27	5	5,72 \$	2004-06-23	24	2,71 \$	2005-01-28	2	0,17 \$
2004-06-27	6	4,13 \$	2004-06-24	1	5,70 \$	2005-02-05	6	3,53 \$
2004-06-27	18	5,03 \$	2004-06-24	2	5,34 \$	2005-02-16	1	1,43 \$
2004-06-27	24	5,68 \$	2004-06-24	6	0,32 \$	2005-02-17	24	0,52 \$
2004-06-28	2	3,29 \$	2004-06-25	5	3,43 \$	2005-02-24	1	0,39 \$
2004-06-30	2	5,21 \$	2004-06-25	6	1,95 \$			
2004-06-30	4	3,27 \$	2004-06-26	2	6,01 \$			
2004-07-01	6	2,72 \$	2004-06-26	5	3,70 \$			
2004-07-01	24	4,49 \$	2004-06-27	11	1,67 \$			
2004-07-02	24	0,71 \$	2004-06-27	18	3,47 \$			
2004-07-04	16	4,49 \$	2004-06-28	3	6,30 \$			
2004-07-04	22	2,84 \$	2004-06-28	24	6,25 \$			
2004-07-05	4	2,86 \$	2004-06-30	2	6,18 \$			
2004-07-06	2	0,91 \$	2004-06-30	4	6,10 \$			
2004-07-07	2	1,23 \$	2004-07-01	7	2,58 \$			
2004-07-08	2	0,40 \$	2004-07-04	11	2,75 \$			
2004-07-10	3	0,60 \$	2004-07-04	20	4,61 \$			
2004-07-10	4	0,43 \$	2004-07-04	21	5,66 \$			
2004-07-11	22	2,66 \$	2004-07-05	5	0,59 \$			

Chemin HQT-MASS	Chemin HQT- NE	Chemin HQT- LAW	Chemin HQT-MASS	Chemin HQT- NE	Chemin HQT- LAW	Chemin HQT-MASS	Chemin HQT- NE	Chemin HQT- LAW
2004-07-11	23	3,76 \$	2004-07-06	24	0,53 \$			
2004-07-11	24	4,42 \$	2004-07-07	3	1,18 \$			
2004-07-12	5	5,95 \$	2004-07-07	5	2,10 \$			
2004-07-12	7	1,11 \$	2004-07-07	6	2,65 \$			
2004-07-13	1	4,03 \$	2004-07-08	2	6,06 \$			
2004-07-13	2	0,71 \$	2004-07-08	3	1,04 \$			
2004-07-13	24	5,81 \$	2004-07-10	3	5,32 \$			
2004-07-14	1	6,01 \$	2004-07-10	4	3,04 \$			
2004-07-14	3	4,21 \$	2004-07-10	7	3,70 \$			
2004-07-14	4	0,24 \$	2004-07-11	11	5,57 \$			
2004-07-15	24	5,04 \$	2004-07-11	12	1,84 \$			
2004-07-16	1	3,17 \$	2004-07-11	17	4,59 \$			
2004-07-16	2	4,29 \$	2004-07-12	2	5,58 \$			
2004-07-16	3	5,37 \$	2004-07-12	3	0,23 \$			
2004-07-16	4	5,71 \$	2004-07-12	4	0,55 \$			
2004-07-16	5	1,31 \$	2004-07-12	6	5,47 \$			
2004-07-18	14	2,40 \$	2004-07-13	3	6,13 \$			
2004-07-18	23	0,80 \$	2004-07-14	5	5,54 \$			
2004-07-18	24	1,34 \$	2004-07-14	7	1,26 \$			
2004-07-19	24	1,99 \$	2004-07-15	6	5,62 \$			
2004-07-20	5	4,91 \$	2004-07-15	7	4,97 \$			
2004-07-20	7	0,57 \$	2004-07-16	6	5,84 \$			
2004-07-22	1	4,91 \$	2004-07-16	7	3,47 \$			
2004-07-22	2	3,02 \$	2004-07-18	3	5,10 \$			
2004-07-22	3	2,84 \$	2004-07-18	7	2,77 \$			
2004-07-22	24	4,88 \$	2004-07-18	14	4,53 \$			
2004-07-23	5	0,36 \$	2004-07-18	20	0,06 \$			
2004-07-23	6	0,24 \$	2004-07-19	5	5,06 \$			
2004-07-24	24	3,67 \$	2004-07-21	3	5,06 \$			
2004-07-25	22	5,79 \$	2004-07-24	1	1,62 \$			
2004-07-26	1	5,56 \$	2004-07-25	3	1,15 \$			
2004-07-26	2	4,73 \$	2004-07-25	4	0,18 \$			
2004-07-26	3	6,16 \$	2004-07-25	6	2,82 \$			
2004-07-26	4	3,16 \$	2004-07-25	7	4,42 \$			
2004-07-27	5	4,04 \$	2004-07-25	18	2,29 \$			
2004-07-28	5	3,39 \$	2004-07-27	7	5,15 \$			
2004-07-29	5	3,21 \$	2004-08-01	8	2,74 \$			
2004-07-29	6	0,40 \$	2004-08-01	12	2,36 \$			
2004-08-01	14	4,81 \$	2004-08-01	13	2,35 \$			
2004-08-01	15	4,96 \$	2004-08-06	7	1,74 \$			
2004-08-01	16	0,42 \$	2004-08-07	6	4,89 \$			
2004-08-01	18	2,82 \$	2004-08-07	7	3,97 \$			
2004-08-01	21	1,96 \$	2004-08-08	2	0,05 \$			

Chemin HQT-MASS	Chemin HQT- NE	Chemin HQT- LAW	Chemin HQT-MASS	Chemin HQT- NE	Chemin HQT- LAW	Chemin HQT-MASS	Chemin HQT- NE	Chemin HQT- LAW
2004-08-01	24	2,58 \$	2004-08-08	17	3,46 \$			
2004-08-02	2	3,47 \$	2004-08-08	18	1,32 \$			
2004-08-02	3	5,48 \$	2004-08-08	19	4,94 \$			
2004-08-02	4	4,43 \$	2004-08-08	20	2,28 \$			
2004-08-03	1	6,32 \$	2004-08-09	6	4,23 \$			
2004-08-03	5	3,42 \$	2004-08-10	6	3,55 \$			
2004-08-04	6	0,94 \$	2004-08-11	5	2,96 \$			
2004-08-05	5	5,22 \$	2004-08-11	6	0,44 \$			
2004-08-06	4	3,87 \$	2004-08-11	7	3,74 \$			
2004-08-06	5	0,52 \$	2004-08-12	6	0,36 \$			
2004-08-07	3	3,30 \$	2004-08-13	7	3,20 \$			
2004-08-07	4	2,14 \$	2004-08-14	2	2,07 \$			
2004-08-07	5	2,32 \$	2004-08-14	3	0,02 \$			
2004-08-08	3	5,71 \$	2004-08-14	6	2,85 \$			
2004-08-08	4	4,59 \$	2004-08-14	24	5,74 \$			
2004-08-08	5	1,04 \$	2004-08-15	5	0,32 \$			
2004-08-08	6	1,38 \$	2004-08-15	12	4,66 \$			
2004-08-08	12	4,08 \$	2004-08-15	13	6,30 \$			
2004-08-08	14	1,95 \$	2004-08-15	14	1,42 \$			
2004-08-08	19	0,42 \$	2004-08-15	15	3,84 \$			
2004-08-10	7	1,19 \$	2004-08-15	17	1,95 \$			
2004-08-11	5	2,33 \$	2004-08-15	18	0,04 \$			
2004-08-11	7	0,50 \$	2004-08-15	22	3,30 \$			
2004-08-13	24	5,62 \$	2004-08-16	1	5,49 \$			
2004-08-14	24	0,84 \$	2004-08-16	24	2,24 \$			
2004-08-15	1	5,34 \$	2004-08-17	1	5,41 \$			
2004-08-15	5	0,49 \$	2004-08-17	5	3,72 \$			
2004-08-15	23	5,43 \$	2004-08-20	4	2,63 \$			
2004-08-16	1	3,53 \$	2004-08-21	1	4,23 \$			
2004-08-18	2	3,74 \$	2004-08-21	2	5,19 \$			
2004-08-19	6	2,15 \$	2004-08-21	24	4,62 \$			
2004-08-20	7	5,71 \$	2004-08-22	1	1,64 \$			
2004-08-22	1	2,07 \$	2004-08-22	4	4,05 \$			
2004-08-22	4	3,00 \$	2004-08-22	5	4,68 \$			
2004-08-22	5	3,24 \$	2004-08-22	6	4,74 \$			
2004-08-23	4	5,20 \$	2004-08-22	7	4,61 \$			
2004-08-23	7	2,20 \$	2004-08-22	17	2,80 \$			
2004-08-24	1	0,30 \$	2004-08-22	21	4,23 \$			
2004-08-24	2	1,29 \$	2004-08-24	1	0,98 \$			
2004-08-25	1	1,92 \$	2004-08-24	3	2,32 \$			
2004-08-25	3	0,08 \$	2004-08-24	6	2,71 \$			
2004-08-25	6	4,05 \$	2004-08-24	7	2,63 \$			
2004-08-25	7	4,31 \$	2004-08-25	1	4,51 \$			

Chemin HQT-MASS	Chemin HQT- NE	Chemin HQT- LAW	Chemin HQT-MASS	Chemin HQT- NE	Chemin HQT- LAW	Chemin HQT-MASS	Chemin HQT- NE	Chemin HQT- LAW
2004-08-28	24	4,97 \$	2004-08-25	3	4,48 \$			
2004-08-29	2	3,89 \$	2004-08-25	5	5,88 \$			
2004-08-29	3	6,00 \$	2004-08-29	8	1,75 \$			
2004-08-29	21	1,08 \$	2004-08-29	11	2,14 \$			
2004-08-30	3	1,76 \$	2004-08-29	12	1,65 \$			
2004-08-31	2	0,84 \$	2004-08-29	13	0,99 \$			
2004-08-31	7	2,12 \$	2004-08-29	21	0,61 \$			
2004-12-01	5	2,01 \$	2004-08-29	22	2,41 \$			
2004-12-02	5	4,12 \$	2004-08-29	24	2,29 \$			
2004-12-03	6	0,50 \$	2004-08-30	2	2,21 \$			
2004-12-03	7	4,75 \$	2004-08-30	3	3,99 \$			
2004-12-04	7	2,19 \$	2004-08-31	2	4,46 \$			
2004-12-05	1	0,70 \$	2004-12-05	10	4,13 \$			
2004-12-05	2	2,16 \$	2004-12-05	12	6,12 \$			
2004-12-05	3	1,68 \$	2004-12-06	7	3,06 \$			
2004-12-05	4	1,83 \$	2004-12-08	3	5,19 \$			
2004-12-05	5	0,85 \$	2004-12-08	5	3,89 \$			
2004-12-05	7	0,71 \$	2004-12-08	6	4,54 \$			
2004-12-05	20	2,10 \$	2004-12-08	24	5,32 \$			
2004-12-06	4	5,60 \$	2004-12-09	1	3,38 \$			
2004-12-07	5	5,16 \$	2004-12-09	2	2,95 \$			
2004-12-08	3	3,33 \$	2004-12-09	6	3,94 \$			
2004-12-08	4	3,61 \$	2004-12-12	17	1,87 \$			
2004-12-09	3	5,84 \$	2004-12-12	19	0,51 \$			
2004-12-09	4	0,30 \$	2004-12-14	6	4,93 \$			
2004-12-09	24	3,05 \$	2004-12-15	7	1,80 \$			
2004-12-10	1	5,09 \$	2004-12-15	24	3,83 \$			
2004-12-10	5	0,51 \$	2004-12-16	2	3,23 \$			
2004-12-10	24	3,13 \$	2004-12-16	3	0,72 \$			
2004-12-11	1	2,97 \$	2004-12-16	4	1,79 \$			
2004-12-11	2	3,62 \$	2004-12-16	5	0,33 \$			
2004-12-11	4	5,07 \$	2004-12-16	6	1,65 \$			
2004-12-11	5	4,12 \$	2004-12-17	1	3,84 \$			
2004-12-12	6	1,49 \$	2004-12-17	2	4,11 \$			
2004-12-12	7	2,49 \$	2004-12-17	3	5,07 \$			
2004-12-12	8	1,32 \$	2004-12-17	4	4,99 \$			
2004-12-12	11	0,62 \$	2004-12-17	5	3,28 \$			
2004-12-12	24	4,18 \$	2004-12-17	6	3,30 \$			
2004-12-13	1	4,59 \$	2004-12-17	24	3,79 \$			
2004-12-13	2	5,99 \$	2004-12-18	1	6,26 \$			
2004-12-13	4	5,71 \$	2004-12-18	3	5,96 \$			
2004-12-13	5	1,81 \$	2004-12-18	4	3,46 \$			
2004-12-14	1	5,41 \$	2004-12-18	5	2,51 \$			

Chemin HQT-MASS	Chemin HQT- NE	Chemin HQT- LAW	Chemin HQT-MASS	Chemin HQT- NE	Chemin HQT- LAW	Chemin HQT-MASS	Chemin HQT- NE	Chemin HQT- LAW
2004-12-14	2	4,91 \$	2004-12-18	6	1,60 \$			
2004-12-14	3	4,82 \$	2004-12-19	3	1,65 \$			
2004-12-14	4	5,62 \$	2004-12-19	4	3,33 \$			
2004-12-14	5	0,84 \$	2004-12-19	5	5,87 \$			
2004-12-15	3	3,21 \$	2004-12-19	6	3,67 \$			
2004-12-15	4	1,73 \$	2004-12-19	14	4,49 \$			
2004-12-16	2	4,85 \$	2004-12-19	15	0,85 \$			
2004-12-16	3	3,02 \$	2004-12-19	19	1,95 \$			
2004-12-16	4	3,37 \$	2004-12-19	22	5,90 \$			
2004-12-17	1	5,38 \$	2004-12-20	4	3,07 \$			
2004-12-17	2	5,40 \$	2004-12-21	1	4,27 \$			
2004-12-17	3	4,64 \$	2004-12-21	2	4,96 \$			
2004-12-17	4	5,40 \$	2004-12-21	5	1,70 \$			
2004-12-17	5	4,55 \$	2004-12-23	5	4,14 \$			
2004-12-17	24	3,61 \$	2004-12-23	24	0,48 \$			
2004-12-18	3	5,34 \$	2004-12-24	24	2,77 \$			
2004-12-18	4	4,82 \$	2004-12-25	15	1,42 \$			
2004-12-18	5	4,13 \$	2004-12-25	24	2,66 \$			
2004-12-18	24	3,21 \$	2004-12-26	6	5,44 \$			
2004-12-19	1	3,83 \$	2004-12-27	3	5,57 \$			
2004-12-19	2	3,13 \$	2004-12-27	5	5,87 \$			
2004-12-19	3	2,89 \$	2004-12-27	6	0,97 \$			
2004-12-19	4	1,82 \$	2004-12-28	1	2,08 \$			
2004-12-19	5	3,03 \$	2004-12-28	2	0,62 \$			
2004-12-19	6	0,15 \$	2004-12-29	1	4,96 \$			
2004-12-19	7	1,73 \$	2004-12-29	4	5,90 \$			
2004-12-19	11	0,05 \$	2004-12-29	5	4,00 \$			
2004-12-19	12	1,81 \$	2004-12-29	6	3,24 \$			
2004-12-19	13	5,94 \$	2004-12-30	2	5,78 \$			
2004-12-19	15	1,71 \$	2004-12-30	3	2,10 \$			
2004-12-20	24	2,27 \$	2004-12-30	5	3,79 \$			
2004-12-21	1	3,73 \$	2004-12-30	7	0,43 \$			
2004-12-21	2	3,62 \$	2004-12-31	6	2,70 \$			
2004-12-21	3	4,65 \$	2005-01-01	1	5,72 \$			
2004-12-21	4	3,91 \$	2005-01-01	5	4,15 \$			
2004-12-23	2	3,89 \$	2005-01-01	6	2,16 \$			
2004-12-23	3	2,81 \$	2005-01-01	7	2,37 \$			
2004-12-23	4	1,78 \$	2005-01-01	8	3,27 \$			
2004-12-23	24	2,89 \$	2005-01-01	9	0,22 \$			
2004-12-24	1	5,88 \$	2005-01-01	16	1,74 \$			
2004-12-24	2	4,09 \$	2005-01-01	22	2,55 \$			
2004-12-24	3	3,22 \$	2005-01-01	23	4,81 \$			
2004-12-24	4	3,07 \$	2005-01-01	24	2,60 \$			

