

**Réponses du Transporteur
à la demande de renseignements numéro 1
du Groupe de recherche appliquée en
macroécologie
(« GRAME »)**

Demande de renseignements no1 du GRAME à Hydro-Québec Transport

HQT - Demande du Transporteur de modification des tarifs et conditions des services de transport pour l'année 2016 (R-3934-2015)

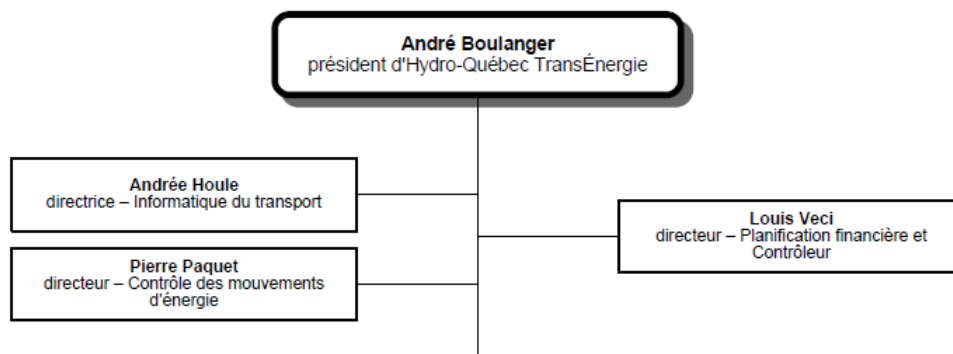
1 1 – RÔLE DU TRANSPORTEUR

2 Références

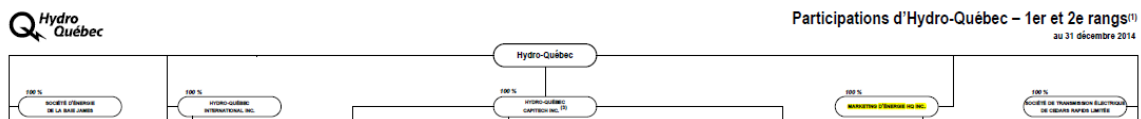
3 i. R-3934-2015, B-027, page 6

4 « Le Transporteur note que l'entreprise Marketing d'énergie HQ inc. et l'IESO ont
5 convenu d'un partage saisonnier d'un maximum de 500 MW de puissance au point
6 d'interconnexion ON à partir du 1er décembre 2015 et jusqu'au 30 septembre 2025
7 pendant les saisons de pointe respectives des parties ».

8 ii. R-3934-2015, B-007, page 3



9 iii. R-3934-2015, B-007, page 5



10 iv. Décret 1000-2014 daté du 19 novembre 2014, Gouvernement du Québec

11 «CONCERNANT l'approbation du Protocole d'entente d'échange saisonnier d'énergie
12 électrique entre le Québec et l'Ontario

13 ATTENDU QUE le gouvernement du Québec et le gouvernement de l'Ontario ont des
14 besoins en énergie complémentaires, puisque le Québec connaît sa pointe de demande
15 d'électricité en hiver et que l'Ontario connaît sa pointe de demande d'électricité en été;

16 ATTENDU QUE, à cette fin, le gouvernement du Québec et le gouvernement de l'Ontario
17 souhaitent conclure un protocole d'entente d'échange de capacité électrique qui assure la

1 fiabilité des systèmes électriques de chaque province à moindre coût en tirant profit des
2 pointes saisonnières de production et de consommation;

3 ATTENDU QUE cet arrangement sera validé par un accord officiel signé par Marketing
4 d'énergie HQ inc. et The Independant Electricity Sytem Operator, lequel sera conforme
5 aux principes établis dans le protocole d'entente entre ces entités qui est annexé au
6 Protocole d'entente d'échange saisonnier d'énergie électrique entre le Québec et
7 l'Ontario;»

8 **Demands**

9 **1.1.** (Réf. i, ii et iii) L'ISEO est-il ce que l'on appelle « Independant System Operator » pour le
10 Transporteur ontarien ?

11 **R1.1**

12 **Le Transporteur ne reconnaît pas l'appellation ISEO en Ontario.**

13 **Cependant, tel qu'il est indiqué dans le dernier paragraphe de la référence iv,**
14 **l'Independent Electricity System Operator (« IESO ») ou Société indépendante**
15 **d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE ») en français, correspond à un**
16 **Independant System Operator (ISO) pour l'Ontario.**

17 **1.2.** (Réf. ii.) Veuillez confirmer que l'équivalent québécois de l'ISEO est la direction du
18 « Contrôle des mouvements d'énergie », relevant du Transporteur.

