

C A N A D A

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC

DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER R-3934-2015

**HQT - Demande du Transporteur de
modification des tarifs et
conditions des services de transport pour
l'année 2016**

PREUVE DU GRAME-I

Préparé par

Michel Perrachon
Spécialiste externe en exploitation du réseau de transport

En collaboration avec

Nicole Moreau
Analyste environnement et énergie
EnviroConstats

Pour le Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME)

DÉPOSÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 2 novembre 2015

MANDAT

Le GRAME a retenu les services de M. Michel Perrachon, spécialiste externe en exploitation du réseau de transport. Monsieur Perrachon a été reconnu expert ou expert-conseil en « exploitation du réseau de transport » par la Régie de l'énergie dans les dossiers R-3401-98, R-3605-2006, R-3606-2006, R-3616-2006, R-3640-2007, R-3641-2007, R-3646-2007, R-3669-2008, R-3670-2008, R-3706-2009, R-3738-2010 et R-3746-2010 et a notamment participé à la rédaction de mémoires pour le GRAME.

Le GRAME a également retenu les services de sa consultante externe madame Nicole Moreau, analyste en énergie et environnement. Madame Moreau possède une formation de premier cycle en administration et comptabilité de l'école des Hautes études commerciales de l'Université de Montréal, de même qu'une maîtrise en sciences de l'Environnement de l'UQAM.

TABLE DES MATIERES

Mandat	2
Mise en contexte	4
1 – Rôle du Transporteur	5
Mise en contexte	5
Conclusion	8
2. Évolution de l’exploitation des interconnexions à courant continu.....	9
Mise en contexte	9
2.1 Partage saisonnier	10
Mise en contexte	10
2.2 « Réserve 10 minutes ».....	11
Mise en contexte	11
2.3 Programmation intra-horaire.....	14
Mise en contexte	14
2.4 Les réserves d’exploitation et avantages de l’ouverture sur l’exploitation des interconnexions selon une programmation intra-horaire	15
Mise en contexte/ Les réserves d’exploitation.....	15

MISE EN CONTEXTE

Le réseau de transport du Québec est un réseau asynchrone; c'est-à-dire qu'il n'y a pas de liaison à courant alternatif entre le réseau de transport géré par HQT et les réseaux hors de sa zone de contrôle. Les échanges d'énergie électrique avec les réseaux hors de la zone de réglage du Transporteur se font donc via les interconnexions à courant continu ou par îlotage de charges ou de groupes de production.

Dans le présent dossier on traitera de la flexibilité des échanges d'énergie électrique; on ne considérera donc que les interconnexions à courant continu. Les échanges par îlotage de charges ou de production nécessitent des manœuvres et présentent donc moins de souplesse.

La flexibilité des échanges d'énergie électrique s'est faite par la mise en place de nouvelles procédures permettant des échanges de puissance sur une base saisonnière au point d'interconnexion ON de l'ordre de 500 MW. De plus, le Transporteur poursuit un projet-pilote de vente de réserves et il a amorcé un second projet-pilote pour la vente de réserves en collaboration avec NB Power afin de valider la faisabilité de l'échange fiable de réserves entre le Québec et le Nouveau-Brunswick.¹ Au dossier R-3904-2014, lors des audiences, le Transporteur s'est dit favorable à la mise en place de ce type de transactions et indiquait avoir fait connaître sa disponibilité aux réseaux voisins et que de telles mesures devraient être mises en place sur ces réseaux d'ici un an².

Afin que soit considéré l'énoncé du décret 579-2015 dans lequel le gouvernement du Québec a demandé à Hydro-Québec de lui indiquer, dans le prochain Plan stratégique 2016-2020, les orientations stratégiques afin de mettre en valeur sa contribution à l'égard de l'accroissement des revenus par une activité sur les marchés externes, notamment en ce qui concerne les opportunités de construction d'infrastructures de transport (article 7, par. a) et le développement des marchés d'exportation d'électricité aux États-Unis et au Canada (article 7, par. c), le GRAME soulève l'importance que ces procédures³ d'amélioration de la flexibilité auprès des marchés permettent d'améliorer ou d'augmenter l'accès aux réseaux de transport limitrophes premièrement pour les fins d'exportation dans le cas de l'énergie éolienne et deuxièmement pour les fins d'importation afin de permettre de rencontrer les besoins en puissance de sa clientèle, notamment celle d'Hydro-Québec Distribution.