Chemin HQT-MASS	Chemin HQT- NE	Chemin HQT- LAW	Chemin HQT-MASS	Chemin HQT- NE	Chemin HQT- LAW	Chemin HQT-MASS	Chemin HQT- NE	Chemin HQT- LAW
2004-12-24	5	2,94 \$	2005-01-02	3	0,70 \$			
2004-12-24	24	3,97 \$	2005-01-02	4	1,29 \$			
2004-12-25	1	6,06 \$	2005-01-02	12	5,37 \$			
2004-12-25	2	1,98 \$	2005-01-02	13	5,87 \$			
2004-12-25	3	1,40 \$	2005-01-02	15	5,12 \$			
2004-12-25	4	2,92 \$	2005-01-02	16	3,55 \$			
2004-12-25	5	2,20 \$	2005-01-03	2	1,06 \$			
2004-12-25	6	1,36 \$	2005-01-03	4	0,52 \$			
2004-12-25	23	0,07 \$	2005-01-03	5	2,54 \$			
2004-12-26	1	1,04 \$	2005-01-06	7	2,88 \$			
2004-12-26	2	0,67 \$	2005-01-07	7	2,55 \$			
2004-12-27	2	3,45 \$	2005-01-09	12	5,27 \$			
2004-12-28	1	5,31 \$	2005-01-09	22	5,58 \$			
2004-12-28	2	2,21 \$	2005-01-11	7	0,25 \$			
2004-12-28	3	0,86 \$	2005-01-15	1	0,03 \$			
2004-12-28	4	1,07 \$	2005-01-15	2	0,25 \$			
2004-12-29	1	1,96 \$	2005-01-15	3	1,63 \$			
2004-12-29	2	0,87 \$	2005-01-15	5	1,52 \$			
2004-12-29	3	0,44 \$	2005-01-15	6	1,14 \$			
2004-12-30	1	0,67 \$	2005-01-16	1	2,00 \$			
2004-12-30	24	4,15 \$	2005-01-16	2	3,72 \$			
2005-01-01	1	1,10 \$	2005-01-16	4	6,17 \$			
2005-01-01	4	4,54 \$	2005-01-16	6	2,94 \$			
2005-01-02	3	0,34 \$	2005-01-16	7	0,40 \$			
2005-01-02	4	0,98 \$	2005-01-16	11	0,92 \$			
2005-01-02	5	4,68 \$	2005-01-16	13	0,29 \$			
2005-01-02	12	1,59 \$	2005-01-16	14	4,01 \$			
2005-01-02	23	4,74 \$	2005-01-16	21	0,10 \$			
2005-01-03	2	0,31 \$	2005-01-16	22	1,35 \$			
2005-01-07	5	3,12 \$	2005-01-16	24	0,72 \$			
2005-01-09	8	6,08 \$	2005-01-17	6	6,28 \$			
2005-01-09	11	5,04 \$	2005-01-18	24	3,08 \$			
2005-01-09	12	5,60 \$	2005-01-19	2	0,43 \$			
2005-01-09	18	4,29 \$	2005-01-19	24	1,07 \$			
2005-01-13	24	3,86 \$	2005-01-22	24	2,92 \$			
2005-01-14	5	4,16 \$	2005-01-23	1	3,63 \$			
2005-01-16	13	0,24 \$	2005-01-23	11	0,42 \$			
2005-01-16	14	0,96 \$	2005-01-23	16	0,18 \$			
2005-01-16	23	5,30 \$	2005-01-24	4	0,58 \$			
2005-01-17	24	1,06 \$	2005-01-26	6	3,41 \$			
2005-01-18	1	5,99 \$	2005-01-28	3	1,74 \$			
2005-01-18	2	4,02 \$	2005-01-29	1	4,65 \$			
2005-01-18	5	4,44 \$	2005-01-29	2	1,46 \$			

Chemin HQT-MASS	Chemin HQT- NE	Chemin HQT- LAW	Chemin HQT-MASS	Chemin HQT- NE	Chemin HQT- LAW	Chemin HQT-MASS	Chemin HQT- NE	Chemin HQT- LAW
2005-01-22	1	0,71 \$	2005-01-29	4	4,48 \$			
2005-01-23	9	0,75 \$	2005-01-30	6	6,17 \$			
2005-01-23	16	3,16 \$	2005-01-30	13	2,17 \$			
2005-01-23	19	4,11 \$	2005-01-30	14	1,24 \$			
2005-01-23	22	3,05 \$	2005-01-30	16	1,60 \$			
2005-01-26	1	6,06 \$	2005-01-30	24	4,11 \$			
2005-01-26	2	0,25 \$	2005-01-31	1	3,96 \$			
2005-01-26	4	0,23 \$	2005-01-31	4	0,08 \$			
2005-01-26	5	0,79 \$	2005-01-31	6	5,98 \$			
2005-01-27	5	3,60 \$	2005-01-31	7	3,74 \$			
2005-01-27	24	1,74 \$	2005-01-31	24	1,06 \$			
2005-01-30	1	2,65 \$	2005-02-02	6	3,01 \$			
2005-01-30	3	3,90 \$	2005-02-03	1	4,20 \$			
2005-01-30	4	3,69 \$	2005-02-03	2	5,03 \$			
2005-01-30	5	2,33 \$	2005-02-03	5	5,38 \$			
2005-01-30	7	2,56 \$	2005-02-03	6	0,81 \$			
2005-01-30	12	5,40 \$	2005-02-03	24	5,20 \$			
2005-01-30	21	2,93 \$	2005-02-04	6	5,32 \$			
2005-01-30	23	0,00 \$	2005-02-04	7	0,97 \$			
2005-02-01	1	0,73 \$	2005-02-04	24	5,41 \$			
2005-02-01	2	0,73 \$	2005-02-06	10	3,20 \$			
2005-02-01	3	0,96 \$	2005-02-06	13	0,47 \$			
2005-02-02	1	1,32 \$	2005-02-06	14	2,98 \$			
2005-02-02	2	4,35 \$	2005-02-06	16	5,62 \$			
2005-02-02	3	1,55 \$	2005-02-06	19	6,01 \$			
2005-02-05	2	0,23 \$	2005-02-06	22	0,81 \$			
2005-02-05	4	0,41 \$	2005-02-06	23	5,43 \$			
2005-02-05	5	5,96 \$	2005-02-06	24	5,45 \$			
2005-02-05	24	3,38 \$	2005-02-07	5	2,93 \$			
2005-02-06	1	3,16 \$	2005-02-07	6	2,26 \$			
2005-02-06	2	3,99 \$	2005-02-08	6	5,49 \$			
2005-02-06	3	2,97 \$	2005-02-09	7	1,59 \$			
2005-02-06	4	6,32 \$	2005-02-10	7	4,75 \$			
2005-02-06	5	4,04 \$	2005-02-13	10	4,19 \$			
2005-02-06	6	3,83 \$	2005-02-13	11	1,28 \$			
2005-02-06	7	1,55 \$	2005-02-13	12	0,79 \$			
2005-02-06	13	1,06 \$	2005-02-13	13	5,75 \$			
2005-02-06	14	0,77 \$	2005-02-13	17	1,18 \$			
2005-02-06	22	4,10 \$	2005-02-13	20	2,51 \$			
2005-02-07	24	3,45 \$	2005-02-13	21	4,81 \$			
2005-02-08	1	3,42 \$	2005-02-13	22	5,35 \$			
2005-02-08	2	0,38 \$	2005-02-15	7	0,63 \$			
2005-02-08	3	0,10 \$	2005-02-21	24	5,51 \$			

Chemin HQT-MASS	Chemin HQT- NE	Chemin HQT- LAW	Chemin HQT-MASS	Chemin HQT- NE	Chemin HQT- LAW	Chemin HQT-MASS	Chemin HQT- NE	Chemin HQT- LAW
2005-02-09	5	1,85 \$	2005-02-22	6	4,19 \$			
2005-02-10	4	5,00 \$	2005-02-24	7	6,24 \$			
2005-02-10	5	1,01 \$	2005-02-25	7	2,47 \$			
2005-02-11	4	5,27 \$	2005-02-25	24	0,55 \$			
2005-02-12	2	3,90 \$	2005-02-26	1	5,21 \$			
2005-02-12	3	4,18 \$	2005-02-26	2	5,77 \$			
2005-02-12	4	3,62 \$	2005-02-26	3	5,30 \$			
2005-02-12	5	3,29 \$						
2005-02-12	6	3,16 \$						
2005-02-12	24	4,74 \$						
2005-02-13	1	5,88 \$						
2005-02-13	2	6,26 \$						
2005-02-13	3	4,79 \$						
2005-02-13	4	6,33 \$						
2005-02-13	5	5,07 \$						
2005-02-13	6	2,26 \$						
2005-02-13	7	3,99 \$						
2005-02-13	8	3,86 \$						
2005-02-13	11	0,53 \$						
2005-02-13	12	1,78 \$						
2005-02-13	13	5,16 \$						
2005-02-13	14	6,23 \$						
2005-02-13	15	4,49 \$						
2005-02-13	16	1,73 \$						
2005-02-13	21	6,01 \$						
2005-02-13	23	5,54 \$						
2005-02-13	24	4,82 \$						
2005-02-14	1	5,80 \$						
2005-02-14	2	4,42 \$						
2005-02-14	3	4,87 \$						
2005-02-14	4	4,65 \$						
2005-02-14	5	5,32 \$						
2005-02-15	5	4,15 \$						
2005-02-16	5	4,63 \$						
2005-02-16	7	3,61 \$						
2005-02-18	2	5,74 \$						
2005-02-18	3	5,68 \$						
2005-02-18	4	4,60 \$						
2005-02-18	24	2,46 \$						
2005-02-19	2	5,10 \$						
2005-02-19	4	4,79 \$						
2005-02-20	5	1,54 \$						
2005-02-20	12	0,53 \$						

Chemin HQT-MASS	Chemin HQT- NE	Chemin HQT- LAW	Chemin HQT-MASS	Chemin HQT- NE	Chemin HQT- LAW	Chemin HQT-MASS	Chemin HQT- NE	Chemin HQT- LAW
2005-02-20	23	5,92 \$						
2005-02-20	24	2,03 \$						
2005-02-21	1	4,07 \$						
2005-02-21	2	3,94 \$						
2005-02-21	3	3,55 \$						
2005-02-21	4	2,51 \$						
2005-02-21	24	3,12 \$						
2005-02-22	1	3,51 \$						
2005-02-22	2	6,06 \$						
2005-02-22	4	2,54 \$						
2005-02-22	5	0,55 \$						
2005-02-22	24	4,92 \$						
2005-02-23	4	6,06 \$						
2005-02-23	5	3,61 \$						
2005-02-23	7	0,17 \$						
2005-02-23	24	5,87 \$						
2005-02-24	5	5,31 \$						
2005-02-25	7	5,92 \$						
2005-02-27	4	3,74 \$						
2005-02-27	5	1,95 \$						
2005-02-27	6	1,43 \$						
2005-02-27	7	3,02 \$						
2005-02-27	14	3,41 \$						
2005-02-27	24	2,21 \$						
2005-02-28	1	4,88 \$						
2005-02-28	2	4,34 \$						
2005-02-28	3	4,30 \$						
2005-02-28	4	3,24 \$						
2005-02-28	24	3,99 \$						

1

2 **12.5** Veuillez expliquer pourquoi la politique de rabais ne s'applique pas
3 aux services complémentaires.

4 **R12.5 Le Transporteur ne peut proposer de rabais aux tarifs des**
5 **services complémentaires, puisque ceux-ci reflètent les**
6 **paramètres dictés et utilisés par le fournisseur de service**
7 **complémentaire.**

8 **12.6** Veuillez comparer la méthodologie du calcul des rabais proposée
9 par le Transporteur avec celle pratiquée par les transporteurs
10 d'électricité canadiens et américains.

1 **R12.6** Tel qu'indiqué à la pièce HQT-2, Document 1, page 20, la
2 politique de rabais énoncée par la FERC dans
3 l'ordonnance 888 constitue la politique de rabais la plus
4 largement répandue en Amérique du Nord. Dans ce cas, le
5 transporteur visé est autorisé à appliquer un rabais, à la
6 condition expresse que tout rabais offert à une société affiliée
7 du transporteur sur le tarif du service de transport de point à
8 point soit offert à tous les clients admissibles sur le même
9 chemin et que celui-ci soit affiché sur le système OASIS. La
10 politique de rabais de la FERC n'impose pas de contraintes
11 additionnelles quant à l'ampleur et la durée des rabais offerts
12 par le transporteur visé.

13 Au Canada, le Open Access Transmission Tariff (OATT) du
14 Nouveau-Brunswick prévoit une politique de rabais similaire à
15 celle énoncée par la FERC. En Colombie-Britannique, British
16 Columbia Transmission Corporation (BCTC) applique une
17 politique de rabais similaire à celle proposée par le
18 Transporteur, laquelle est plus amplement expliquée au
19 rapport d'expertise du Dr Ren Orans, pièce HQT-4,
20 Document 3, pages 38 à 40. Quant à l'Ontario, celle-ci
21 n'applique aucune politique de rabais sur les frais applicables
22 aux exportations de l'Ontario vers un marché voisin.

23 Réponse du Dr Ren Orans :

24 The formula in the preamble proposed by HQT for the
25 discounting policy ($Rabais = T_{HQT} - [(Pb - Tb) - (Pa + Ta)]$) implies
26 that the resulting transmission rate is :

27
$$[(Pb - Tb) - (Pa + Ta)] = [(Pb - Pa) - (Tb + Ta)]$$

1 Hence, this rate is (a) the gross margin ($P_b - P_a$) from buying
2 power at price P_a and reselling the same power at P_b , net of
3 (b) the transmission charges ($T_b + T_a$) required by the
4 transaction. As a comparison, other transmission providers
5 have used the following methods to compute a discounted
6 transmission rate:¹

- 7 • Discretionary discounts supported by the discretionary
8 discounting provisions contained in FERC's pro forma tariff.
9 This standard approach is used by most transmission
10 providers in open access jurisdictions (e.g., BPA, Puget,
11 Portland General Electric, Nova Scotia, New Brunswick, and
12 Saskatchewan). Please refer to my response to OPG 2.2,
13 HQT-6, Document-6, for examples of the tariff provisions for
14 flexible discounting.
- 15 • Formula-based discounts such as the one proposed by HQT
16 or the market based index used by BCTC, where the
17 discounted transmission rate is a fraction (e.g., 25% used by
18 BCTC) of $(P_b - P_a)$.

19 Power Pools (e.g., New England, New York, PJM or Texas) do
20 not typically require discounts of short term service rates
21 because the majority of their fixed transmission costs are
22 collected through load based access fees.

23 **12.7** Veuillez fournir une estimation des revenus pouvant découler de la
24 politique de rabais proposée pour l'année témoin projetée 2005.

¹ Lusztig C., P. Feldberg, R. Orans and A. Olson (2005) "A survey of transmission tariffs in North America, Energy-The International Journal, forthcoming, pp.7-8, filed as Exhibit HQT-4, Document 3.2.

1 **R12.7** **Contrairement à sa demande d'une application rétroactive des**
2 ***Tarifs et conditions*, le Transporteur ne propose aucune**
3 **rétroactivité à l'égard de la politique de rabais. En effet, la**
4 **nature même de la politique proposée, qui commande une**
5 **anticipation des clients qu'ils recevront un rabais sur le**
6 **service de transport de point à point horaire, est incompatible**
7 **avec une application rétroactive de cette politique. De fait, tant**
8 **et aussi longtemps que la politique de rabais ne sera pas**
9 **approuvée par la Régie, les clients ne pourront anticiper**
10 **l'existence de tels rabais et modifier en conséquence le profil**
11 **de leurs transactions.**

12 **Compte tenu que l'échéancier de la présente demande à la**
13 **Régie et de la période d'environ six mois requise aux fins de**
14 **développement et d'implantation des mécanismes**
15 **administratifs et des systèmes informatiques nécessaires au**
16 **fonctionnement de celle-ci, le Transporteur prévoit que la mise**
17 **en application de la politique de rabais, si elle est approuvée**
18 **par la Régie, sera postérieure au 31 décembre 2005.**
19 **Conséquemment, le Transporteur ne prévoit pas percevoir de**
20 **revenus additionnels en 2005 découlant de la politique de**
21 **rabais proposée.**

22 **13. Référence : HQT-3, document 1, page 17.**

23 **Préambule :**

24 *« Par ailleurs, les coûts liés aux fonctions CCR (centre de conduite), CT*
25 *(Centre de téléconduite) et Soutien sont identifiés séparément pour ensuite*
26 *être répartis à chacune des quatre fonctions principales du réseau décrites*
27 *précédemment, au prorata de leurs actifs nets. »*

1 **Demande :**

2 **13.1** Veuillez confirmer que les fonctions CCR et CT permettent
3 d'assurer l'alimentation fiable du réseau en temps réel et que ce
4 service est requis au cours de chacune des heures de l'année.
5 Dans l'affirmative, serait-il plus approprié de répartir ces coûts en
6 fonction de l'énergie ?