19 **R1.2**

20 **Comme indiqué à la pièce HQT-9, Document 1, page 7, la direction – Contrôle des**
21 **mouvements d'énergie du Transporteur (« CMÉ ») a été désignée par la Régie**
22 **comme coordonnateur de la fiabilité au Québec.**

23 **L'IESO agit comme coordonnateur de la fiabilité pour l'Ontario.**

24 **Par contre, l'IESO a également d'autres responsabilités, dont la supervision du**
25 **marché de gros de l'électricité qui n'a pas d'équivalent au Québec.**

26 **1.3.** (Réf. iv.) Bien que le Décret 1000-2014 indique que l'accord officiel sera signé par
27 Marketing d'énergie HQ inc. et The Independant Electricity Sytem Operator selon les principes
28 établis dans le protocole d'entente, la direction du « Contrôle des mouvements d'énergie »,
29 relevant du Transporteur, ne devrait-elle pas être partie prenante lors des discussions entre
30 Entreprise Marketing HQ et l'ISEO ?

31 **R1.3**

32 **Tout d'abord, il importe de souligner que « l'accord officiel » vise Marketing**
33 **d'énergie HQ inc. et l'IESO.**

34 **De plus, comme la réponse à la question 1.2 le précise, l'IESO a d'autres**
35 **responsabilités, dont celles relatives au marché de gros de l'électricité. Pour des**
36 **achats ou des ventes d'électricité en Ontario, sa contrepartie au Québec,**
37 **signataire de cet accord, est Marketing d'énergie HQ inc.**

38 **Voir également la réponse à la question 1.4.**

1 **1.4.** Veuillez préciser le rôle de l'opérateur au Québec, soit le rôle de la direction du « Contrôle
2 des mouvements d'énergie », relevant du Transporteur (HQT) dans cet accord ou dans la
3 supervision de cet accord.

4 **R1.4**

5 **Cet accord sert, entre autres, à définir les processus communs qui permettront**
6 **un tel échange de capacité. Comme cet échange se réalisera sur un chemin**
7 **d'interconnexion, l'IESO, Marketing d'énergie HQ inc. et CMÉ doivent, dans le**
8 **cadre des rôles et responsabilités de chacun, s'assurer notamment du respect**
9 **du modèle de fiabilité mais aussi coordonner les actions à poser par chacun**
10 **conformément aux *Tarifs et conditions* en vigueur concernant le transport de**
11 **puissance et d'énergie électrique au Québec.**

12 **1.5.** (Réf. iv.) Veuillez déposer le Protocole d'entente d'échange saisonnier d'énergie électrique
13 entre le Québec et l'Ontario.

14 **R1.5**

15 **Voir la réponse à la question 32.1 de la demande de renseignements numéro 1 de**
16 **la Régie à la pièce HQT-13, Document 1.**

17 **ÉVOLUTION DE L'EXPLOITATION DES INTERCONNEXIONS À COURANT CONTINU**

18 **2 – Partage saisonnier**

19 **Références**

20 **i. R-3934-2015, B-027, page 6**

21 Le Transporteur note que l'entreprise Marketing d'énergie HQ inc. et l'IESO ont convenu
22 d'un partage saisonnier d'un maximum de 500 MW de puissance au point d'interconnexion
23 ON à partir du 1^{er} décembre 2015 et jusqu'au 30 septembre 2025 pendant les saisons de pointe
24 respectives des parties. Le Transporteur et l'IESO se sont entendus pour appliquer des
25 processus communs lors de ces échanges. Le partage ne nécessite aucune modification aux
26 *Tarifs et conditions* ou aux pratiques d'affaires

27 **ii. R-3934-2015, B-025, section 1.1 Conception et démarche de planification du réseau de**
28 **transport, Pages 5-6**

29 *1.1.1 Contexte*

30 Afin de répondre adéquatement, de façon fiable et économique, aux besoins de transport de la
31 clientèle qui sont en constante évolution, le Transporteur assure une gestion proactive et
32 efficiente de ses actifs.

33 Au Québec, la demande en électricité est particulièrement élevée durant les périodes froides de
34 l'hiver, en raison notamment du chauffage électrique. Le réseau doit alors disposer
35 d'équipements de transport suffisants pour répondre à cet appel maximal de puissance. C'est
36 donc surtout dans un contexte de pointe hivernale que le Transporteur réalise ses études de
37 planification.