¹ R-3934-2015, B-027, page 6

² R-3904-2014, Pièce A-0026, p. 224 et 227.

³ R-3904-2014, Pièce A-0026, p. 224 et 227.

1 – RÔLE DU TRANSPORTEUR

MISE EN CONTEXTE

Les interconnexions du Transporteur avec les réseaux voisins permettent à la fois d'assurer la sécurisation d'alimentation des clients québécois et d'améliorer les échanges entre les marchés limitrophes.

Le gouvernement du Québec, dans son décret 579-2015, a reconnu l'importance de la mise en valeur des infrastructures de transport (article 7, par. a) et du développement des marchés d'exportation d'électricité aux États-Unis et au Canada (article 7, par. c), notamment à l'égard de l'accroissement des revenus via les marchés externes.

Le rôle du Transporteur est donc primordial pour permettre d'améliorer ou d'augmenter l'accès aux réseaux de transport limitrophes pour les fins d'exportation notamment dans le cas de l'énergie éolienne et pour les fins d'importation afin de permettre de rencontrer les besoins en puissance de sa clientèle, notamment celle d'Hydro-Québec Distribution.

Rappelons que le Distributeur est aux prises avec des surplus énergétiques significatifs totalisant 75,0 TWh⁴, notamment suite à sa participation au développement de l'énergie éolienne au Québec rendue nécessaire suite aux décrets gouvernementaux l'y obligeant. L'accès aux marchés limitrophes pour la revente d'énergie éolienne pourrait s'avérer une piste de solution pour augmenter les revenus du Distributeur, écouler une partie de ses surplus et notamment avoir accès aux attributs environnementaux qui y sont associés.

Les projets associés à l'amélioration de la flexibilité des interconnexions sont essentiels et directement en lien avec le rôle du Transporteur.

Afin de maintenir la flexibilité des interconnexions à des fins d'exportation, le Transporteur doit s'assurer de garder une marge de sécurité dans les limites de transport de puissance entre les centres de production, ou les points d'injection. Cela permet d'agir rapidement dans une hausse rapide de transit vers les réseaux voisins, via les interconnexions à courant continu, notamment lors de vente de réserve 10 minutes.

Normalement les investissements du Transporteur sont reliés à deux types principaux : le maintien des installations (pérennité) et les besoins des clients. Un des principaux clients est le Distributeur qui va aviser en particulier des accroissements de la demande et des besoins du réseau de distribution.

Nous notons que le décret gouvernemental 1000-2014 indique que le Protocole d'entente d'échange saisonnier d'énergie électrique entre le Québec et l'Ontario sera validé par un

⁴ R-3864-2013, B-005, page 26 : Sur l'ensemble de la période couverte par le Plan, les approvisionnements sous contrat seront supérieurs aux besoins prévus et les surplus énergétiques totalisent 75,0 TWh. Le bilan en énergie est présenté au tableau 4-2

accord officiel signé par Marketing d'énergie HQ inc. et The Independant Electricity Sytem Operator.

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

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

ATTENDU QUE, à cette fin, le gouvernement du Québec et le gouvernement de l'Ontario souhaitent conclure un protocole d'entente d'échange de capacité électrique qui assure la fiabilité des systèmes électriques de chaque province à moindre coût en tirant profit des pointes saisonnières de production et de consommation;

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

Référence : Décret 1000-2014 daté du 19 novembre 2014

Le Transporteur clarifie les responsabilités respectives de l'IESA pour l'Ontario et de la direction du « Contrôle des mouvements d'énergie », relevant du Transporteur, lequel a été désigné par la Régie comme coordonnateur de la fiabilité au Québec.⁵

R1.2 Comme indiqué à la pièce HQT-9, Document 1, page 7, la direction – Contrôle des mouvements d'énergie du Transporteur (« CMÉ ») a été désignée par la Régie comme coordonnateur de la fiabilité au Québec.