7 **R13.1 Pour réaliser leur mission de base, soit assurer l'équilibre**
8 **offre-demande en temps réel sur le réseau de transport, les**
9 **fonctions CCT et CT doivent non seulement permettre le**
10 **contrôle du transit sur le réseau de transport, mais elles**
11 **doivent également assurer la gestion des capacités de**
12 **transport, le maintien de la stabilité du réseau, le réglage des**
13 **niveaux de tension et l'application de configurations**
14 **sécuritaires, le tout de façon à assurer l'exploitation optimale**
15 **du réseau de transport. Leurs fonctions consistent donc à**
16 **assurer la gestion, en tout temps, de l'ensemble des**
17 **installations de transport et d'assurer l'alimentation fiable du**
18 **réseau. C'est en raison de l'ensemble de ces justifications que**
19 **le Transporteur croit approprié, comme il le suggère, de**
20 **répartir les coûts des fonctions CCT et CT en fonction des**
21 **actifs de transport.**

22 **14. Référence : HQT-3, document 1, page 22.**

23 **Préambule :**

24 *« ... le taux d'utilisation du réseau est à son maximum durant la période*
25 *d'hiver et que la très grande majorité des équipements de transport, dont la*
26 *quasi totalité des postes, est alors sollicitée, incluant les équipements*
27 *d'interconnexion. »*

28 **Demandes :**

29 **14.1** Veuillez fournir les taux d'utilisation aux pointes mensuelles du
30 réseau pour les années 2001 à 2005 :
31 a) pour le réseau global ;

- 1 **R14.1.a) Le tableau suivant présente les taux d'utilisation aux pointes**
 2 **mensuelles réelles en fonction de la capacité du réseau de**
 3 **transport incluant la réserve, pour les années 2001 à 2004,**
 4 **ainsi que la prévision pour l'année 2005.**

5 **Tableau R14.1.a-1 – Taux d'utilisation du réseau de transport**

	2001		2002		2003		2004		2005 (prévision)	
	Taux d'utilisation pour la charge locale	Taux d'utilisation pour le réseau global	Taux d'utilisation pour la charge locale	Taux d'utilisation pour le réseau global	Taux d'utilisation pour la charge locale	Taux d'utilisation pour le réseau global	Taux d'utilisation pour la charge locale	Taux d'utilisation pour le réseau global	Taux d'utilisation pour la charge locale	Taux d'utilisation pour le réseau global
Janvier	83,9%	94,7%	84,7%	91,5%	98,1%	99,0%	98,7%	99,8%	92,4%	93,5%
Février	83,9%	95,4%	82,7%	93,7%	95,8%	98,0%	89,0%	94,6%	87,9%	89,0%
Mars	81,4%	93,4%	76,1%	87,0%	92,6%	95,9%	81,1%	86,1%	81,6%	82,7%
Avril	65,7%	75,8%	68,5%	79,0%	78,9%	86,2%	72,9%	76,6%	70,4%	71,4%
Mai	53,3%	62,5%	63,0%	70,4%	61,0%	68,9%	60,4%	61,3%	61,2%	62,3%
Juin	54,5%	64,9%	54,7%	69,4%	58,0%	69,0%	53,1%	61,0%	56,8%	57,9%
Juillet	52,7%	64,3%	55,7%	69,2%	58,4%	66,9%	52,5%	64,3%	57,9%	58,9%
Août	54,9%	67,8%	57,3%	70,2%	58,2%	70,6%	54,0%	65,2%	58,0%	59,1%
Septembre	53,1%	58,0%	55,8%	69,3%	58,4%	62,7%	54,4%	65,0%	58,6%	59,6%
Octobre	63,5%	68,0%	67,3%	75,5%	66,8%	71,9%	62,9%	73,5%	66,9%	67,9%
Novembre	75,7%	79,4%	78,7%	80,0%	73,7%	79,2%	72,1%	81,4%	77,4%	78,4%
Décembre	77,7%	86,9%	87,0%	91,8%	85,7%	89,2%	95,7%	97,8%	89,9%	91,0%

6

7

8

9

10

11

12

13

De plus, le Transporteur fournit les informations contenues au tableau suivant afin d'illustrer notamment que durant les périodes de l'année où son réseau est moins sollicité, il commercialise les capacités disponibles dans le cadre des services de transport de point à point afin d'optimiser l'utilisation de son réseau et procède à l'entretien et la réparation de ce dernier.

14

15

16

17

18

19

Par ailleurs, les capacités disponibles sont tributaires du comportement dynamique de la charge sur le réseau, notamment la charge résistive qui a un effet stabilisant. Cette charge résistive permet de rehausser les capacités de transport en période de grand froid. Les charges motrices quant à elles ont tendance à maintenir une demande

1 relativement constante ce qui sollicite davantage le réseau et
2 ainsi en diminue les limites de stabilité.

3 **Tableau R14.1.a-2 – Utilisation du réseau de transport**

	Hiver	Printemps	Été	Automne
Réduction de capacité de transport dû à la charge résistive	0 à 3000	3 000	3 000	3 000
Utilisation, en pointe, de la capacité de transport pour la charge locale	29 500 à 35 500	20 000 à 29 500	18 200 à 18 800	18 900 à 25 600
Marge de capacité de transport pour la réserve et les aléas	2 000	2 000	2 000	2 000
Capacité de transport pour les services de point à point	400 à 2 100	400 à 1 400	2900 à 4 500	3 500 à 3 900
Capacité de transport pour l'entretien et la réfection	0 à 3 000	5 000 à 10 000	10 000 à 12 000	5 000 à 10 000

4
5 b) pour la charge locale.

6 **R14.1.b) Voir réponse à la question 14.1.a)**

7 Qu'entendez-vous par la très grande majorité des équipements de
8 transport ?

9 **R14.2 Bien que le taux d'utilisation du réseau soit à son maximum**
10 **durant la période d'hiver, et plus particulièrement lors de la**
11 **pointe coïncidente, il peut arriver que certains équipements**
12 **soient temporairement retirés pour réparation en cas de bris**
13 **ou de défaillance.**

14 **14.2** Veuillez indiquer la proportion des équipements utilisés à la pointe
15 du réseau durant la période de l'hiver pour les années 2001 à 2004.

16 **R14.3 Plutôt que d'identifier la proportion des nombreux**
17 **équipements de transport utilisés en période de pointe, le**
18 **Transporteur identifie au tableau suivant la liste des**
19 **équipements majeurs indisponibles lors des quatre dernières**
20 **pointes du réseau. De l'avis du Transporteur, cette approche a**

1 **contrario** permet de constater que la quasi-totalité des
2 équipements est sollicitée à la pointe du réseau.

3 **Tableau R14.3 – Équipements majeurs indisponibles à la pointe**

Équipements majeurs indisponibles	2001	2002	2003	2004
Batteries de condensateurs (% MVAR indisponibles)	22,7%	9,1%	9,1%	0
- à 69 kV et plus	3,2%	0,0%	2,8%	2,4%
- à 49 kV et moins (postes satellites)	n/d	n/d	16,6%	16,0%
Lignes (circuits) de transport	0	0	0	0
- Transformateurs des postes sources pour les réseaux principal et régionaux	0,2%	0	0	0,2%

4
5 **15. Références :** (i) HQT-3, document 1, page 23 ;
6 (ii) Dossier R-3497-2002, pièce HQT-12, document 1,
7 pages 4 à 8 ;
8 (iii) Dossier R-3527-2004, pièce HQT-4, document 1,
9 pages 8 et 10.

10 **Préambule :**

11 À la référence (i), le Transporteur mentionne : « *De plus, les quantités*
12 *d'énergie transportées entre les centrales et les clients par les équipements*
13 *du Transporteur n'influencent que très peu la conception ou les coûts des*
14 *équipements après que la puissance maximale ait servi à en fixer les*
15 *paramètres. Même si dans certains cas, la quantité d'énergie à transporter*
16 *peut avoir un faible impact sur le choix du calibre des conducteurs d'une ligne*
17 *d'intégration, le Transporteur soumet que les contraintes liées à la puissance*
18 *sont très largement dominantes dans le choix du nombre de lignes et des*
19 *autres équipements à utiliser, faisant en sorte que le coût total d'intégration*
20 *est fixé par la puissance à transporter. »*

21
22 Aux références (ii) et (iii), on remarque que la valeur des pertes électriques a
23 eu un impact important dans le choix du calibre des conducteurs ou dans le
24 choix de la tension des lignes de raccordement.
25

1 **Demande :**

2 **15.1** Veuillez commenter votre affirmation de la référence (i) en regard
3 des informations présentées aux références (ii) et (iii).

4 **R15.1** Lorsque le Transporteur envisage des solutions de réseau
5 pour l'intégration d'une centrale, il s'assure dans un premier
6 temps que les solutions soient techniquement acceptables,
7 c'est-à-dire capables de transporter la puissance maximale
8 produite par la centrale, sans égard aux pertes. Cette exigence
9 est incontournable. Ensuite, pour optimiser son choix du point
10 de vue économique, le Transporteur tient alors compte de
11 l'utilisation des équipements de transport sur leur durée de vie
12 utile en tenant compte de tous les aspects du projet, dont la
13 valeur des pertes.

14 Ainsi, même si la valeur des pertes peut influencer le choix
15 final du calibre des conducteurs d'une ligne d'intégration, cet
16 impact est de portée limitée étant donné que la capacité des
17 calibres considérés est déterminée par la puissance à
18 transporter. La prise en compte de la valeur des pertes dans le
19 choix du calibre des conducteurs et ses conséquences
20 potentielles sur le type de lignes choisi a aussi un impact
21 limité sur le coût global d'un projet d'intégration de centrale,
22 prenant en considération tous les éléments du projet dont,
23 entre autres, en plus de la ligne de raccordement, le poste de
24 départ à la centrale, les départs de lignes nécessaires au poste
25 récepteur ou même, dans plusieurs cas, l'addition de bancs de
26 compensation série sur les lignes du transport principal. Le
27 Transporteur maintient ainsi que les contraintes liées à la
28 puissance sont essentielles et très largement dominantes

1 **Tableau R16.1 – Capacités (TTC) en mode réception en janvier 2005**

	<u>TTC</u>
3 Ontario	665 MW
4 Brascan	300 MW
5 New York	1000 MW
6 N-Angleterre	1870 MW
7 N-Brunswick	785 MW
8 TOTAL	4 620 MW

9 **16.2** Veuillez fournir la répartition du coût de service qui découlerait de
10 ces capacités, selon le même format que le tableau 9.

11 **R16.2** **Le tableau suivant présente la répartition du coût de service**
12 **qui découle des capacités de transfert totales (TTC) en mode**
13 **réception pour 2005. Le Transporteur note que la différence**
14 **des résultats entre la répartition du coût du service qu'il**
15 **propose et celle demandée dans la présente question est**
16 **infime, soit de l'ordre de 0,1 % (105,9 M\$ pour le service point**
17 **à point vs 105,8 M\$ pour le scénario du Transporteur).**

18 **Par ailleurs, le Transporteur souligne qu'il est préférable**
19 **d'effectuer une répartition au niveau des interconnexions en**
20 **fonction de la capacité maximale disponible qui est fixe au lieu**
21 **d'une capacité ponctuelle qui est fort variable par rapport aux**
22 **conditions du réseau, au comportement de la charge et des**
23 **conditions des marchés avoisinants.**

(1) Fonctions	(2) à (7) Répartition par fonction					(8) à (11) Répartition par composante				(12) à (17) Répartition par service						
	(2) Attributions spécifiques	(3) CCR et CT	(4) Soutien	(5) Sous-total	(6) Rendement sur base tarifaire	(7) Total Coût du service	(8) % Énergie	(9) % Puissance	(10) Énergie	(11) Puissance	(12) % Charge locale	(13) % Point à point	(14) Facteur de répartition ¹	(15) Charge locale	(16) Point à point	(17) Total Coût du service
Raccordements des centrales	78,0	19,1	30,6	127,7	147,9	275,6			0	275,6						
Postes élévateurs	66,2	15,4	24,6	106,2	119,0	225,3	0,00%	100,00%	0	225,3	98,62%	1,38%	A	222,2	3,1	225,3
Lignes de raccordements	11,7	3,7	6,0	21,4	28,8	50,3	0,00%	100,00%	0	50,3	98,62%	1,38%	A	49,6	0,7	50,3
Réseau	596,4	109,4	174,8	890,6	845,3	1 725,9			0	1 725,9						
Très haute tension	409,6	74,0	118,2	601,9	571,9	1 173,7	0,00%	100,00%	0	1 173,7	98,82%	1,18%	B	1 159,9	13,8	1 173,7
450 kV	25,4	9,0	14,4	48,8	69,6	118,5	0,00%	100,00%	0	118,5	98,82%	1,18%	B	117,1	1,4	118,5
Haute tension	161,3	26,4	42,1	229,8	203,8	433,7	0,00%	100,00%	0	433,7	98,82%	1,18%	B	428,6	5,1	433,7
Raccordements des clients	203,3	20,7	33,0	257,0	159,8	416,8			0	416,8						
Postes abaisseurs	181,6	17,7	28,2	227,5	136,5	364,0	0,00%	100,00%	0	364,0	100,00%	0,00%	C	364,0	0,0	364,0
Raccordement clients HT	21,6	3,0	4,8	29,5	23,3	52,7	0,00%	100,00%	0	52,7	100,00%	0,00%	C	52,7	0,0	52,7
Interconnexions	79,4	9,0	14,5	102,9	69,9	172,8			0	172,8						
Churchill Falls	16,2	2,2	3,4	21,8	16,6	38,4	0,00%	100,00%	0	38,4	98,82%	1,18%	B	37,9	0,5	38,4
Autres	63,2	6,9	11,0	81,1	53,3	134,4	0,00%	100,00%	0	134,4	39,44%	60,56%	D	53,0	81,4	134,4
Total	957,0	158,3	252,8	1 368,1	1 222,9	2 591,0			0	2 591,0				2 485,1	105,9	2 591,0

(A) Portion puissance excluant Churchill Falls : Charge locale = 28 965 MW, Service point à point LT = 405 MW.

(B) Portion puissance incluant Churchill Falls : Charge locale = 34 060 MW, Service point à point LT = 405 MW.

(C) Affectation directe à la charge locale

(D) Capacité de transit : Charge locale = Importations, Service point à point = Exportations

1

2 **17. Référence : HQT-3, documents 2 à 6, tableau 10, page 23.**

3 **Préambule :**

4 La colonne 16 du tableau 10 relatif à la répartition du coût de services s'intitule
5 Point à point.

6 **Demande :**

7 **17.1** Veuillez indiquer si le service considéré dans la répartition des
8 coûts, à la colonne 16 du tableau 10, inclut le service de point à
9 point de long terme, les services de point à point de court terme
10 ferme, de court terme non ferme ou l'ensemble des services de
11 point à point. Veuillez justifier votre réponse.

12 **R17.1 Le Transporteur a effectué la répartition du coût du service**
13 **selon les spécifications contenues à la décision D-2002-95,**
14 **notamment celle de ne pas inclure les besoins des services de**
15 **transport de point à point à court terme aux fins de la**
16 **répartition des coûts et de l'établissement des tarifs de**
17 **transport. Conséquemment, les besoins de transport retenus**
18 **pour la répartition par service de transport correspondent à**
19 **ceux de la charge locale et du service de transport de point à**
20 **point à long terme. D'ailleurs, ceci reflète la pratique du**
21 **Transporteur de concevoir, planifier et exploiter le réseau de**

1 transport en fonction de la puissance de pointe attribuable aux
2 services de transport fermes.

3 En ce qui concerne les interconnexions, le Transporteur
4 propose de répartir le coût du service en fonction de la
5 capacité totale de transit pour fins de réception et livraison car
6 ces équipements servent autant à l'alimentation de la charge
7 locale qu'à l'optimisation de l'utilisation du réseau de
8 transport. En raison de la grande souplesse d'exploitation des
9 interconnexions, permettant notamment les échanges avec les
10 réseaux limitrophes afin d'assurer la fiabilité d'alimentation
11 ainsi que l'écoulement des surplus en période de faible
12 demande, l'attribution du coût du service selon la capacité au
13 niveau de ces équipements est appropriée compte tenu qu'elle
14 reflète à un juste niveau la causalité des coûts. N'eût été de
15 cette façon de procéder, les résultats de la répartition du coût
16 du service n'auraient pas reflété correctement la raison d'être
17 de ces équipements. Au surplus, cette approche permet à la
18 clientèle des services de transport de contribuer à la juste part
19 des coûts des équipements dont elle tire un bénéfice
20 important. Compte tenu de la nature volatile du profil des
21 services de transport de point à point, la récupération des
22 revenus correspondant aux coûts est effectuée à partir de
23 l'ensemble des services de transport de point à point. Partant,
24 le Transporteur considère que la méthode qu'il propose est
25 raisonnable pour l'ensemble de sa clientèle.