1 (...)

2 Le Transporteur s'est ainsi doté d'une approche structurée et intégrée de planification et de
3 gestion des actifs afin de satisfaire les besoins de l'ensemble de la clientèle, tout en maintenant
4 la pérennité du parc d'équipements, approche qui s'est avérée performante au fil des ans.

5 **iii. R-3934-2015, B-025, section 1.2.3 Évolution et utilisation des interconnexions, page 18**

6 Le Transporteur rappelle que ses interconnexions assurent la sécurisation de l'alimentation
7 électrique au Québec. Elles permettent notamment au Distributeur d'assurer une plus
8 grande fiabilité des approvisionnements d'électricité pour les besoins de la charge locale
9 et de les diversifier. Les interconnexions assurent également, aux producteurs d'électricité
10 québécois ainsi qu'à d'autres clients du Transporteur, l'accessibilité aux marchés externes
11 et aux transactions de passage sur le réseau du Transporteur. (Notre souligné)

12 **iv. R-3925-2015, B-0038, Réponse à la demande de renseignements no 2 de la Régie, réponse**
13 **à la demande 1.3**

14 1.3 Le Distributeur confirme en référence (iii) le maintien d'une valeur de 1500 MW de
15 contribution pour les marchés de court terme, et ce, malgré l'annonce de l'entente entre
16 MEHQ et l'IESO. Veuillez élaborer sur la possibilité d'augmenter la valeur de la
17 contribution des marchés de court terme en augmentant, soit la capacité d'importation en
18 provenance de l'Ontario, soit la contribution des marchés québécois.

19 **Réponse : Voir la réponse à la question 1.1.**

20 **Réponse 1.1 : De plus, puisque l'entente entre MEHQ et l'IESO garantit à la zone de**
21 **réglage du Québec une contribution en puissance additionnelle de 500 MW uniquement**
22 **au cours des hivers 2015-2016 et 2016-2017, elle ne permet pas au Distributeur**
23 **d'augmenter la contribution attendue des marchés de court terme.**

24 **Demandes**

25 **2.1.** (Réf. i.) A la page 6 de la pièce B-027, le Transporteur mentionne des négociations sur le
26 partage saisonnier de 500 MW avec l'Ontario. Selon notre compréhension cela découle de la non
27 coïncidence des pointes de la demande dans les deux provinces. Est-ce bien cela?

28 **R2.1**

29 **La pointe de la demande d'électricité au Québec se produit en hiver. Par ailleurs,**
30 **au second paragraphe à la référence iv pour les questions 1.1 à 1.5, il est indiqué**
31 **que l'Ontario connaît sa pointe de demande d'électricité en été.**

32 **2.2.** (Réf. ii.) Concernant l'entente sur les échanges saisonniers avec l'Ontario, s'inscrit-elle dans
33 une démarche proactive pour notamment satisfaire la demande en électricité du Québec durant
34 les périodes froides de l'hiver, dans le contexte de la pointe hivernale ?

35 **R2.2**

36 **Le Transporteur n'est pas au fait des intentions des parties ayant mené à la**
37 **signature de l'entente.**

1 **2.3.** (Réf. iii.) Le Transporteur a-t-il des discussions avec sa clientèle, notamment Hydro-Québec
2 dans ses activités de distribution, dans le but d'améliorer l'accessibilité aux marchés externes et
3 aux transactions de passage sur le réseau du Transporteur, lors de la planification de son réseau
4 de transport ?

5 **R2.3**

6 **Dans le cadre de l'appendice K des Tarifs et conditions intitulé « Processus**
7 **d'information et d'échanges sur la planification du réseau de transport » le**
8 **Transporteur entretient « l'échange d'information favorisant l'élaboration de**
9 **solutions compatibles avec le développement optimal du réseau de transport »**
10 **avec toute sa clientèle.**

11 **Lors de ces rencontres, tous les clients ont l'occasion de faire valoir leurs**
12 **propositions pour améliorer l'accessibilité aux marchés externes et aux**
13 **transactions de passage sur le réseau du Transporteur.**

14 **Au surplus, tout client peut déposer en tout temps une demande de service de**
15 **transport en fonction de ses besoins. Le Transporteur y répondra conformément**
16 **aux dispositions prévues aux Tarifs et conditions en pareil cas.**

17 **2.4.** (Réf. iv.) En référence à l'affirmation du Distributeur à l'effet que l'entente d'échange
18 saisonnier de 500 MW avec l'Ontario ne permet pas au Distributeur d'augmenter la contribution
19 attendue des marchés de court terme, veuillez expliquer pourquoi ?