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

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

Référence : R-3934-2015, B-0051, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR 1.2

Plus précisément, dans l'accord relativement au Décret 1000-2014, le Transporteur nous indique que les responsabilités relatives aux achats et ventes d'électricité relèvent de Marketing d'énergie HQ inc.⁶, lequel relève d'une participation à 100% d'Hydro-Québec.⁷

1.3. (Réf. iv.) Bien que le Décret 1000-2014 indique que l'accord officiel sera signé par Marketing d'énergie HQ inc. et The Independant Electricity Sytem Operator selon les principes établis dans le protocole d'entente, la direction du « Contrôle des

⁵ R-3934-2015, B-0051, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR 1.2

⁶ R-3934-2015, B-0051, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR 1.3

⁷ R-3934-2015, B-007, page 5

mouvements d'énergie », relevant du Transporteur, ne devrait-elle pas être partie prenante lors des discussions entre Entreprise Marketing HQ et l'ISEO ?

R1.3 Tout d'abord, il importe de souligner que « l'accord officiel » vise Marketing d'énergie HQ inc. et l'IESO.

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

Voir également la réponse à la question 1.4.

Référence : R-3934-2015, B-0051, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR 1.3

À cet égard la Régie demande également des précisions sur les modes de fonctionnement concernant l'entente intervenue entre Marketing d'énergie HQ inc. et l'IESO impliquant le Transporteur.

32.1 Veuillez décrire brièvement les modes de fonctionnement, physique et commercial, de l'entente intervenue entre Marketing d'énergie HQ inc. et l'IESO impliquant le Transporteur.

R32.1

L'entente entre les gouvernements du Québec et de l'Ontario peut être consultée au moyen du lien suivant : <http://www.saic.gouv.qc.ca/secretariat/salle-de-nouvelles/actualites/2014/11-26-ententes/protocole-energie.pdf>

De plus, l'IESO a publié un résumé de son entente avec Marketing d'énergie HQ inc. qui peut être consulté au moyen du lien suivant : <http://www.ieso.ca/Documents/corp/Summary-Capacity-Sharing-AgreementOntario-Quebec.pdf>

On y retrouve les principales conditions et mode de fonctionnement de l'entente entre les deux parties.

Par ailleurs, ce document précise que le processus est lancé au moment où le coordonnateur de la fiabilité de la partie requérante (la direction – Contrôle des mouvements d'énergie au Québec et l'IESO en Ontario) produit une déclaration de fiabilité dans les délais et selon les critères entendus. Ce document résume également les dispositions reliées à la programmation de l'énergie et aux coupures, et précise son statut d'énergie ferme.

Référence : R-3934-2015, B-0045, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, RDR 32.1

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

R1.4 : Cet accord sert, entre autres, à définir les processus communs qui permettront un tel échange de capacité. Comme cet échange se réalisera sur un chemin d'interconnexion, l'IESO, Marketing d'énergie HQ inc. et CMÉ doivent, dans le cadre des rôles et responsabilités de chacun, s'assurer notamment du respect du modèle de fiabilité mais aussi

coordonner les actions à poser par chacun conformément aux *Tarifs et conditions* en vigueur concernant le transport de puissance et d'énergie électrique au Québec.

Référence : R-3934-2015, B-0051, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR 1.4

CONCLUSION

Par conséquent, bien que normalement c'est le client qui avise de ses besoins, il serait constructif que le Transporteur amorce des discussions informatives avec ses clients sur les opportunités que comporte de tels projets pour la vente de réserves lors des rencontres dont il a la responsabilité à même le « Processus d'information et d'échanges sur la planification du réseau de transport », alors que le Transporteur entretient des échanges d'information favorisant l'élaboration de solutions compatibles avec le développement optimal du réseau de transport avec toute sa clientèle⁸ tel qu'il l'indique en réponse à une demande du GRAME.

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

R2.3

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

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

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

Référence : R-3934-2015, B-0051, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR 2.13

⁸ R-3934-2015, B-0051, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR 2.13

2. ÉVOLUTION DE L'EXPLOITATION DES INTERCONNEXIONS À COURANT CONTINU

MISE EN CONTEXTE

Les interconnexions à courant continu étaient exploitées par des transits de puissance « tout ou rien ». C'est-à-dire qu'en mode export comme en mode import, sauf urgence, les transits de puissance devaient suivre une planification des échanges horaire ou quotidienne.