- 1 **18. Références :** HQT-3, document 6, page 4 ;
2 **Dossier R-3549-2004, phase 1, décision D-2005-63.**
- 3 **Préambule :**
- 4 Dans sa décision D-2005-63, la Régie approuve une base de tarification de
5 14 657,1 M\$ pour l'année témoin projetée 2005.
- 6 À la référence ci-dessus, le Transporteur utilise 14 840,6 M\$ comme base de
7 tarification
- 8 **Demandes :**
- 9 **18.1** Veuillez expliquer et concilier les montants ci-dessus.
- 10 **R18.1** **Le montant de 14 840,6 M\$ correspond au solde de fin d'année**
11 **de la base de tarification du Transporteur au 31 décembre**
12 **2005, telle qu'autorisée par la Régie dans sa décision**
13 **D-2005-63. Le Transporteur souligne à cet égard que son**
14 **système comptable ne fournit pas le détail nécessaire pour**
15 **produire le découpage des actifs par fonction selon la**
16 **moyenne des 13 soldes mensuels. Tel que mentionné à la**
17 **pièce HQT-3, Document 1, page 15, lignes 4 à 20, un travail**
18 **d'envergure extra comptable serait nécessaire afin d'obtenir**
19 **un tel résultat.**
- 20 **18.2** Veuillez préciser le taux de rendement sur la base de tarification
21 utilisé aux fins de la confection de la pièce HQT-3, document 6. S'il
22 est différent du taux approuvé par la Régie, veuillez justifier.
- 23 **R18.2** **Le taux de rendement utilisé correspond au coût moyen**
24 **pondéré du capital de 8,34 % approuvé par la Régie dans sa**
25 **décision D-2005-63.**
- 26 **19. Références :** i) HQT-3, document 7, page 5 ;
27 ii) HQT-3, document 1, page 8 ;
28 iii) Dossier R-3401-98, pièce HQT-10, document 2.2,
29 pages 13 et 14 ;
30 iv) Dossier R-3541-2004, pièce HQT-12, document 1,
31 page 15, Tableau A.

1 **Préambule :**

2 i) «*La Régie demandait au Transporteur d'inclure, dans l'étude d'allocation*
3 *des coûts (...) les données nécessaires pour examiner, le cas échéant, la*
4 *composante énergie à appliquer au coût des postes de départ et des lignes de*
5 *raccordement* »

6 ii) «*Il faut distinguer, en plus de leur niveau de tension, les équipements de*
7 *transport servant exclusivement au raccordement des centrales de*
8 *production.*»

9 **Demandes :**

10 **19.1** Le scénario présenté par le Transporteur à la pièce HQT-3,
11 document 7 porte sur la fonction Raccordements des centrales.
12 Est-ce que d'autres équipements de transport peuvent servir
13 exclusivement au raccordement des centrales de production
14 comme, par exemple, la sous-fonction Churchill Falls qui, selon la
15 référence iii), « *comprend les lignes en provenance de la centrale*
16 *Churchill Falls, au Labrador à partir de la frontière jusqu'au poste*
17 *Arnaud incluant le poste Montagnais* » ?

18 **R19.1 Aux fins de la répartition des actifs pour la sous-fonction**
19 ***Lignes de raccordements*, le Transporteur visait à intégrer les**
20 **lignes radiales raccordant le poste élévateur d'une centrale à**
21 **un poste de transformation ou de sectionnement à haute ou à**
22 **très haute tension. À partir de ces postes, l'électricité est**
23 **acheminée par les équipements de la fonction *Réseau***
24 **jusqu'aux centres de consommation. Dans la preuve du**
25 **Transporteur, tous les équipements répondant à cette**
26 **définition ont déjà été pris en compte dans la sous-fonction**
27 ***Lignes de raccordement*.**

28 **Quant aux équipements de transport associés à la sous-**
29 **fonction *Churchill Falls*, ils ne peuvent être associés**
30 **intégralement à la sous-fonction *Lignes de raccordements***
31 **puisque le poste Montagnais est non seulement un poste de**
32 **sectionnement, mais aussi un poste de transformation**

1 permettant d'alimenter le poste de transport régional
2 Normand.

3 **19.2** Veuillez formuler un scénario alternatif incorporant la sous-fonction
4 Churchill Falls parmi les équipements de transport servant
5 exclusivement au raccordement des centrales de production et
6 présenter la répartition puissance/énergie qui en résulte, en
7 utilisant :

8 A) comme facteur 67,9 % pour l'énergie et 32,1 % pour la
9 puissance, tel qu'établi par Hydro-Québec Distribution pour
10 l'année témoin 2005, selon le tableau A Volumes de ventes
11 totales et caractéristiques de consommation par catégorie de
12 consommateurs Année témoin projetée 2005 de la référence
13 iv) ci-dessus ;

14 **R19.2.a) Le Transporteur présente au tableau suivant le scénario de**
15 **répartition demandé :**

(1) Fonctions	(2)-(7) Répartition par fonction						(8)-(12) Répartition par composante					(13)-(17) Répartition par service					(18) Total Coût du service
	(2) Attributions spécifiques	(3) CCR et CT	(4) Soutien	(5) Sous-total	(6) Rendement sur base tarifaire	(7) Total Coût du service	(8) % Énergie	(9) % Puissance	(10) Facteur de répartition †	(11) Énergie	(12) Puissance	(13) % Charge locale	(14) % Point à point	(15) Facteur de répartition †	(16) Charge locale	(17) Point à point	
1 Raccordements des centrales	94,1	21,3	34,0	149,4	164,5	314,0	67,90%	32,10%	A	213,2	100,8	98,48%	1,52%	B	309,2	4,8	314,0
2 Postes élévateurs	66,2	15,4	24,6	106,2	119,0	225,3	67,90%	32,10%	A	153,0	72,3	98,48%	1,52%	B	221,8	3,4	225,3
3 Lignes de raccordements	11,7	3,7	6,0	21,4	28,8	50,3	67,90%	32,10%	A	34,1	16,1	98,48%	1,52%	B	49,5	0,8	50,3
12 Churchill Falls	16,2	2,2	3,4	21,8	16,6	38,4	67,90%	32,10%	A	26,1	12,3	98,48%	1,52%	B	37,8	0,6	38,4
4 Réseau	596,4	109,4	174,8	880,6	845,3	1 725,9				0	1 725,9				1 705,6	20,3	1 725,9
5 Très haute tension	409,6	74,0	118,2	601,9	571,9	1 173,7	0,00%	100,00%		0	1 173,7	98,82%	1,18%	C	1 159,9	13,8	1 173,7
6 450 kV	25,4	9,0	14,4	48,8	69,6	118,5	0,00%	100,00%		0	118,5	98,82%	1,18%	C	117,1	1,4	118,5
7 Haute tension	161,3	26,4	42,1	229,8	203,8	433,7	0,00%	100,00%		0	433,7	98,82%	1,18%	C	428,6	5,1	433,7
8 Raccordements des clients	203,3	20,7	33,0	257,0	159,8	416,8				0	416,8				416,8	0,0	416,8
9 Postes abaisseurs	181,6	17,7	28,2	227,5	136,5	364,0	0,00%	100,00%		0	364,0	100,00%	0,00%	D	364,0	0,0	364,0
10 Raccordement clients HT	21,6	3,0	4,8	29,5	23,3	52,7	0,00%	100,00%		0	52,7	100,00%	0,00%	D	52,7	0,0	52,7
11 Interconnexions	63,2	6,9	11,0	81,1	53,3	134,4				0	134,4				53,2	81,2	134,4
13 Autres	63,2	6,9	11,0	81,1	53,3	134,4	0,00%	100,00%		0	134,4	39,57%	60,43%	E	53,2	81,2	134,4
14 Total	957,0	158,3	252,8	1 368,1	1 222,9	2 591,0				213,2	2 377,8				2 484,7	106,3	2 591,0

† (A) Facteur de 67,9% pour l'énergie et de 32,1% pour la puissance tels que demandés par la Régie
(B) Portion énergie excluant Churchill Falls : Charge locale = 152 266 GWh, Service point à point LT = 2 461 GWh. Portion puissance excluant Churchill Falls : Charge locale = 28 965 MW, Service point à point LT = 405 MW.
(C) Portion énergie incluant Churchill Falls : Charge locale = 182 200 GWh, Service point à point LT = 2 461 GWh. Portion puissance incluant Churchill Falls : Charge locale = 34 060 MW, Service point à point LT = 405 MW.
(D) Affectation directe à la charge locale
(E) Capacité de transit : Charge locale = Importations, Service point à point = Exportations

16
17 **Bien que le Transporteur produise le scénario demandé par la**
18 **Régie, il émet toutefois les réserves suivantes eu égard à ce**
19 **scénario :**

- 20 • **Selon le Transporteur, les actifs relatifs à Churchill Falls**
21 **doivent être considérés comme des actifs à être répartis**
22 **dans la fonction *Interconnexions*, étant donné la similitude**
23 **de ces actifs à la frontière du Québec avec ceux de toute**

- 1 autre interconnexion. De plus, le fait de procéder ainsi est
2 en conformité avec la prescription émise par la Régie dans
3 sa décision D-2002-95.
- 4 • La méthode de répartition par service basée sur les 300
5 heures de pointe est utilisée par le Distributeur pour répartir
6 à ses différentes clientèles le coût de fourniture, mais n'est
7 aucunement liée à la façon dont le Transporteur conçoit et
8 planifie son réseau de transport.
 - 9 • Les facteurs d'utilisation de 67,9 % pour l'énergie et 32,1 %
10 pour la puissance, tel qu'établis par Hydro-Québec
11 Distribution pour l'année témoin projetée 2005, sont
12 applicables à la répartition du coût de fourniture de
13 l'électricité patrimoniale, qui ne reflète qu'une partie du
14 transit sur le réseau de transport. De plus, ces facteurs sont
15 déterminés selon les caractéristiques de consommation de
16 la clientèle afin de prendre en compte le profil de production
17 et ne sont donc pas appropriés pour la répartition du coût
18 du service du Transporteur, dont le réseau est planifié pour
19 répondre aux besoins de pointe. Ainsi, les coûts du réseau
20 de transport sont fixes indépendamment de son facteur
21 d'utilisation.
 - 22 • Le Transporteur ne dispose pas de prévision horaire
23 normalisée pour pouvoir utiliser la méthode de répartition
24 des coûts basée sur les 300 heures de pointe de son réseau.
25 Le travail que cela exigerait du Transporteur serait colossal.
26 Le Transporteur estime que les gains qui pourraient être
27 récoltés par cette méthode seraient négligeables
28 comparativement à l'ampleur de la mise en place d'un

1 processus fiable et performant de prévision horaire
2 normalisée qui serait exigé du Transporteur pour procéder
3 selon cette méthode.

- 4 • Finalement, le Transporteur estime que la méthode de
5 répartition des coûts basée sur les 300 heures de pointe de
6 son réseau irait à l'encontre de ce qui serait exigible du
7 Distributeur en terme de prévision, en respect de l'article
8 **37.1 des Tarifs et conditions des services de transport**
9 **d'Hydro-Québec.**

10 Par ailleurs, il est possible de constater que l'écart entre le
11 scénario de la Régie et la répartition du coût du service
12 proposée par le Transporteur est minime, soit de l'ordre de
13 **0,5 % (106,3 M\$ pour le service point à point vs 105,8 M\$ pour**
14 **le scénario du Transporteur).**

15 B) si le Transporteur le juge pertinent, des facteurs de
16 répartition alternatifs. Le cas échéant, veuillez présenter une
17 justification de la méthode utilisée.

18 **R19.2.b) Le Transporteur est d'avis que sa proposition d'effectuer la**
19 **répartition du coût du service en fonction de la puissance de**
20 **pointe traduit bien la façon de concevoir, planifier, exploiter et**
21 **maintenir le réseau et, par conséquent, ne croit pas que**
22 **d'autres facteurs de répartition devraient être utilisés.**

23 **19.3** Par analogie, veuillez appliquer le même raisonnement aux lignes
24 de transport (courant alternatif et continu) raccordant la production
25 des centrales des complexes La Grande et des complexes de la
26 Côte Nord. Veuillez indiquer les tronçons de ligne et les postes
27 identifiés comme servant exclusivement au raccordement des
28 centrales et présenter, sur cette base, un second scénario alternatif
29 et la répartition puissance/énergie qui en résulte.

1 **R19.3** Le Transporteur ne peut segmenter son réseau afin d'identifier
2 d'autres tronçons de ligne et postes servant exclusivement au
3 raccordement des centrales outre ceux déjà pris en compte
4 dans la fonction *Raccordement des centrales*. En effet, ces
5 équipements ont une fonction intrinsèque de transport sur le
6 réseau, lequel est conçu, planifié et exploité de façon intégrée
7 pour répondre aux besoins en puissance à la pointe. Voir
8 également réponse à la question 19.1.

9 **19.4** La Régie désire connaître l'impact potentiel de l'utilisation de
10 diverses méthodes sur la répartition des coûts de transport entre
11 les catégories de consommateurs du Distributeur. Veuillez fournir,
12 pour la répartition de l'énergie, les facteurs de répartition entre les
13 catégories de consommateurs du Distributeur en utilisant :

14 A) les colonnes (3) et (5) du tableau A – Volumes de ventes
15 totales et caractéristiques de consommation par catégorie de
16 consommateurs – Année témoin projetée 2005 de la
17 référence iv) ci-dessus.

18 **R19.4.a)** Le Transporteur ne dispose pas de l'ensemble des
19 informations nécessaires pour répondre à cette question. Par
20 ailleurs, le Transporteur souligne que la présente demande fait
21 suite à la décision D-2002-95 où la Régie mentionne son
22 intention de revoir la méthode de répartition de l'ensemble des
23 coûts du Transporteur suite à une étude détaillée prenant en
24 compte les caractéristiques techniques du réseau de
25 transport. Quant aux impacts des coûts de transport sur les
26 différentes catégories de consommateurs du Distributeur, le
27 Transporteur comprend qu'ils seront établis dans le cadre
28 d'un réexamen de la méthode de répartition des coûts du
29 Distributeur, conformément à la décision D-2003-93.

1 B) si le Transporteur le juge pertinent, une méthode alternative.
2 Le cas échéant, veuillez présenter une justification de la
3 méthode utilisée.

4 **R19.4.b) Voir réponse à la question 19.4.a).**

5 **20. Référence : HQT-4, document 1, pages 32 et 33.**

6 **Préambule :**

7 **« Service de compensation d'écart de livraison**

8 *Le Transporteur propose d'établir le tarif de ce service sur la base du prix de*
9 *production, en utilisant la méthode approuvée par la Régie pour le tarif*
10 *existant. Ainsi, lorsqu'il y a consommation supérieure à la quantité*
11 *programmée, le tarif proposé correspond au prix de production majoré de 50*
12 *% . Le crédit accordé sur toute quantité livrée inférieure à la quantité*
13 *programmée correspond à 50 % du coût moyen de fourniture de l'électricité*
14 *patrimoniale.*

15

16 **Service de compensation d'écart de réception**

17 *Pour l'établissement du tarif de ce service, le Transporteur s'appuie sur la*
18 *méthode retenue pour le tarif du service de compensation d'écart de livraison.*
19 *Ainsi, le tarif proposé serait appliqué à toute quantité reçue par le*
20 *Transporteur inférieure à la quantité programmée. De plus, il est proposé*
21 *d'accorder un crédit sur toute quantité reçue par le Transporteur supérieure à*
22 *la quantité programmée.»*

23

24 **Demandses :**

25 **20.1** Veuillez justifier le choix du prix de production majoré de 50% pour
26 établir ce tarif.