20 **R2.4**

21 **Le Transporteur ne peut répondre pour le Distributeur.**

22 **3 – « Réserve 10 minutes »**

23 **Référence**

24 **i. R-3934-2015, B-027, page 6**

25 **2.2 Marché québécois**

26 Depuis le dépôt de la demande tarifaire 2015 (dossier R-3903-2014), le Transporteur a
27 poursuivi le projet-pilote de vente de réserves 10 minutes sur l'interconnexion ON en
28 collaboration avec l'IESO. Le projet a pris fin au mois de juillet 2015 à la satisfaction des
29 deux opérateurs de réseau. Il a permis de roder le processus d'échanges de réserves et
30 d'adapter les instructions d'opérations s'y appliquant. La limite établie pour la vente de
31 réserves 10 minutes sur l'interconnexion est de 100 MW.

32 Par ailleurs le Transporteur a amorcé un second projet-pilote pour la vente de réserves 10
33 minutes en collaboration avec NB Power. Le projet a débuté à la fin avril 2015 à
34 l'interconnexion NB et la quantité échangée de la zone du Québec vers la zone du
35 Nouveau-Brunswick est de 100 MW. Un avis a été publié sur le site OASIS le 15 avril
36 2015. Il est prévu que le projet s'échelonne sur le reste de l'année. Le projet-pilote
37 permettra de valider la faisabilité de l'échange fiable de réserves 10 minutes entre le
38 Québec et le Nouveau-Brunswick.

1 **Demandes**

2 **3.1.** (Réf. i.) A la page 6 de la pièce B-027, on y lit que deux projets pilotes avec l'Ontario et le
3 Nouveau-Brunswick sont des projets de vente de réserves 10 minutes sur les interconnexions.
4 Cela veut-il dire que ces ventes sont unidirectionnelles, soit du Québec vers l'Ontario et le
5 Nouveau-Brunswick, ou bien que la réciprocité des échanges pour vente de réserves 10 minutes
6 est appliquée et ainsi le Transporteur peut acheter de la réserve 10 minutes des réseaux voisins?

7 **R3.1**

8 **Les transits d'électricité prévus dans le cadre des deux projets pilotes sont**
9 **unidirectionnels vers les réseaux de l'Ontario et du Nouveau-Brunswick.**

10 **L'achat éventuel de réserve 10 minutes des réseaux voisins n'est pas du ressort**
11 **du Transporteur. En effet, c'est le Distributeur qui est responsable de fournir, ou**
12 **obtenir de ses fournisseurs d'électricité qu'ils fournissent, la réserve requise**
13 **pour l'alimentation de sa clientèle.**

14 **3.2.** De plus, dans le cas de vente de réserve 10 minutes d'une quantité de 100 MW, que ce soit
15 vers l'Ontario ou le Nouveau Brunswick, cela implique-t-il qu'il faille garder une marge de 100
16 MW sur le convertisseur pour assurer la réserve 10 minutes? Ainsi le transit de puissance vers
17 l'Ontario au poste Outaouais devrait ne pas dépasser 1150 MW, au lieu de la valeur maximale de
18 1250 MW, afin de laisser une marge de 100 MW pour la réserve 10 minutes?

19 **R3.2**

20 **Le Transporteur précise que les programmes d'échange d'électricité ou de**
21 **réserve 10 minutes sont gouvernés par les mêmes règles au sens des *Tarifs et***
22 ***conditions* ou du *Guide des pratiques d'affaires pour les services de transport***
23 ***d'Hydro-Québec TransÉnergie*. Ainsi, les programmes de réserve 10 minutes**
24 **sont traités selon les priorités accordées aux réservations de service de**
25 **transport auxquelles ils sont associés.**

26 **3.3.** Quels seront les impacts sur la disponibilité de puissance pour le marché du Québec, soit sur
27 l'accès à de la puissance pour notamment le producteur (Hydro-Québec dans ses activités de
28 production) et pour le Distributeur (Hydro-Québec dans ses activités de distribution) ?