Les principales interconnexions à courant continu accessibles au Transporteur sont :

- HQT – Nouvelle Angleterre (ligne à courant continu Radisson-Nicolet-Sandy Pond) d'une capacité de 2000 MW;
- HQT – New-York (convertisseurs dos à dos au poste Chateauguay) d'une capacité de 1000 MW;
- HQT – Ontario (convertisseurs dos à dos au poste Outaouais) d'une capacité de 1250 MW;
- HQT - Nouveau Brunswick (deux postes à courant continu avec des convertisseurs dos à dos aux poste EEI River et Madawaska) d'une capacité potentielle de 785 MW;
- HQT – Vermont (convertisseur dos à dos au poste Highgate) d'une capacité de 225 MW en exportation et de 170 MW en importation.

Si théoriquement on avait pu comptabiliser une partie des échanges dans les réserves d'exploitation, cela n'était pas utilisé ni permis par un automatisme de blocage appelé « dead-band » réglé à zéro.

Or des projets-pilotes avec l'Ontario et le Nouveau-Brunswick pour des ventes réciproques de « réserve 10 minutes » sont limitées à 100 MW avec chacune de ces provinces.

D'autre part le Transporteur dit avoir connaissance qu'entreprise Marketing énergie HQ inc. et l'ISEO d'Ontario ont convenu « *d'un partage saisonnier d'un maximum de 500 MW de puissance au point d'interconnexion ON* ». ⁹

De plus, « *le Transporteur a amorcé des discussions avec le NYISO sur la possibilité de mettre en place une programmation aux cinq minutes au point d'interconnexion MASS mais un projet en ce sens n'a pas encore été arrêté. Aussi, le Transporteur poursuit ses discussions avec les réseaux du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Angleterre pour*

⁹ R-3934-2015, B-027, page 6

*mettre en place une programmation intrahoraire aux points d'interconnexion NB et NE ».*¹⁰

Enfin, « *le Transporteur note également que de la programmation aux 15 minutes est réalisée entre le NYISO et PJM et que des transactions similaires seront mises en place entre le NYISO et l'ISO-NE. L'opérateur du réseau ontarien (IESO) a indiqué son intérêt pour des transactions intra-horaires avec le NYISO ».*¹¹

Il semble donc y avoir une volonté de rendre l'exploitation des interconnexions plus flexible, selon différentes approches telles que le partage saisonnier, la réserve 10 minutes, ou encore via l'introduction d'une programmation des échanges sur une base intra-horaire permettant une plus grande flexibilité des échanges, au lieu des échanges en base horaire. Le partage saisonnier en soi est une bonne nouvelle dans le contexte des besoins énergétiques du Québec, notamment à sa pointe du réseau.

Il serait aussi sans doute intéressant qu'après entente avec le Distributeur, la réserve de 10 minutes puisse être utilisable pour les besoins internes du Québec en permettant de réduire les exportations ou en activant si besoin des imports.

2.1 PARTAGE SAISONNIER

Mise en contexte

Selon notre compréhension, le partage saisonnier permettrait de compenser les écarts de la demande saisonnière entre les provinces.

Le partage saisonnier de 500 MW avec l'Ontario découle de la non coïncidence des pointes de la demande dans les deux provinces, comme le confirme le Transporteur.

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

Référence : R-3934-2015, B-0051, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR 2.1

Concernant l'entente sur les échanges saisonniers avec l'Ontario, le Transporteur nous indique ne pas être au fait des intentions des parties ayant mené à la signature de l'entente, donc ne pas être au courant si elle est conclue dans une démarche proactive pour notamment satisfaire la demande en électricité du Québec durant les périodes froides de l'hiver, dans le contexte de la pointe hivernale,¹² ni si elle permettra au Distributeur d'augmenter la contribution attendue des marchés de court terme.¹³

¹⁰ R-3934-2015, B-027, page 5

¹¹ R-3934-2015, B-027, page 5

¹² R-3934-2015, B-0051, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR 2.12

¹³ R-3934-2015, B-0051, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR 2.14

Concernant l'entente sur les échanges saisonniers avec l'Ontario, cette démarche pourrait permettre notamment de satisfaire la demande en électricité du Québec durant les périodes froides de l'hiver, dans le contexte de la pointe hivernale, puisque comme l'indique le Transporteur, la pointe de la demande d'électricité au Québec se produit en hiver, alors que celle de l'Ontario connaît sa pointe de demande d'électricité en été.¹⁴

Le Transporteur dispose d'une interconnexion à courant continu au poste Outaouais d'une capacité de 1250 MW, alors que les autres possibilités d'échange ne peuvent se faire que par des transferts d'alternateurs ou de charges. Ainsi, si on veut plus d'échanges et plus de flexibilité il faudrait augmenter les liaisons à courant continu.