27 **R20.1** **Le Transporteur estime que sans cette majoration, tout client**
28 **des services de transport de point à point bénéficierait sans**
29 **frais d'une source de puissance bon marché à laquelle il**
30 **pourrait recourir de facto sans assumer les coûts associés à la**
31 **disponibilité et de la fourniture de celle-ci. La tarification du**
32 **service complémentaire d'écart de livraison se veut donc**
33 **dissuasive afin d'assurer que la clientèle des services de**
34 **transport programme correctement ses réceptions et ses**
35 **livraisons d'électricité en tout temps.**

- 1 **20.2** Veuillez expliquer pourquoi le crédit n'est pas établi sur la même
2 base que le tarif.
- 3 **R20.2** **Lorsque le client des services de transport de point à point**
4 **reçoit au point de livraison une quantité de puissance**
5 **inférieure à celle qu'il a livrée au point de réception du**
6 **Transporteur, le fournisseur de service complémentaire reçoit**
7 **une quantité imprévue d'électricité qui n'a alors qu'une faible**
8 **valeur, ce dernier ayant déjà pris les dispositions requises**
9 **pour répondre à tous ses engagements pendant la période**
10 **visée. La tarification du service complémentaire d'écart de**
11 **livraison se veut donc dissuasive afin d'assurer que la**
12 **clientèle des services de transport programme correctement**
13 **ses livraisons d'électricité.**
- 14 **20.3** Veuillez préciser si le crédit relatif au service de compensation
15 d'écart de réception est identique à celui relatif au service de
16 compensation d'écart de livraison.
- 17 **R20.3** **Tel est le cas, comme cela est indiqué à la pièce HQT-4,**
18 **Document 1, page 32, Tableau 10, pour le crédit concernant le**
19 **service d'écart de livraison, ainsi qu'à la page 33, Tableau 11,**
20 **concernant le service d'écart de réception. Le crédit remis au**
21 **client du service de transport dans les deux cas est de**
22 **1,28 ¢/kWh.**
- 23 **20.4** La majoration de 50% est-elle versée au Producteur ou conservée
24 par le Transporteur ? Si la majoration est versée au Producteur,
25 veuillez expliquer pourquoi ?
- 26 **R20.4** **Comme le Transporteur vise à faire respecter la**
27 **programmation par sa clientèle et qu'il s'agit d'une pénalité au-**
28 **delà du prix de l'électricité remis au fournisseur du service**
29 **complémentaire, la majoration de 50 % est conservée par le**
30 **Transporteur, le cas échéant.**

- 1 **21. Références : (i) HQT-4, document 1, page 28 ;**
2 **(ii) Dossier R-3401-98, pièce HQT-10, document 1,**
3 **page 51.**

4 **Préambule :**

5 À la référence (i), le Transporteur mentionne :

6 « *Le Transporteur soumet pour approbation la mise à jour des tarifs des*
7 *services complémentaires applicables aux services de transport de point à*
8 *point. La méthode utilisée pour établir ces tarifs demeure inchangée par*
9 *rapport à celle employée pour déterminer les tarifs présentement en vigueur. »*

10

11 Pour le service de réglage de tension, la référence (ii) mentionne :

12 « *La capacité de régulation des équipements de production est aussi utilisée*
13 *pour assurer l'ajustement continu de la tension dans des plages d'exploitation*
14 *acceptables. De plus, le transporteur peut exiger en tout temps la fourniture de*
15 *puissance réactive par des centrales de production pour les besoins du*
16 *réseau. »*

17

18 « *Pour fournir (ou absorber) la puissance réactive, le groupe Production*
19 *d'Hydro-Québec doit alors limiter, afin de respecter les normes d'exploitation*
20 *du transporteur, la production maximale de ses centrales. Actuellement, cette*
21 *exigence a pour conséquence de réduire la puissance maximale des*
22 *équipements de production de 270 MW. »*

23

24 **Demandes :**

25 **21.1** Veuillez préciser les normes d'exploitation à respecter concernant
26 le service de réglage de tension.

27 **R21.1 Afin de réaliser le contrôle de tension du réseau de transport à**
28 **l'intérieur des limites d'exploitation permises, le Transporteur**
29 **détermine la quantité de service de réglage de tension que**
30 **chacune des centrales d'Hydro-Québec Production doit**
31 **assurer, ces exigences réduisant la quantité de puissance**
32 **active (MW) qu'Hydro-Québec Production peut utiliser pour**
33 **démontrer la fiabilité en puissance du parc de production.**

34 **21.2** Veuillez expliquer comment a été établie la réduction de puissance
35 maximale de 270 MW. Veuillez notamment identifier les centrales
36 où la production maximale ne peut pas être fournie et expliquer
37 pourquoi.

1 **R21.2** Selon les exigences du Transporteur, la réduction de la
2 puissance active peut varier pour chaque groupe turbine-
3 alternateur et pour chaque période de l'année en fonction de
4 certaines conditions d'exploitation, notamment la température
5 de l'eau de refroidissement. Une évaluation est donc faite pour
6 chaque centrale et chaque mois et, globalement sur
7 l'ensemble du parc de production, la valeur de la réduction est
8 de 0,75 % ou 270 MW en moyenne durant l'année. Cette
9 réduction est observée principalement aux centrales Manic-5,
10 Manic-5A, Manic-2, Outardes-4 et Outardes-3.

11 **21.3** Veuillez indiquer si cette capacité de 270 MW nécessite la
12 construction de nouveaux équipements de production ?

13 **R21.3** Non, il n'est pas nécessaire de construire de nouveaux
14 équipements pour satisfaire aux obligations actuelles
15 d'Hydro-Québec Production. Toutefois, ces exigences
16 réduisent la quantité de puissance disponible et signifient
17 qu'Hydro-Québec Production ne peut compter sur toute la
18 puissance de ces équipements pour prendre des
19 engagements.

20 **22. Référence :** HQT-4, document 1, page 28.

21 **Préambule :**

22 *«Les clients des services de transport de point à point doivent obligatoirement*
23 *acquérir du Transporteur les services de gestion du réseau et de réglage de*
24 *tension. Dans le cas des autres services complémentaires, les clients peuvent*
25 *les obtenir d'autres fournisseurs situés dans la zone de réglage du*
26 *Transporteur à condition qu'ils soient comparables.»*

27 **Demande :**

28 **22.1** Veuillez indiquer les fournisseurs potentiels et le type de service
29 complémentaire que les clients du Transporteur pourraient obtenir.

1 **R22.1** **Aucun fournisseur potentiel possédant les qualifications**
2 **requis n'a offert de tels services au Transporteur. Pour qu'il**
3 **puisse fournir les services complémentaires requis, les**
4 **centrales des producteurs doivent être sous le contrôle**
5 **opérationnel du Transporteur, ce qui n'est généralement pas le**
6 **cas des centrales raccordées aux réseaux voisins dans la**
7 **zone de réglage du Transporteur.**

8 **23. Référence :** HQT-4 document 1, page 28.

9 **Préambule :**

10 *« La mise à jour de ces tarifs reflète l'évolution des besoins de transport et du*
11 *prix de production fixé à 7,5 ¢/kWh par le Producteur qui rend les services ».*
12

13 **Demande :**

14 **23.1** Veuillez indiquer s'il existe une entente écrite entre Hydro-Québec
15 Production et le Transporteur concernant le prix de 7,5 ¢/kWh.

16 Si oui, veuillez déposer cette entente ou, si elle est verbale, en
17 décrire la teneur.

18 Si non, veuillez expliquer l'absence d'une telle entente.

19 **R23.1** **Le prix de 7,5 ¢/kWh a été établi par Hydro-Québec Production**
20 **à partir des considérations énoncées à la pièce HQT-4,**
21 **Document 1, page 29, lignes 4 à 7. Ce prix est équivalent au**
22 **prix des achats de court terme effectués par le Distributeur**
23 **dans son appel d'offres d'avril 2004 pour des livraisons en**
24 **2005, soit 5,7 ¢US/kWh ou 7,5 ¢CA/kWh. Voir également**
25 **réponse à la question 4.4.**

1 **24. Référence : HQT-4, document 1, page 29.**

2 **Préambule :**

3 « Cette approche est conforme à la pratique d'autres entreprises qui
4 appliquent au niveau des tarifs des services complémentaires un prix de
5 production en fonction des prix du marché. »

6 **Demande :**

7 **24.1** Veuillez produire le niveau et la méthodologie de détermination des
8 prix des services complémentaires dans les compagnies de
9 transport d'électricité dans les juridictions canadiennes et
10 américaines suivantes : Colombie-Britannique, Ontario, Nouveau-
11 Brunswick, Nouvelle-Angleterre et New-York.

12 **R24.1 Réponse du Dr Ren Orans :**

13 **British Columbia Transmission Corporation (BCTC):**

14 **BCTC contracts with BC Hydro for Interconnected Operations**
15 **Services (IOS) which it uses to provide Ancillary Services (AS)**
16 **to OATT customers. BCTC passes through its cost of**
17 **procuring capacity IOS through its AS rates. BCTC also**
18 **contracts with BC Hydro to for energy IOS which it uses to**
19 **provide Energy Imbalance Service. Energy Imbalance pricing**
20 **is based on BC Hydro's opportunity cost of buying and selling**
21 **energy in the wholesale market. BCTC's current AS rates are**
22 **as follows.**

23 **Table R24.1 – BCTC's current Ancillary Services Rates**

SCHEDULING, SYSTEM CONTROL AND DISPATCH SERVICE	\$0.582 per MW of Reserved Capacity per hour.
REGULATION AND FREQUENCY RESPONSE SERVICE	\$5.106 per MW per hour of generating Capacity requested for RFR.
OPERATING RESERVE (OR) - SPINNING RESERVE SERVICE	\$5.286 per MW per hour of generating Capacity requested for OR - Spinning.
OPERATING RESERVE (OR) - SUPPLEMENTAL RESERVE SERVICES	\$5.278 per MW per hour of generating Capacity requested for OR - Supplemental.
REACTIVE SUPPLY AND VOLTAGE CONTROL FROM GENERATION SOURCES SERVICES	\$0.703 per MW of Reserved Capacity per hour

1 Source: http://www.bctc.com/transmission_scheduling/tariff_pricing/

2 **Ontario:**

3 The Ontario IESO contracts for IOS for up to 18 months from
4 Ontario Power Generation (OPG) and other suppliers. Market
5 rules require the IESO to employ a competitive bidding
6 process where feasible, but otherwise allow the IESO to
7 negotiate a contract with a single provider if doing so would
8 result in a reasonable price. If negotiating a sole-source
9 contract would not result in a reasonable price, the IESO is
10 required to submit a cost-based contract for approval by the
11 Ontario Energy Board. Operating Reserve prices are variable
12 and are posted daily. Other AS are billed monthly.

13 Source: <http://www.ieso.ca/imoweb/marketdata/marketSummary.asp>

14 **New Brunswick:**

15 The NBSO provides ancillary services at cost-based rates as
16 listed below. In addition to these costs, there is a provision for
17 “an adder applied to these prices when the Transmission
18 Provider incurs extra costs ... limited to out-of-order dispatch
19 costs associated with revised generation or load dispatch for
20 the purpose of providing this ancillary service.”

21 **Scheduling, System Control and Dispatch Service:**

22 • **Point-to-Point**

- 23 1) **Yearly Delivery: One twelfth of C\$2081.87/MW of**
24 **Reserved Capacity per year.**
- 25 2) **Monthly Delivery: C\$173.49/MW of Reserved Capacity**
26 **per month.**
- 27 3) **Weekly Delivery: C\$40.04/MW of Reserved Capacity**
28 **per week.**

- 1 4) On-Peak Daily Delivery: C\$8.01/MW of Reserved
2 Capacity per day.
- 3 5) Off-Peak Daily Delivery: C\$5.70/MW of Reserved
4 Capacity per day.
- 5 6) On-Peak Hourly Delivery: C\$0.50/MW of Reserved
6 Capacity per hour.
- 7 7) Off-Peak Hourly Delivery: C\$0.24/MW of Reserved
8 Capacity per hour.
- 9 • Network Integration: C\$0.142/kW of Network Integration
10 Service per month.

11 Source: <http://www.nbso.ca/en/oatt/oatt.pdf>

12 **Reactive Supply and Voltage Control from Generation Sources**

13 **Service:**

- 14 • **Point-to-Point**
- 15 1) Yearly Delivery: One twelfth of C\$1,801.00/MW of
16 Reserved Capacity per year.
- 17 2) Monthly Delivery: C\$150.00/MW of Reserved Capacity
18 per month.
- 19 3) Weekly Delivery: C\$34.63/MW of Reserved Capacity
20 per week.
- 21 4) On-Peak Daily Delivery: C\$6.93/MW of Reserved
22 Capacity per day.
- 23 5) Off-Peak Daily Delivery: C\$4.93/MW of Reserved
24 Capacity per day.
- 25 6) On-Peak Hourly Delivery: C\$0.43/MW of Reserved
26 Capacity per hour.
- 27 7) Off-Peak Hourly Delivery: C\$0.21/MW of Reserved
28 Capacity per hour.
- 29 • Network Integration C\$0.12/kW of Network Integration
30 Service per month.

1 **Regulation and Frequency Response Service:**

2 • **Point-to-Point**

3 1) **Yearly Delivery: One twelfth of C\$534.00/MW of**
4 **Monthly Demand per year.**

5 2) **Monthly Delivery: C\$44.50/MW of Monthly Demand**
6 **per month.**

7 3) **Weekly Delivery: C\$10.27/MW of Monthly Demand per**
8 **week.**

9 4) **Daily Delivery: C\$2.05/MW of Monthly Demand per**
10 **day.**

11 • **Network Integration: C\$0.04/kW of Monthly Demand per**
12 **month.**

13 **Load Following (generation and load response capability**
14 **dispatched at frequencies and rates that are lower and slower**
15 **than AGC):**

16 • **Point-to-Point**

17 1) **Yearly Delivery: One twelfth of C\$1,234.00/MW of**
18 **Monthly Demand per year.**

19 2) **Monthly Delivery: C\$102.83/MW of Monthly Demand**
20 **per month.**

21 3) **Weekly Delivery: C\$23.73/MW of Monthly Demand per**
22 **week.**

23 4) **Daily Delivery: C\$4.75/MW of Monthly Demand per**
24 **day.**

25 • **Network Integration: C\$0.10/kW of Monthly Demand per**
26 **month.**

27 **Operating Reserve - Spinning Reserve Service:**

28 • **Point-to-Point**

29 1) **Yearly Delivery: One twelfth of C\$2,090.00/MW of**
30 **Monthly Demand per year.**

- 1 2) Monthly Delivery: C\$174.17/MW of Monthly Demand
2 per month.
- 3 3) Weekly Delivery: C\$40.19/MW of Monthly Demand per
4 week.
- 5 4) Daily Delivery: C\$8.04/MW of Monthly Demand per
6 day.
- 7 • Network Integration: C\$0.17/kW of the Monthly Demand
8 per month.

9 **Operating Reserve - Supplemental Reserve Service:**

- 10 • Point-to-Point
- 11 1) Yearly Delivery: One twelfth of C\$5,450.00/MW of
12 Monthly Demand per year.
- 13 2) Monthly Delivery: C\$454.17/MW of Monthly Demand
14 per month.
- 15 3) Weekly Delivery: C\$104.81/MW of Monthly Demand
16 per week.
- 17 4) Daily Delivery: C\$20.96/MW of Monthly Demand per
18 day.
- 19 • Network Integration: C\$0.45/kW of Monthly Demand per
20 month.

21 **Energy Imbalance Service:**

22 Energy Imbalance Service will be settled between the
23 Transmission Provider and the party responsible for the
24 relevant transaction using the hourly marginal cost to the
25 Transmission Provider of redispatch. The Transmission
26 Provider's hourly marginal cost of redispatch is the marginal
27 redispatch price submitted by a market participant.

28 Source: <http://www.nbso.ca/en/oatt/oatt.pdf>

1 **ISO New England (ISO-NE):**

2 ISO-NE procures IOS from competitive generators and passes
3 through its costs through its AS rates. The Regulation and
4 Frequency Response service is procured through an hourly
5 auction. Operating Reserves services are priced based on
6 generator-submitted costs for providing energy, including
7 start-up and no-load costs. Special provisions provide lost
8 opportunity compensation to generators whose output is
9 constrained for the purposes of providing operating reserve.
10 ISO-NE also has an installed capacity AS (“ICAP”), which is
11 priced through a monthly auction process.

12 Source: http://www.iso-ne.com/nwsiss/grid_mkts/how_mkts_wrk/anc_svcs/

13 **New York ISO (NYISO):**

14 The NYISO uses hourly day-ahead and hour-ahead auctions to
15 procure regulation and operating reserves, including spinning
16 reserve, 10-minute reserve and 30-minute reserve. The
17 operating reserve markets are zonal, with the three zones
18 being (i) West of Central-East; (ii) East of Central-East
19 excluding Long Island; and (iii) Long Island.

20 Source:

21 http://www.nyiso.com/public/webdocs/documents/tariffs/market_services/rate_schedules.pdf

- 1 **25. Références :** i) HQT-4, document 1, page 30 ;
2 ii) Dossier R-3401-98, pièce HQT-10, document 1,
3 page 51.

4 **Préambule :**

5 *i) « Le montant de la puissance réactive est établi en fonction du prix de*
6 *production de 7,5 ¢/kWh par rapport au prix de 2,79 ¢/kWh réduit du taux de*
7 *pertes, soit 2,5 ¢/kWh, tel qu'il a été approuvé par la Régie dans la demande*
8 *de l'année 2001. »*

9
10 *ii) « Pour fournir (ou absorber) la puissance réactive, le groupe Production*
11 *d'Hydro-Québec doit alors limiter, afin de respecter les normes d'exploitation*
12 *du transporteur, la production maximale de ses centrales. Actuellement, cette*
13 *exigence a pour conséquence de réduire la puissance maximale des*
14 *équipements de production de 270 MW. »*

15

16 **Demandes :**

17 **25.1** Étant donné que le service rendu concerne la capacité de
18 production, veuillez justifier l'augmentation basée sur le prix de
19 l'énergie.