29 **R3.3**

30 **Le Transporteur ne peut répondre pour le Producteur ou le Distributeur.**

31 **Cependant, CMÉ, dans son rôle de coordonnateur de la fiabilité, s'assure de la**
32 **disponibilité des réserves nécessaires à la fiabilité de l'alimentation de la charge**
33 **locale dans le respect des rôles et responsabilités accordés au Producteur et au**
34 **Distributeur à cet égard.**

1 **4 – Programmation intra-horaire**

2 **Références**

3 **i. R-3934-2015, B-027, page 5**

4 Le Transporteur note également que de la programmation aux 15 minutes est réalisée entre
5 le NYISO et PJM et que des transactions similaires seront mises en place entre le NYISO
6 et l'ISO-NE. L'opérateur du réseau ontarien (IESO) a indiqué son intérêt pour des
7 transactions intra-horaires avec le NYISO.

8 Pour sa part, le Transporteur a amorcé des discussions avec le NYISO sur la possibilité de
9 mettre en place une programmation aux cinq minutes au point d'interconnexion MASS
10 mais un projet en ce sens n'a pas encore été arrêté. Aussi, le Transporteur poursuit ses
11 discussions avec les réseaux du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Angleterre pour
12 mettre en place une programmation intrahoraire aux points d'interconnexion NB et NE.

13 **ii. R-3934-2015, B-025, section 1.1 Conception et démarche de planification du réseau de**
14 **transport, Pages 5-6**

15 Le Transporteur analyse également d'autres conditions potentiellement exigeantes pour le
16 réseau qui peuvent en influencer la planification. C'est le cas, par exemple, de postes qui
17 dans certaines zones, connaissent une pointe estivale, ou d'une zone de consommation
18 caractérisée par la présence de production éolienne, d'une clientèle industrielle ou encore
19 par une forte composante de climatisation. (Nos soulignés)

20 **Demandes**

21 **4.1.** (Réf. i.) À la page 5 de la pièce B-0027, il est fait mention de discussions sur la
22 programmation intra-horaire entre différents ISO dont celui du Transporteur. Est-ce la
23 responsabilité du Transporteur de négocier de programmes d'échanges aux 5 ou 15 minutes ou
24 celle d'une autre unité d'Hydro-Québec ?

25 **R4.1**

26 **Le Transporteur ne négocie pas de programmes d'échanges. En collaboration**
27 **avec ses homologues d'un réseau voisin, le Transporteur peut mettre en place**
28 **les modalités nécessaires aux programmes d'échanges, lorsque l'intérêt est**
29 **manifesté dans les deux réseaux.**

30 **4.2.** (Réf. i.) De votre avis, cela peut-il remettre en question les prix de la puissance et de
31 l'énergie si la période de programmation, donc d'échanges fermes, est diminuée ?

32 **R4.2**

33 **Le Transporteur ne peut pas se prononcer sur l'influence des transactions mises**
34 **en place par les participants au marché sur les prix de l'électricité dans**
35 **les marchés.**

1 **4.3.** (Réf. i.) De votre avis, quels sont les objectifs de l'exploitation des interconnexions intra-
2 horaire ? Veuillez expliquer.

3 **R4.3**

4 **En réduisant le pas de temps des transactions externes (typiquement une heure**
5 **au minimum), elle permet une plus grande flexibilité des transactions. Elle**
6 **permet de mieux arrimer les transactions externes avec les besoins ou**
7 **opportunités en import ou en export.**

8 **4.4.** (Réf. ii.) Les études et projets pilotes en cours portant sur la programmation intra-horaire
9 s'inscrivent-ils dans une démarche proactive pour notamment favoriser les échanges et la
10 commercialisation de l'énergie de production éolienne ?

11 **R4.4**

12 **Le Transporteur voit à mettre en place des mécanismes permettant la réalisation**
13 **des échanges pour lesquels un intérêt est manifesté dans les deux réseaux. Il ne**
14 **commercialise pas les achats ou les ventes d'électricité.**

15 **5. Les réserves d'exploitation et avantages de l'ouverture sur l'exploitation des**
16 **interconnexions selon une programmation intra-horaire**

17 **Références**

18 **i. R-3934-2015, B-027, page 5**

19 Le Transporteur note également que de la programmation aux 15 minutes est réalisée entre
20 le NYISO et PJM et que des transactions similaires seront mises en place entre le NYISO
21 et l'ISO-NE. L'opérateur du réseau ontarien (IESO) a indiqué son intérêt pour des
22 transactions intra-horaires avec le NYISO.

23 Pour sa part, le Transporteur a amorcé des discussions avec le NYISO sur la possibilité de
24 mettre en place une programmation aux cinq minutes au point d'interconnexion MASS
25 mais un projet en ce sens n'a pas encore été arrêté. Aussi, le Transporteur poursuit ses
26 discussions avec les réseaux du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Angleterre pour
27 mettre en place une programmation intrahoraire aux points d'interconnexion NB et NE.