À cet égard, le GRAME recommande que soit étudié par le Transporteur le potentiel d'augmentation des liaisons à courant continu. Cette recommandation est en lien avec le décret gouvernemental 579-2015 dans lequel le gouvernement du Québec a demandé à Hydro-Québec de lui indiquer, dans le prochain Plan stratégique 2016-2020, les orientations stratégiques afin de mettre en valeur sa contribution à l'égard de l'accroissement des revenus par une activité sur les marchés externes, notamment en ce qui concerne les opportunités de construction d'infrastructures de transport (article 7, par. a) et le développement des marchés d'exportation d'électricité aux États-Unis et au Canada (article 7, par. c).

Des discussions pourraient aussi être faites dans le cadre du Processus d'information et d'échanges sur la planification du réseau de transport¹⁵, le GRAME recommande que le Transporteur initie une telle discussion auprès de ses clients.

2.2 « RÉSERVE 10 MINUTES »

Mise en contexte

La *Réserve 10 minutes* permet aux réseaux qui appliquent ce partage de réserve de diminuer la quantité de réserve 10 minutes qui doit être disponible dans sa zone de réglage. Cela rend donc une quantité équivalente de production disponible pour l'alimentation des clients.

Nous notons que la procédure relative à la réserve de 10 minutes permettrait à cette réserve de diminuer de 750 MW, puisque 250 MW de réserve tournante, peut abaisser la réserve 10 minutes de 750 MW ce qui en améliorerait l'accès entre les marchés participants.

4.2 Statement of How the Criterion is Applied The reliability criterion is used to assess the adequacy of available resources to reliably supply the Québec area's electricity needs. Also, it is used to establish the appropriate Québec Area Required Reserve Margin. Consideration can be given to Québec's interconnections with New Brunswick, Ontario, New York and New England and the resultant potential for capacity purchases which can be assumed. More details on this issue are provided in section 5.1. Generating unit

¹⁴ R-3934-2015, B-0051, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR 2.1

¹⁵ R-3934-2015, B-0051, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR 2.13

scheduled and forced outages have been assessed by considering actual historical outage data for the 2009-2013 period. Before any load disconnection will occur, a series of emergency operating procedures (EOPs) will be invoked. In order to properly represent the system operation, EOPs are modeled considering their dispatching order and the amount of load relief or capacity increase. Table 4.2 summarizes the assumptions regarding the load relief from EOPs used for this study.

Table 4.2 Emergency Operating Procedures

STEP	PROCEDURE	EFFECT	IMPACT VALUE IN MW
1	Interruptible Load Program	Load Relief	1,941
2	Purchases	Increase Capacity	Varies ¹
3	30-Minute Reserve Reduction	Allow Operating Reserve to decrease	500
4	Voltage Reduction	Load Relief	250
5	10 Minute Reserve to the minimum of 250 MW of spinning reserve	Allow Operating Reserve to decrease	750
6	Customer Disconnection	Load Relief	As needed

¹: Winter purchases of 1,100 MW were used for the simulations. See section 5.1 for more details.

Référence : https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/Québec%20Comprehensive%20Review%202014_RCC%20Approved%20December%202%202014.pdf, p. 12

Le GRAME note que le Transporteur a publié un avis sur le site OASIS le 15 avril 2015¹⁶ concernant le projet pilote pour la vente de réserves 10 minutes, en collaboration avec NB Power.

2.2 Marché québécois

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

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

Référence : R-3934-2015, B-027, page 6

¹⁶ R-3934-2015, B-027, page 6

A la page 6 de la pièce B-027, on traite de deux projets pilotes avec l'Ontario et le Nouveau-Brunswick. Le Transporteur nous précise que ce sont des projets de vente de réserves 10 minutes unidirectionnelles¹⁷, soit du Québec vers l'Ontario et le Nouveau-Brunswick.