20 **R25.1** L'argumentation utilisée se fonde sur le principe voulant que
21 la capacité de production moindre de 270 MW réduit la
22 capacité d'Hydro-Québec Production de livrer de l'énergie sur
23 les marchés à certaines périodes durant lesquelles les
24 conditions sont favorables. Le prix de production de 7,5 ¢/kWh
25 est utilisé comme indicateur du prix de marché ainsi perdu,
26 puisqu'il correspond au prix d'approvisionnement des achats
27 à court terme du Distributeur pour satisfaire les besoins de sa
28 clientèle au cours de l'année 2005 selon l'appel d'offres lancé
29 en avril 2004, soit 5,7 ¢US/kWh ou 7,5 ¢CA/kWh, tel qu'indiqué
30 en réponse à la question 23.1. Pour établir le tarif, la
31 composante puissance du prix de production doit être isolée.
32 Le coût de cette puissance est dérivé du prix de production de
33 7,5 ¢/kWh à partir du facteur d'utilisation du réseau. Par cet

1 **exercice, la composante énergie du coût de production n'est**
2 **donc pas considérée dans le calcul du tarif.**

3 **25.2** Veuillez également justifier l'augmentation dans le cas de la réserve
4 tournante et de la réserve arrêtée.

5 **R25.2** **L'argumentation est similaire à celle indiquée ci-dessus,**
6 **puisque si Hydro-Québec Production n'avait pas à fournir de**
7 **réserves, elle pourrait utiliser la capacité de production ainsi**
8 **libérée pour livrer de l'énergie sur les marchés à certaines**
9 **périodes durant lesquelles les conditions sont favorables.**

10 **26. Références :** i) HQT-4, document 1, page 30 ;
11 ii) Dossier R-3401-98, pièce HQT-10, document 1,
12 pages 51 et 52 ;
13 iii) Dossier R-3541-2004, pièce HQD-12, document 4,
14 page 15.

15 **Préambule**

16 i) *« Afin de fournir ou absorber la puissance réactive en respectant les normes*
17 *d'exploitation du Transporteur, le Producteur doit limiter la capacité de*
18 *production de ses centrales. »*

19
20 ii) *On notera que le coût de la composante puissance de la production est*
21 *déterminé à partir du coût de fourniture. En effet, le 2,79 ¢/kWh représente le*
22 *coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale tel qu'établi à l'article*
23 *52.2 de la Loi sur la Régie de l'énergie. Ce coût correspond notamment au*
24 *volume de consommation patrimoniale annuelle livrée aux marchés*
25 *québécois, qui est plafonné à 165 TWh.*

26
27 *Capacité allouée à la fourniture de la puissance réactive 270 MW*

28
29 *Coût de la composante puissance de la Production où 0,33 = composante*
30 *puissance du coût (2,79 ¢/kWh * 0,33) / 1,0874 = d'acquisition de la fourniture*
31 *pour le distributeur 0,846 ¢/kWh ou 8,467 \$/MWh»*

32
33 iii) Tableau 9A - Achats d'électricité Année témoin projetée 2005.

1 **Demande :**

2 **26.1** Veuillez réconcilier l'utilisation de 7,5 ¢/KWh comme coût
3 d'acquisition de la fourniture du Distributeur en regard du coût
4 unitaire de 2,77 ¢/KWh mentionné au tableau 9A.

5 **R26.1** Le prix de 2,77 ¢/kWh indiqué à la colonne 15, de la ligne 25,
6 du Tableau 9A indiqué en référence (iii) à la question
7 représente selon la compréhension du Transporteur le coût
8 unitaire de tous les approvisionnements du Distributeur pour
9 l'année témoin projetée 2005.

10 Tel qu'indiqué en réponse à la question 25.1, le prix de
11 7,5 ¢/kWh est utilisé comme indicateur du prix de marché que
12 recevrait Hydro-Québec Production si elle disposait d'une
13 capacité additionnelle de production pour livrer sur les
14 marchés au-delà de l'électricité patrimoniale qui est livrée en
15 totalité au Distributeur au cours de l'année témoin projetée
16 2005 du Distributeur. Les deux prix s'appliquent donc à deux
17 situations différentes.

18 **27. Références :** i) HQT-4, document 1, page 31;
19 ii) Dossier R-3401-98, pièce HQT-10, document 1, page
20 53.

21 **Préambule :**

22 i) Tableau 9 – Tarifs du réglage de fréquence

23

24 ii) « *Ce service provient de centrales de production. Le groupe Production*
25 *d'Hydro-Québec mobilise des moyens de production, qui sont asservis à la*
26 *régulation et au contrôle de fréquence. Ces centrales doivent conserver une*
27 *plage réglante, qui se traduit par un écart de rendement. Cet écart se traduit*
28 *par un manque à gagner au niveau des ventes estimé à 180 GWh. »*

1 **Demandes :**

2 **27.1** Veuillez expliquer comment a été établie la valeur de 180 GWh.

3 **R27.1** L'explication suivante a été fournie dans le cadre de la
4 **Requête R-3401-98 à la pièce HQT-13, Document 1, page 151,**
5 **en réponse à la question 86.1 de la Régie:**

6 «Le service de régulation et de contrôle de fréquence provient
7 de centrales de production. Le groupe Production d'Hydro-
8 Québec mobilise des moyens de production, qui sont asservis
9 à la régulation et au contrôle de fréquence. Ces centrales
10 doivent conserver une plage réglante, qui se traduit par un
11 écart de rendement.

12 La méthodologie consiste à faire l'évaluation de l'écart entre
13 les rendements des centrales de production asservies à la
14 régulation et au contrôle de fréquence selon qu'elles
15 produisent de façon optimale ou bien qu'elles assument la
16 tâche de la régulation et du contrôle de la fréquence.

17 En assumant dans leur fonction d'asservissement la tâche de
18 régulation et de contrôle de la fréquence, les centrales ne sont
19 pas exploitées à leur optimum. L'équivalent énergétique de
20 l'eau turbinée, ainsi mal utilisée à cause d'une exploitation à
21 un moindre rendement pour assurer la régulation et le contrôle
22 de fréquence, conduit à des pertes pour le producteur. Le
23 producteur évalue ces pertes à 180 GWh.»

24

25 En 2004, le Producteur a confirmé, sur la base des
26 observations faites entre 1999 et 2002, que les pertes d'énergie
27 asservies à la tâche de régulation et de contrôle de la

1 fréquence étaient de l'ordre de 180 GWh, selon le tableau qui
2 suit.

	1999	2000	2001	2002	Moyenne
Pertes de production attribuables au RFP (en GWh)	154	167	190	199	178

4 **27.2** Veuillez identifier les centrales qui sont mobilisées par Hydro-
5 Québec Production et préciser, pour chacune d'elles, l'écart de
6 rendement dû à la fourniture du service de réglage de fréquence.

7 **R27.2 Les centrales mobilisées par Hydro-Québec Production sont**
8 **les suivantes:**

Centrale	Écart de rendement
Bersimis-2	10%
Robert-Bourassa	28%
La Grande-3	18%
La Grande-4	14%
Manic-5	9%
Manic-3	7%
Manic-2	7%
Outardes-4	4%
Outardes-3	3%

9
10 **27.3** Veuillez identifier les centrales qui sont mobilisées par Hydro-
11 Québec Production et préciser, pour chacune d'elles, l'écart de
12 rendement dû à la fourniture du service de réglage de fréquence.

13 **R27.3 Voir réponse à la question R27.1.**

14 **28. Références :** (i) HQT-4, document 1, page 39 ;
15 (ii) Dossier R-3497-2002, pièce HQT-1 document 1,
16 Annexe B, page 3 ;
17 (iii) Dossier R-3497-2002, pièce HQT-6, document 1,
18 page 7.

19 **Préambule :**

20 À la référence (i), le Transporteur présente la contribution maximale pour les
21 postes de départ aux centrales. Il est indiqué que la contribution maximale
22 pour un poste ayant une tension nominale de plus de 120 kV est de 83 \$/kW.

23 Il est également indiqué que la contribution maximale est doublée lorsque
24 deux paliers de transformation sont requis.

1 La référence (ii) présente le schéma unifilaire du poste prévu pour la centrale
2 Toulnostouc ainsi que la capacité des groupes (292 MVA avec facteur de
3 puissance de 0,9), et la référence (iii) indique que le coût de réalisation du
4 poste est de 16,7 M\$.

5 Selon le tableau 15 de la référence i) et la capacité totale des groupes de la
6 Toulnostouc, la Régie estime que la contribution totale aurait pu s'élever à
7 environ 44 M\$ pour le poste de départ de Toulnostouc.

8 **Demandes :**

9 **28.1** Veuillez indiquer si le schéma unifilaire du poste à la centrale
10 Toulnostouc est une configuration typique pour ce genre de poste.
11 Veuillez expliquer votre réponse et présenter un schéma typique, si
12 nécessaire.

13 **R28.1 Il n'existe pas un seul schéma typique de poste de départ.**
14 **Dans le cas de la centrale de la Toulnostouc,**
15 **l'approvisionnement en eau de la centrale provient d'un**
16 **réservoir de grande capacité, soit le réservoir du Lac**
17 **Ste-Anne. La présence de ce réservoir permet une grande**
18 **souplesse dans l'exploitation de la centrale. Par conséquent, il**
19 **n'est pas requis d'avoir une configuration particulière pour le**
20 **poste de départ afin de permettre la maintenance des**
21 **équipements sans perte de production. De plus, cette centrale**
22 **étant radiale sur le poste d'intégration, aucun bouclage n'est**
23 **requis à l'intérieur du poste à la centrale, ce qui simplifie de**
24 **beaucoup la configuration du poste.**

25 **28.2** Veuillez justifier qu'un montant de 83 \$/kW comme contribution
26 maximale aurait été acceptable dans le cas du projet Toulnostouc.

27 **R28.2 Le Transporteur propose dans le présente demande de**
28 **reconduire la contribution maximale, ainsi que les modalités**
29 **déjà prévues aux *Tarifs et conditions* pour les postes de**
30 **départ, à savoir notamment que le Transporteur assume le**
31 **coût réel du poste de départ. Dans le cas du raccordement de**

1 la centrale de la Toulnostouc, le Transporteur absorbe le coût
2 réel du poste de départ, lequel est estimé en octobre 2002 à
3 16,7 M\$. Ce montant correspond à 31,7 \$/kW, soit un montant
4 inférieur au maximum de 83 \$/kW.

5 **28.3** Veuillez justifier également le montant présenté pour les autres
6 niveaux de tension.

7 **R28.3** **Dans la demande de l'année 2001, le Transporteur a proposé**
8 **une règle administrative visant à limiter la contribution**
9 **maximale applicable pour le remboursement des postes de**
10 **départ. La méthode d'établissement de la contribution**
11 **maximale a été expliquée en détail dans la dite demande**
12 **R-3401-98, notamment à la pièce HQT-13, Document 12,**
13 **pages 12 à 15. Les montants maximums approuvés par la**
14 **Régie dans ce dossier ont été établis à partir de coûts estimés**
15 **par le Transporteur pour des projets similaires, en effectuant**
16 **certains regroupements de niveaux de tension, afin de**
17 **simplifier les règles d'application de cette mesure. Dans tous**
18 **les cas, toutefois, le montant total assumé par le Transporteur**
19 **ne saurait excéder le coût réel du poste de départ, même si le**
20 **plafond applicable lui est supérieur. Le Transporteur propose**
21 **de reconduire cette règle et, conformément à l'article 2 de la**
22 ***Loi sur la Régie de l'énergie*, d'assumer le coût des postes de**
23 **départ.**

24 **28.4** Veuillez présenter les cas où une double transformation est requise
25 et, dans chaque cas, justifier pourquoi la contribution maximale doit
26 être doublée.

27 **R28.4** **La double transformation au poste de départ est requise**
28 **principalement dans le cas des projets de parcs éoliens. Ceux-**
29 **ci doivent d'abord effectuer un premier niveau de**

1 transformation à proximité de quelques éoliennes à la fois,
2 pour amener l'électricité générée par les alternateurs
3 généralement à 600 V à une tension supérieure, généralement
4 de 25 kV, puis utiliser un réseau interne de collecte à 25 kV
5 pour acheminer l'électricité produite par les nombreuses
6 éoliennes à un poste unique de raccordement au réseau et y
7 effectuer alors une seconde transformation du 25 kV au niveau
8 de tension du réseau du Transporteur au point de
9 raccordement. Selon l'estimation du Transporteur, les
10 maximums actuels sont insuffisants dans ces cas et le
11 Transporteur propose par conséquent de les doubler afin qu'il
12 assume le coût adéquat de ces postes. Dans tous les cas, le
13 montant remboursé par le Transporteur ne saurait excéder le
14 coût réel du poste de départ, conformément aux *Tarifs et*
15 *conditions*.

16 **29. Référence :** HQT-4, document 3, pages 15 et 16.

17 **Préambule :**

18 « 1. A comparison between (a) the average of system peaks (as a percentage
19 of annual peak) during the peak months, and (b) the average of the system
20 peaks (as a percentage of the annual peak) during the remaining months. This
21 comparison is calculated as the difference between the average peak load
22 during the peak months and the average peak load during the off-peak
23 months, divided by annual maximum peak load. The highest-usage months for
24 HQT are December, January, February, and March.

25 2. Average of 12 monthly peaks as a percentage of the annual peak.

26 3. Lowest monthly peak as a percentage of the annual peak.

27 4. The likelihood that peak demands in non-peak months exceed the peak
28 demands in the peak months. »

29

30 **Demandes :**

31 **29.1** Veuillez expliquer pourquoi il est considéré, au point a) ci-dessus, la
32 moyenne des pointes des mois d'hiver.

1 **R29.1 Réponse du Dr Ren Orans :**

2 The test is intended as a metric of the difference between peak
3 loads during the months with higher loads and the peak loads
4 during the other months. Hence, the test could have been
5 conducted using only the January peak load. Doing so would
6 have resulted in a higher number, therefore favouring even
7 more a 1-CP method. Using the average peaks from December
8 through March conservatively underscores the peak load
9 difference between the months with relatively high peaks and
10 those with relatively low peaks.

11 For example, if I had picked January only as the peak period,
12 the results of FERC's Test 1 would change from 27 to 25
13 percent, which is a further movement away from the results of
14 cases where 12-CP was used in cost allocation.

15 **29.2** Veuillez calculer les tests en considérant la pointe moyenne des
16 300 heures les plus chargées de l'année.

17 **R29.2 Réponse du Dr Ren Orans :**

18 An hourly breakdown of the normalized HQT peak loads is not
19 available.

20 **30. Références :** HQT-4, document 3, page 16 ;
21 Dossier R-3541-2004, pièce HQT-12, document 1, page
22 18.