28 **ii. D-2015-014, page 98**

29 **APPROUVE** les modalités que propose le Distributeur pour l'appel d'offres auquel il
30 procédera en vue de l'obtention du service d'intégration éolienne ainsi que la grille d'analyse,
31 selon un critère monétaire uniquement, qu'il propose d'appliquer pour l'évaluation des
32 soumissions éventuelles, sous réserve des précisions que, par la présente décision, la Régie lui
33 demande d'inclure aux documents d'appel d'offres;

1 **Préambule**

2 Normalement la programmation des échanges sur fait sur une base horaire et ne laisse aucune
3 flexibilité dès que la transaction horaire est entamée.

4 La programmation intra-horaire donne une plus grande flexibilité des échanges et permettrait
5 notamment d'envisager l'utilisation de l'énergie éolienne dont la fiabilité dépend du caprice des
6 vents.

7 Au Québec, du fait de son isolement et de la configuration radiale de son réseau, le Transporteur
8 doit aussi disposer d'une « réserve de stabilité » qui doit être synchronisée afin de pallier à des
9 défauts sévères sur le réseau. La quantité de cette réserve varie selon les configurations et limites
10 de transit sur le réseau de transport d'énergie.

11 **Demandes**

12 **5.1.** (Réf. i.) Le Transporteur a-t-il connaissance de l'utilisation (types d'échanges : énergie et
13 puissance, etc.) qui est faite par la programmation intra-horaire réalisée :

- 14 • entre le NYISO et PJM ?
15 • entre le NYISO et l'ISO-NE ?

16 **R5.1**

17 **Le Transporteur ne suit pas l'utilisation de la programmation intrahoraire**
18 **réalisée entre ces réseaux.**

19 **5.2.** (Réf. i.) Concernant les discussions amorcées par le Transporteur avec le NYISO, et celles
20 avec les réseaux du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Angleterre, veuillez indiquer les
21 objectifs poursuivis par l'augmentation de la flexibilité de l'accès à ces interconnexions ?

22 **R5.2**

23 **Une plus grande flexibilité permet entre autres l'échange de nouveaux produits**
24 **comme la réserve 10 minutes et la réserve 30 minutes. Ceci permet également**
25 **une meilleure adaptation des transactions provenant des réseaux voisins aux**
26 **variations de la demande en temps réel.**

27 **5.3.** (Réf. i.) L'augmentation de la flexibilité des interconnexions, selon une programmation aux
28 cinq minutes, a-t-elle été amorcée pour répondre à des besoins pour le marché québécois ?
29 Veuillez expliquer les avantages de l'accès à une programmation aux cinq (5) minutes et aux 15
30 minutes.

31 **R5.3**

32 **Le développement des modalités pour la programmation aux 5 minutes ne sont**
33 **pas amorcées puisqu'aucune entente n'est encore conclue en ce sens avec un**
34 **réseau voisin, bien que le sujet soit discuté.**

35 **Une plus grande flexibilité permet une meilleure adéquation entre l'électricité**
36 **transitant sur les interconnexions et les variations de la demande en temps réel.**

1 **5.4.** (Réf. i.) Le Transporteur a-t-il connaissance de l'utilisation qui pourra être faite d'une
2 programmation intra-horaire ?

3 **R5.4**

4 **Le Transporteur n'a pas connaissance de l'utilisation que pourraient faire les**
5 **participants au marché de cette fonctionnalité.**

6 **5.5.** (Réf. ii.) De l'avis du Transporteur, la programmation intra-horaire permettrait-elle des
7 échanges favorisant l'obtention d'un service d'intégration éolienne sur les marchés adjacents ?

8 **R5.5**

9 **Le Transporteur comprend de la question que l'intervenant désire savoir si la**
10 **programmation intrahoraire pourrait permettre aux producteurs non éoliens**
11 **situés sur les marchés adjacents d'offrir un service d'intégration éolienne au**
12 **Québec. Le pas de temps de la programmation intrahoraire étant plus long que ce**
13 **que requièrent les critères du Transporteur, ces offres ne pourraient se qualifier.**

14 **Pour un service inverse, c'est-à-dire du Québec vers les marchés adjacents, le**
15 **Transporteur ne peut répondre pour les réseaux voisins, puisque les modalités**
16 **pour un tel service seraient de leur ressort.**