23 **Préambule :**

24 i) Table 1 : Summary of FERC Test Results

25 ii) «*La prise en compte des 300 heures les plus chargées de l'année*
26 *permet une répartition plus équitable et plus stable au cours des*
27 *années.* »

28 **Demandes :**

- 1 **30.1** Veuillez fournir les facteurs de répartition entre les diverses
2 catégories de consommateurs du Distributeur pour l'année témoin
3 projetée 2005
- 4 A) selon l'approche de la pointe coïncidente (1-CP) ;
- 5 **R30.1.a) Voir réponse à la question 19.4.a).**
- 6 B) selon l'approche 3-CP ;
- 7 **R30.1.b) Voir réponse à la question 19.4.a).**
- 8 C) selon l'approche de la pointe moyenne des 300 heures les plus
9 chargées du réseau.
- 10 **R30.1.c) Voir réponse à la question 19.4.a).**
- 11 **30.2** Veuillez fournir le facteur de répartition entre la charge locale et le
12 point à point à long terme pour l'année témoin projetée 2005 selon
13 l'approche de la pointe moyenne des 300 heures les plus chargées
14 du réseau.
- 15 **R30.2** **Comme le Transporteur ne dispose pas des données**
16 **normalisées pour faire la répartition des coûts selon**
17 **l'approche de la pointe moyenne des 300 heures, tel que plus**
18 **amplement expliqué en réponse à la question 19.2, il fournit**
19 **tout de même, au tableau suivant, un scénario dans lequel il**
20 **estime ce que donneraient les 300 heures en termes de**
21 **répartition, en utilisant plutôt les facteurs de répartition de**
22 **67,9 % en énergie et de 32,1 % en puissance que la Régie**
23 **suggérerait pour le scénario de la question 19.2, en rappelant**
24 **toutefois les réserves qui y sont identifiées. Ces facteurs sont**
25 **appliqués à chacune des quatre fonctions.**
- 26 **Il est possible de constater que la différence des résultats**
27 **avec la répartition du coût du service proposée par le**
28 **Transporteur est très faible, soit de l'ordre de 2 % (108,1 M\$**
29 **pour le service point à point vs 105,8 M\$ pour le scénario du**
30 **Transporteur).**

1 **Tableau R30.2 – Scénario alternatif avec facteurs 67,9% pour l'énergie et**
 2 **32,1% pour la puissance pour l'ensemble des fonctions**

(1) Fonctions	(2)-(7) Répartition par fonction					(8)-(12) Répartition par composante					(13)-(18) Répartition par service						
	Attributions spécifiques	CCR et CT	Soutien	Sous-total	Rendement sur base tarifaire	Total Coût du service	% Énergie	% Puissance	Facteur de répartition ¹	Énergie	Puissance	% Charge locale	% Point à point	Facteur de répartition ¹	Charge locale	Point à point	Total Coût du service
1 Raccordements des centrales	1 756,7	288,3	460,6	2 505,6	2 228,0	4 733,6				3 214,1	1 519,5				4 603,4	130,3	4 733,6
2 Postes élévateurs	66,2	15,4	24,6	106,2	119,0	225,3	67,90%	32,10%	A	153,0	72,3	98,48%	1,52%	B	221,8	3,4	225,3
3 Lignes de raccordements	11,7	3,7	6,0	21,4	28,8	50,3	67,90%	32,10%	A	34,1	16,1	98,48%	1,52%	B	49,5	0,8	50,3
4 Réseau	596,4	109,4	174,8	880,6	845,3	1 725,9				1 171,9	554,0				1 703,8	22,1	1 725,9
5 Très haute tension	409,6	74,0	118,2	601,9	571,9	1 173,7	67,90%	32,10%	A	797,0	376,8	98,72%	1,28%	C	1 158,7	15,0	1 173,7
6 450 kV	25,4	9,0	14,4	48,8	69,6	118,5	67,90%	32,10%	A	80,5	38,0	98,72%	1,28%	C	117,0	1,5	118,5
7 Haute tension	161,3	26,4	42,1	229,8	203,8	433,7	67,90%	32,10%	A	294,5	139,2	98,72%	1,28%	C	428,1	5,6	433,7
8 Raccordements des clients	203,3	20,7	33,0	257,0	159,8	416,8				283,0	133,8				416,8	0,0	416,8
9 Postes abaisseurs	181,6	17,7	28,2	227,5	136,5	364,0	67,90%	32,10%	A	247,2	116,9	100,00%	0,00%	D	364,0	0,0	364,0
10 Raccordement clients HT	21,6	3,0	4,8	29,5	23,3	52,7	67,90%	32,10%	A	35,8	16,9	100,00%	0,00%	D	52,7	0,0	52,7
11 Interconnexions	63,2	6,9	11,0	81,1	53,3	134,4				91,3	43,1				53,2	81,2	134,4
12 Churchill Falls	16,2	2,2	3,4	21,8	16,6	38,4	67,90%	32,10%	A	26,1	12,3	98,48%	1,52%	B	37,8	0,6	38,4
13 Autres	63,2	6,9	11,0	81,1	53,3	134,4	67,90%	32,10%	A	91,3	43,1	39,57%	60,43%	E	53,2	81,2	134,4
14 Total	957,0	158,3	252,8	1 368,1	1 222,9	2 591,0				1 759,3	831,7				2 482,9	108,1	2 591,0

† (A) Facteur de 67,9% pour l'énergie et de 32,1% en approximation pour les 300 heures de pointe
 (B) Portion énergie excluant Churchill Falls : Charge locale = 152 266 GWh, Service point à point LT = 2 461 GWh. Portion puissance excluant Churchill Falls : Charge locale = 28 965 MW, Service point à point LT = 405 MW.
 (C) Portion énergie incluant Churchill Falls : Charge locale = 182 200 GWh, Service point à point LT = 2 461 GWh. Portion puissance incluant Churchill Falls : Charge locale = 34 060 MW, Service point à point LT = 405 MW.
 (D) Affectation directe à la charge locale
 (E) Capacité de transit : Charge locale = Importations, Service point à point = Exportations

3
 4 **31. Référence : HQT-4, document 3, pages 18 et 19.**

5 **Préambule :**

6 Tableau 3 : HQT's Monthly System peak loads for 1999 through 2005 (MW)

7 « The second test examines the size of the difference between the expected
 8 peak load in January and the next highest expected monthly peak load over
 9 the same 7 year period. The expected average peak load in January over the
 10 7 year period was 35,178 MW. The expected average peak load in the next
 11 highest month was 33,810 MW, 1,368 MW lower (4%) than the expected peak
 12 in January. »

13 **Demandes :**

14 **31.1** La prévision des pointes mensuelles pour l'année 2005 comporte-t-elle
 15 des facteurs conjoncturels qui expliquent que la pointe prévue
 16 pour décembre est relativement importante par rapport à celle de
 17 janvier 2005 ? Expliquez.

18 **R31.1** À la connaissance du Transporteur, la prévision de la pointe
 19 pour décembre 2005 est relativement importante par rapport à
 20 celle de janvier 2005 pour les raisons suivantes :

- 21 • Prévision plus faible des besoins de transport pour les
 22 mois au début de l'année 2005 qui s'explique par une

- 1 **baisse de la prévision de la charge locale compte tenu d'un**
2 **conflit de travail au secteur industriel.**
- 3 • **Prévision pour les mois à la fin de l'année 2005 est plus**
4 **élevée compte tenu d'une forte croissance des besoins au**
5 **secteur industriel.**
- 6 **31.2** Veuillez identifier, pour chacune des données du tableau, la part de
7 la charge locale et la part du service de point à point.
- 8 **R31.2** **Réponse du Dr Ren Orans :**
- 9 **The detailed breakdown is given below:**

1

Table 1 :

	1999			2000		
	Native load	LT PTP	Total	Native load	LT PTP	Total
Jan	30,979	3,108	34,087	31,350	3,980	35,330
Feb	29,376	3,108	32,484	30,132	3,980	34,112
Mar	26,799	3,162	29,961	26,897	3,975	30,872
Apr	22,942	3,173	26,115	22,705	3,964	26,669
May	19,529	3,173	22,702	19,490	3,964	23,454
Jun	17,547	3,173	20,720	17,667	4,499	22,166
Jul	17,668	3,173	20,841	17,596	4,499	22,095
Aug	17,681	3,173	20,854	17,869	4,499	22,368
Sep	18,324	3,173	21,497	18,576	4,499	23,075
Oct	21,017	2,959	23,976	21,446	4,499	25,945
Nov	24,922	2,959	27,881	25,553	4,499	30,052
Dec	29,307	2,959	32,266	29,971	4,499	34,470

2

	2001			2002		
	Native load	LT PTP	Total	Native load	LT PTP	Total
Jan	32,211	3,982	36,193	32,244	3,035	35,279
Feb	30,150	3,982	34,132	30,857	3,035	33,892
Mar	27,781	3,982	31,763	28,330	3,035	31,365
Apr	23,355	3,982	27,337	24,227	3,035	27,262
May	20,014	3,982	23,996	20,669	3,351	24,020
Jun	18,188	3,982	22,170	18,949	3,456	22,405
Jul	18,618	3,982	22,600	19,181	3,456	22,637
Aug	18,425	3,982	22,407	19,194	3,456	22,650
Sep	18,947	3,982	22,929	19,646	3,456	23,102
Oct	22,352	3,982	26,334	22,743	3,456	26,199
Nov	26,225	3,982	30,207	26,811	3,456	30,267
Dec	30,080	3,982	34,062	31,272	3,456	34,728

3

	2003			2004		
	Native load	LTPTP	Total	Native load	LTPTP	Total
Jan	33,735	2,456	36,191	34,295	405	34,700
Feb	32,074	2,456	34,530	32,406	405	32,811
Mar	29,335	2,456	31,791	29,881	405	30,286
Apr	25,494	2,456	27,950	24,951	405	25,356
May	21,355	2,141	23,496	21,199	405	21,604
Jun	19,611	1,510	21,121	19,704	405	20,109
Jul	19,839	1,510	21,349	19,553	405	19,958
Aug	19,956	1,510	21,466	19,823	405	20,228
Sep	20,306	1,510	21,816	19,981	405	20,386
Oct	23,517	1,510	25,027	22,667	405	23,072
Nov	27,450	1,510	28,960	27,565	405	27,970
Dec	32,392	1,510	33,902	32,266	405	32,671

1

	2005		
	Native load	LT PTP	Total
Jan	34,060	405	34,465
Feb	32,331	405	32,736
Mar	29,913	405	30,318
Apr	25,589	405	25,994
May	22,053	405	22,458
Jun	20,359	405	20,764
Jul	20,768	405	21,173
Aug	20,822	405	21,227
Sep	21,049	405	21,454
Oct	24,237	405	24,642
Nov	28,271	405	28,676
Dec	33,112	405	33,517

2 **31.3** Veuillez appliquer, aux données fournies pour la charge locale à la
 3 question 31.2 ci-dessus, les tests généralement utilisés par la
 4 FERC.

5 **R31.3** Réponse du Dr Ren Orans :

6 **The test results are provided below:**

1 Table 2 : Native Load Only

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Mean J,F,M,D	29,115	29,588	30,056	30,676	31,884	32,212	32,354
Mean other months	19,954	20,113	20,766	21,428	22,191	21,930	22,894
Mean 12 months Annual	23,008	23,271	23,862	24,510	25,422	25,358	26,047
maximum	30,979	31,350	32,211	32,244	33,735	34,295	34,060
Annual minimum	17,547	17,596	18,188	18,949	19,611	19,553	20,359

Test 1	30%	30%	29%	29%	29%	30%	28%
Test 2	74%	74%	74%	76%	75%	74%	76%
Test 3	57%	56%	56%	59%	58%	57%	60%

2

3 **31.4** Veuillez calculer pour les données fournies pour la charge locale à
 4 la question 31.2 ci-dessus, l'écart moyen entre la pointe de janvier
 5 et la pointe de février.

6 **31.5** Veuillez faire le même calcul pour janvier et décembre.

7 **R31.4 et R31.5 Réponse du Dr Ren Orans :**

8 **The mean deviations are provided below:**

9 Table 3: Mean Deviation between January and February Peak for Native Load Component of
 10 Peak Loads Only

	% Deviation	Mean Deviation	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Jan-Feb Deviation	5.05%	1,650	1,603	1,218	2,061	1,387	1,661	1,889	1,729
Jan-Dec. Deviation	4.58%	1,496	1,672	1,379	2,131	972	1,343	2,029	948

11

12 **31.6** Veuillez indiquer, pour chaque année de la période 1999-2004, le
 13 rang des pointes de décembre, janvier et février dans la courbe de
 14 puissance classée normalisée de la charge locale.

15 **R31.6 Le Transporteur ne dispose pas des données horaires**
 16 **normalisées qui sont à la base de la courbe de puissance**
 17 **classée qui est demandée dans la question. Le Transporteur**
 18 **estime à quelques mois le temps qu'il lui faudrait afin de**
 19 **pouvoir construire cette base de données normalisées.**

1 **31.7** Veillez préciser si les réponses aux questions 31.1 à 31.6 ci-
2 dessus modifient les conclusions dégagées dans le rapport
3 d'expertise.

4 **R31.7** **Réponse du Dr Ren Orans :**

5 **The report's conclusions do not change for the following**
6 **reasons. First, it is not reasonable to use only the Native Load**
7 **Forecast in determining the monthly peak loads of the**
8 **transmission system. HQT plans for the service requirements**
9 **of all of its firm requests. Each MW of Long-Term Firm Point-**
10 **To-Point service must be provided the same reliability as**
11 **Native Load Service, thus placing the same load and cost**
12 **burden as Native Load service on HQT. Second, using Native**
13 **Load Service loads only for the FERC tests does not materially**
14 **change the results. Finally, the mean deviations between**
15 **January, the peak month, and the next two highest load**
16 **months, December and February, are large, consistent with a**
17 **transmission entity that plans its system to meet a single**
18 **system peak that occurs during a cold spell in the middle of**
19 **the winter.**

20 **32. Référence : HQT-5, document 1, page 8.**

21

22 **Préambule :**

23 *« Dans le même esprit, le Transporteur propose de réviser la définition du*
24 *point HQT, afin que celui-ci englobe tous les emplacements sur le réseau de*
25 *transport, à l'exclusion des points d'interconnexion avec les réseaux voisins*
26 *indiqués sur le site OASIS du Transporteur. »*

27 **Demandes :**

28 **32.1** Veillez justifier la modification de la définition du point HQT.

29 **R32.1** **La version actuelle des *Tarifs et conditions* réfère au point**
30 **HQT-Montréal. Cette appellation porte à confusion puisqu'on**

1 pourrait y voir une indication que cette seule région constitue
2 le point HQT. Le Transporteur désire plutôt apporter une
3 définition plus large du point HQT, lequel englobe toutes les
4 réceptions de groupes turbines-alternateurs situés sur le
5 réseau du Transporteur, tel qu'indiqué aux articles 13.7 et 14.5
6 des *Tarifs et conditions*. La définition du point HQT confirme
7 que tout propriétaire d'équipement de production situé sur le
8 réseau du Transporteur peut effectuer des réservations sur le
9 système OASIS à partir du point HQT.

10 **32.2** Veuillez expliquer les implications de cette nouvelle définition
11 concernant les modalités de réservation de point à point. Veuillez,
12 entre autres, indiquer comment sont identifiés les points
13 d'interconnexion. Veuillez illustrer votre réponse par des exemples.

14 **R32.2** **Tous les points d'interconnexion avec les réseaux voisins**
15 **conservent l'appellation qui leur est assignée sur le système**
16 **OASIS. Par exemple, un producteur désirant exporter d'une**
17 **centrale située sur le réseau du Transporteur vers le marché**
18 **de New York utilisera le chemin HQT-MASS. Ce producteur**
19 **pourrait être Hydro-Québec Production ou tout autre**
20 **propriétaire de centrale située sur le réseau du Transporteur**
21 **qui dispose d'une convention de service de transport. Autre**
22 **que d'éliminer le mot Montréal de la définition du point HQT, le**
23 **changement proposé n'a pas implication pour les clients du**
24 **Transporteur.**

25 **32.3** Si le point HQT est différent des points d'interconnexion, veuillez
26 préciser si des réservations seront nécessaires entre HQT et un
27 point d'interconnexion.

28 **R32.3** **Oui, comme cela est le cas actuellement, tout client qui désire**
29 **effectuer des livraisons à l'extérieur du réseau du**
30 **Transporteur doit spécifier dans sa demande de réservation le**

1 point de réception HQT et le point de livraison désiré, par
2 exemple MASS, NE ou CRT, etc.

3 **33. Référence : HQT-5, document 1, page 9.**

4 **Préambule :**

5 *Le Transporteur propose d'établir un plafond distinct des coûts qu'il assume*
6 *pour les ajouts à son réseau dans le cas d'un alimentation temporaire de plus*
7 *d'un an, par exemple dans le cas de l'alimentation d'un chantier de*
8 *construction de centrale, ceci afin d'éviter que le coût assumé par le*
9 *Transporteur ne soit supérieur aux revenus découlant du service rendu. Il est*
10 *proposé dans ce cas que le plafond soit établi en proportion de la durée du*
11 *service temporaire, par rapport à une durée de vingt ans, en valeur actualisée.*
12

13 **Demande :**

14 **33.1** Veuillez préciser la nature du service (point à point, charge
15 locale, ...) rendu par le Transporteur ainsi que la nature des
16 revenus découlant de ce service, dans le cas de l'alimentation d'un
17 chantier de construction de centrale.

18 **R33.1** **Tout client désirant alimenter un chantier de centrale à partir**
19 **du réseau du Transporteur est un client du Distributeur. Ce**
20 **dernier fournira l'alimentation temporaire demandée en vertu**
21 **de son propre tarif. S'il s'agit d'un client alimenté à une tension**
22 **supérieure à 44 kV, le Distributeur demandera également au**
23 **Transporteur de fournir le service de transport pour la période**
24 **requis. Il s'agit d'un service offert par le Transporteur au**
25 **Distributeur en vertu de la Partie IV des *Tarifs et conditions*.**
26 **Tout actif construit par le Transporteur pour répondre à cette**
27 **demande sera inclus à sa base de tarification, jusqu'à**
28 **concurrence du maximum prévu aux *Tarifs et conditions*, ce**
29 **qui augmentera les revenus requis du Transporteur, qui en**
30 **retirera un revenu par sa propre tarification des services de**
31 **transport. Selon la proposition du Transporteur, le maximum**
32 **minimum applicable à un tel cas assure que les coûts assumés**

1 par le Transporteur seront proportionnels à la période pendant
2 laquelle le service temporaire est utilisé par le client du
3 Distributeur.

4 **34. Référence : HQT-5, document 3, feuille 34.**

5 **Préambule :**

6 Article 11.2 Gestion du risque de non-paiement

7 **Demandes :**

8 **34.1** Veuillez indiquer les critères précis sur la base desquels il est établi
9 qu'une garantie est requise.

10 **R34.1 Les limites de crédit sont attribuées en fonction des besoins**
11 **réels et anticipés de réservations des services de transport de**
12 **point à point, de la qualité de crédit de la contrepartie**
13 **déterminée en fonction de ses notations de crédit établies par**
14 **des agences de notation externes reconnues, ainsi que des**
15 **seuils maximums autorisés selon la qualité du risque de crédit**
16 **de la contrepartie.**

17 **Le client doit fournir une garantie répondant aux critères de**
18 **garantie du Transporteur. À défaut d'avoir des notations de**
19 **crédit satisfaisantes, une contrepartie devra soit (i) fournir un**
20 **cautionnement corporatif de sa maison-mère ou d'une société**
21 **affiliée, dans la mesure où celle-ci possède des notations de**
22 **crédit satisfaisantes ou (ii) fournir une garantie sous forme de**
23 **lettre de crédit ou (iii) fournir une garantie sous forme**
24 **monétaire ou (iv) effectuer des prépaiements.**

25 **34.2** Lorsqu'une garantie est requise, veuillez indiquer les critères précis
26 sur la base desquels le montant de la garantie est établi.

27 **R34.2 Le montant de la garantie exigible doit correspondre au**
28 **minimum de 133 % de la limite de crédit accordée par le**

1 *HQD a priorité. »*

2 **Demandes :**

3 **35.1** Veuillez préciser si une réservation de point à point ferme de long
4 terme a priorité sur un service pour l'alimentation de la charge
5 locale. Veuillez expliquer votre réponse avec des exemples.

6 **R35.1 En cas de contraintes affectant le réseau de transport, le**
7 **Transporteur doit réduire proportionnellement les transactions**
8 **du service de transport de point à point à long terme ferme et**
9 **de celles du service pour l'alimentation de la charge locale à**
10 **partir de ressources désignées par le Distributeur, le tout tel**
11 **qu'indiqué à la référence i) ci-dessus et conformément aux**
12 **articles 13.6 et 41.5 des *Tarifs et conditions*. Quant à**
13 **l'importation à partir de ressources non désignées pour**
14 **l'alimentation de la charge locale, celles-ci ont une priorité**
15 **inférieure au service de transport de point à point ferme, mais**
16 **supérieure à celle du service de transport de point à point non**
17 **ferme, conformément à l'article 36.3 des *Tarifs et conditions*.**

18 **Par exemple, supposons que pendant une certaine heure, le**
19 **Transporteur reçoit 600 MW sur le chemin MASS-HQT et que**
20 **cette réception soit constituée des 4 programmes distincts**
21 **suivants :**

22 **Programme 1 : 200 MW à partir d'une ressource désignée par**
23 **le Distributeur;**

24 **Programme 2 : 200 MW pour le service de transport de point à**
25 **point à long terme ferme d'un premier client sur le chemin**
26 **MASS-NB, c'est-à-dire dont le lieu d'origine est le réseau de**
27 **New York et le lieu de destination le réseau du Nouveau-**
28 **Brunswick;**

1 **Programme 3 : 100 MW en importation de ressources non**
2 **désignées pour alimenter la charge locale par Hydro-Québec**
3 **Production;**

4 **Programme 4 : 100 MW en service de point à point non ferme**
5 **d'un second client sur le chemin MASS-MATI, c'est-à-dire dont**
6 **le lieu d'origine est le réseau de New York et le lieu de**
7 **destination le réseau de Brascan.**

8 **S'il se produit pendant cette heure une contrainte sur le réseau**
9 **de transport obligeant le Transporteur à réduire l'importation**
10 **de 300 MW, il réduira d'abord la transaction ayant la priorité**
11 **moindre, soit le programme 4, libérant ainsi 100 MW. Il réduira**
12 **ensuite le programme 3, libérant 100 MW de plus. Pour le**
13 **dernier 100 MW de réduction requise, le Transporteur réduira**
14 **de 50 MW chacun des programmes 1 et 2 puisqu'ils ont une**
15 **priorité égale.**

16 **35.2** Veuillez indiquer si le Transporteur réserve le même traitement au
17 Producteur et au Distributeur quant à l'utilisation des équipements
18 d'interconnexion nécessaires à l'importation d'électricité. Dans
19 l'affirmative, veuillez indiquer si ce traitement s'applique à
20 l'ensemble des clients de point à point du Transporteur.

21 **R35.2** **Oui. Tel qu'illustré dans l'exemple précédent, le Transporteur**
22 **gère les transactions sur le réseau de façon non**
23 **discriminatoire en fonction des priorités prévues aux *Tarifs et***
24 ***conditions.***

25 **36. Référence : HQT-5, document 1, page 13.**

26 **Préambule :**

27 *De plus, le Distributeur et le Producteur peuvent également utiliser des*
28 *ressources non désignées, encore une fois sans frais additionnels, pour*

1 *alimenter la charge locale, avec une priorité d'utilisation des interconnexions*
2 *supérieure au service de point à point non ferme.*

3 **Demande :**

4 **36.1** Veuillez donner un exemple de l'utilisation de ressources non
5 désignées pour alimenter la charge locale. Veuillez présenter un
6 exemple pour le Distributeur et pour le Producteur.

7 **R36.1 Il s'agit d'achats faits sur le marché horaire par Hydro-Québec**
8 **Production ou le Distributeur, qui déposent des programmes**
9 **sur le système OASIS pour l'utilisation de ressources non**
10 **désignées afin d'alimenter la charge locale.**

11 **37. Références :** (i) Dossier R-3401-98, pièce HQT-10, document 1,
12 page 55 ;
13 (ii) Décret 1277-2001, 24 octobre 2001 ;
14 (iii) Dossier R-3550-2004, pièce HQD-3, document 2.2,
15 page i.

16 **Préambule :**

17 À la référence (i), il est mentionné :

18 « *Selon les normes de fiabilité du NERC et les encadrements du NPCC, le*
19 *transporteur doit, via une entente avec le groupe Production d'Hydro-Québec,*
20 *garder une réserve disponible et mobilisable en moins de 10 minutes, qui*
21 *représente sa plus grande éventualité, laquelle dans le cas d'Hydro-Québec,*
22 *est de 1 000 MW. »*

23
24 *Comme le réseau d'Hydro-Québec n'est pas interconnecté de façon*
25 *synchrone avec ses voisins, cette réserve doit être répartie sur l'ensemble des*
26 *groupes alternateurs de la zone de contrôle et ne pas dépasser pour chacun,*
27 *une contribution de 4 % de la valeur synchronisée, soit la réserve de stabilité.*
28 *Le transporteur offre le service de réserve synchrone et de stabilité lorsque le*
29 *service de transport est utilisé pour alimenter une charge dans sa zone de*
30 *contrôle. Le client peut acquérir ce service soit du transporteur ou d'une autre*
31 *source.*

32

33 À la référence (ii), il est dit :

34 6. « *L'approvisionnement patrimonial inclut tous les services nécessaires et*
35 *généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité. »*

36

1 La référence (iii) présente l'entente relative aux services nécessaires et
2 généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de
3 l'approvisionnement patrimonial. Concernant le maintien des réserves il est
4 mentionné :

5 « Rendre disponible une quantité maximale de service de réserve normale de
6 1500 MW de ressources mobilisables en 30 minutes dont 1000 MW sont
7 mobilisables en 10 minutes, cette dernière quantité incluant 250 MW en
8 réserve tournante. Les ressources en réserve doivent pouvoir rendre
9 disponible de l'électricité pour une heure lorsque mobilisées. »

10

11 « Rendre disponible une réserve de stabilité correspondant à 3% de la
12 puissance synchronisée, jusqu'à un maximum de 1000 MW. Cette dernière
13 doit être répartie parmi les groupes turbines-alternateurs synchronisés au
14 réseau et est incluse dans la réserve normale de 1500 MW.

15

16 **Demandes :**

17 **37.1** Veuillez indiquer si les équipements permettant de fournir le service
18 prévu à la référence (iii) couvrent ou peuvent également couvrir
19 l'ensemble des besoins du Transporteur concernant le service de
20 réserve tournante et de réserve arrêtée. Veuillez expliquer, si non,
21 veuillez préciser et justifier les équipements supplémentaires
22 requis.

23 **R37.1 Les services des réserves décrits à la référence (iii) couvrent**
24 **l'ensemble des besoins du Transporteur pour l'alimentation de**
25 **la charge locale et les services de transport de point à point.**
26 **Le Distributeur est responsable de fournir tous les services**
27 **complémentaires nécessaires à l'alimentation de la charge**
28 **locale, incluant les réserves. De leur côté, les clients des**
29 **services de transport de point à point doivent assumer les**
30 **coûts de ces réserves pour leur propres services. La**
31 **tarification des services complémentaires du Transporteur**
32 **sert à assurer que la clientèle des services de transport de**
33 **point à point assume sa juste part des coûts.**

34 **37.2** Veuillez indiquer si le paiement facturé pour ce service est
35 remboursé à Hydro-Québec Production. Expliquer.

1 **R37.2** Le paiement facturé à la clientèle des services de transport de
2 point à point pour les services complémentaires est remis à
3 Hydro-Québec Production puisqu'elle les fournit à partir de
4 ses centrales et que la clientèle des services de transport de
5 point à point doit assumer la part des coûts dont elle est
6 responsable, en fonction de la tarification des services
7 complémentaires du Transporteur.

8 Tel qu'indiqué aux références ci-dessus, Hydro-Québec
9 Production fournit également au Distributeur les services
10 complémentaires associés à la fourniture de l'électricité
11 patrimoniale.

12 **38. Référence :** Dossier R-3549-2004, phase 1, pièce HQT-4, document
13 1, page 19.

14 **Préambule :**

15 *«Au niveau des réseaux régionaux, la hausse exceptionnelle des pointes de*
16 *charge a été vécue plus difficilement. »*

17 **Demandes :**

18 **38.1** Veuillez fournir, pour la période 2001-2005, les pointes de chacun
19 des réseaux régionaux en indiquant si elles sont coïncidentes ou
20 non avec la pointe du réseau ainsi que la somme des pointes non
21 coïncidentes.

22 **R38.1** Le tableau suivant présente les pointe de chacun des réseaux
23 régionaux pour les années 2003 à 2005 que le Transporteur à
24 pu compiler dans le cadre de cette demande de
25 renseignements.

1 **Tableau R38.1 – Pointes des réseaux régionaux**

Réseau régional	Pointe du réseau de transport	Pointe du réseau régional	Charge (MW)
CT Baie-Comeau	2003-01-22 18:00	2003-02-14 à 14h15	2 002
CT Baie-Comeau	2004-01-15 18:00	2004-01-15 à 6h15	1 983
CT Baie-Comeau	2005-01-21 08:00	2005-01-11 à 11h45	2 223
CT Rouyn	2003-01-22 18:00	2003-02-14 à 07h40	969
CT Rouyn	2004-01-15 18:00	2004-01-15 à 19h42	989
CT Rouyn	2005-01-21 08:00	2005-01-27 à 7h25	959
CT Montréal	2003-01-22 18:00	2003-02-17 à 18h05	10 720
CT Montréal	2004-01-15 18:00	2004-01-15 à 19h23	11 049
CT Montréal	2005-01-21 08:00	2005-01-18 à 17h30	10 708
CT Québec	2003-01-22 18:00	2003-02-14 à 07h30	5 907
CT Québec	2004-01-15 18:00	2004-01-15 à 17h10	6 143
CT Québec	2005-01-21 08:00	2005-01-21 à 7h15	5 927
CT Chicoutimi	2003-01-22 18:00	2003-02-01 à 7h00	1 521
CT Chicoutimi	2004-01-15 18:00	2004-01-27 à 4h00	1 307
CT Chicoutimi	2005-01-21 08:00	2005-01-04 à 16h55	1 442
CT St-Jérôme	2003-01-22 18:00	2003-02-17 à 07h20	4 493
CT St-Jérôme	2004-01-15 18:00	2004-01-15 à 18h44	4 709
CT St-Jérôme	2005-01-21 08:00	2004-12-20 à 19h25	4 690
CT Trois-Rivières	2003-01-22 18:00	2003-01-22 à 07:35	8 779
CT Trois-Rivières	2004-01-15 18:00	2004-01-16 à 07:10	9 656
CT Trois-Rivières	2005-01-21 08:00	2005-01-18 à 17:55	7 825

2

3 **38.2** Veuillez fournir les pointes non coïncidentes des catégories de
 4 consommateurs du Distributeur ainsi que du point à point à long
 5 terme pour l'année témoin projetée 2005.

6 **R38.2** Voir réponse à la question 19.4.a.

7 **39. Références :** (i) Dossier R-3557-2004, pièce HQT-1, document 3,
 8 page 3 ;
 9 (ii) Dossier R-3549-2004, phase 1, pièce HQT-8,
 10 document 1,
 11 pages 11 et 12 ;
 12 (iii) Dossier R-3497-2002, pièce HQT-7, document 1,
 13 page 5 ;
 14 (iv) Dossier R-3527-2004, pièce HQT-7, document 1,
 15 page 5.

16 **Préambule :**

1 À la référence (i), le Transporteur identifie les projets d'intégration Mercier,
2 Mont Copper et Mont Miller comme projets de croissance reliés à la
3 production qui ne faisaient pas l'objet d'une demande du distributeur.

4 À la référence (ii) le Transporteur présente les immobilisations en exploitation
5 correspondant à ces projets.

6 Aux références (iii) et (iv), le Transporteur précisent (*sic*) que, pour les projets
7 Tournustouc et Eastmain-1, il y a un engagement d'achat de service de
8 transport selon les modalités prévues aux Tarifs et conditions. Il ajoute que
9 cette exigence assure le neutralité tarifaire et qu'une approche similaire devra
10 être appliquée à tout autre producteur d'électricité désirant raccorder une
11 centrale à son réseau.

12 **Demandes :**

13 **39.1** Veuillez préciser si d'autres immobilisations que celles indiquées à
14 la référence (ii) ont été requises pour l'intégration de ces centrales.

15 **R39.1** **Pour le projet d'intégration Mercier, un montant de 0,8 M\$ est**
16 **prévu lors de la mise en exploitation en 2006, soit l'année**
17 **subséquente à l'année témoin projetée visée par la**
18 **référence (ii).**

19 **Pour le projet d'intégration Mont Copper, un montant de 3,6 M\$**
20 **est inscrit dans les mises en exploitation de moins de 5 M\$**
21 **indiquées à la référence (ii).**

22 **Aucune autre immobilisation n'est prévue pour le projet**
23 **d'intégration Mont Miller.**

24 **39.2** Veuillez indiquer si une entente semblable à celles conclues pour
25 les projets Tournustouc et Eastmain-1 a été conclue pour les projets
26 Mercier, Mont Copper et Mont Miller. Si oui, veuillez déposer cette
27 entente Si non, veuillez préciser la nature et la quantité des revenus
28 du Transporteur qui assurent la neutralité tarifaire concernant les
29 projets Mercier, Mont Copper et Mont Miller.

30 **R39.2** **Concernant le projet Mercier, l'Entente de raccordement pour**
31 **l'intégration d'une centrale au réseau d'Hydro-Québec est**
32 **déposée comme pièce HQT-2, Document 1.3.**

1 **Quant aux projets Mont Copper et Mont Miller, ceux-ci n'ont**
2 **pas fait l'objet d'un engagement d'achat. Dans leur cas, les**
3 **revenus du Transporteur proviendront de réservations de**
4 **service de transport qui seront effectués par Hydro-Québec**
5 **Production, l'acheteur de l'électricité qui sera produite par**
6 **ceux-ci.**

7 **Référence : Site OASIS du Transporteur.**

8 **Préambule :**

9 Depuis le 1^{er} mai 2002, le Transporteur offre une capacité de transport entre le
10 Québec et l'Ontario via le réseau de Maclaren. Ce chemin semble avoir été
11 retiré du site OASIS.

12 **Demande :**

13 **39.3** Veuillez préciser si une telle capacité peut toujours être réservée
14 sur le site OASIS du Transporteur. Si non, veuillez expliquer
15 pourquoi.

16 **R40.1** **Non. L'entente entre le Transporteur et Brascan qui permettait**
17 **d'offrir un service de transport de 50 MW entre le Québec et**
18 **l'Ontario via le réseau de Brascan s'est éteinte le 31 décembre**
19 **2003 et n'a pas été renouvelée. Le Transporteur n'offre donc**
20 **plus ce service. Le Transporteur souligne qu'un nouveau**
21 **service de transport inter-réseau via le réseau de Brascan**
22 **nécessitera une entente préalable entre le Transporteur et**
23 **Brascan.**