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

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

Référence : R-3934-2015, B-0051, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR 3.1

Nous constatons que le processus de ventes de réserves 10 minutes pour le cas de l'interconnexion ON vient tout juste de passer en mode commercial en date du 15 octobre 2015.¹⁸

33.1 Veuillez confirmer que le processus de ventes de réserves 10 minutes sur l'interconnexion ON est passé en mode commercial. Dans la négative, veuillez préciser.

R33.1

Le processus pour la vente de réserve 10 minutes avec l'Ontario à l'interconnexion ON est passé en mode commercial. Un avis à cet effet a été publié par le Transporteur sur le site OASIS le 15 octobre 2015 (http://www.oasis.oati.com/HQT/HQTdocs/2015-10-15_Avis_Fin_Projet_pilote_Reserv_Ont_FR.pdf) par l'IESO et également.

Référence : R-3034-2015, B-0045, Réponse no 33.1 à la Régie

À cet égard, on pourrait utiliser les interconnexions actuelles à courant continu, sans nouveaux investissements, mais cela impliquerait une diminution des exportations si on est en mode vente, soit en activant le mode import, si l'interconnexion est à zéro échange. Dans ce cas, il pourrait être souhaitable, si le besoin est manifesté par la clientèle du Transporteur, d'augmenter la capacité des interconnexions.

De plus, dans le cas de vente de réserve 10 minutes d'une quantité de 100 MW, que ce soit vers l'Ontario ou le Nouveau Brunswick, cela implique qu'il faille garder une marge de 100 MW sur le convertisseur pour assurer la réserve 10 minutes. Ainsi le transit de puissance vers l'Ontario au poste Outaouais ne devrait pas dépasser 1150 MW, au lieu de la valeur maximale de 1250 MW, afin de laisser une marge de 100 MW pour la réserve 10 minutes. Il en serait de même sur les deux attaches, ou l'une d'entre elles à courant continu vers le Nouveau-Brunswick

¹⁷ R-3934-2015, B-0051, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR 3.1

¹⁸ R-3034-2015, B-0045, Réponse no 33.1 à la Régie

2.3 PROGRAMMATION INTRA-HORAIRE

Mise en contexte

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

La programmation intra horaire donne une plus grande flexibilité des échanges (cela permettrait notamment d'envisager l'utilisation de l'énergie éolienne dont la fiabilité dépend du caprice des vents).

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

Référence : R-3934-2015, B-025, section 1.1 Conception et démarche de planification du réseau de transport, Pages 5-6

Par contre il est probable que les prix de la puissance et de l'énergie engagée soient plus faibles; mais une plus grande flexibilité permet aussi d'augmenter la quantité des échanges.

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

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

Référence : R-3934-2015, B-027, page 5

À la page 5 de la pièce B-0027, il est fait mention de discussions sur la programmation intra-horaire entre différents ISO dont celui du Transporteur. Le Transporteur nous indique qu'il ne négocie pas de programmes d'échanges, bien qu'il puisse mettre en place les modalités nécessaires aux programmes d'échanges¹⁹, lesquels relèvent de sa responsabilité.

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

¹⁹ R-3934-2015, B-0051, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR 4.1

Référence : R-3934-2015, B-0051, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR 4.1

De notre avis, cela **pourrait** remettre en question les prix de la puissance et de l'énergie si la période de programmation, donc d'échanges fermes, est diminuée. Une question qui devrait être étudiée relative à l'offre et la demande.

Selon le Transporteur, l'objectif de l'exploitation des interconnexions intra-horaire est de réduire le pas de temps des transactions externes *permettant de mieux arrimer les transactions externes avec les besoins ou opportunités en import ou en export.*

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

Référence : R-3934-2015, B-0051, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR 4.3

Finalement, de notre avis, les études et projets-pilotes en cours portant sur la programmation intra-horaire devraient s'inscrire dans une démarche proactive pour notamment favoriser les échanges et la commercialisation de l'énergie de production éolienne. En effet, à très court terme la production éolienne peut s'avérer fiable, mais il faudrait alors impliquer le Distributeur.

2.4 LES RÉSERVES D'EXPLOITATION ET AVANTAGES DE L'OUVERTURE SUR L'EXPLOITATION DES INTERCONNEXIONS SELON UNE PROGRAMMATION INTRA-HORAIRE

Mise en contexte/ Les réserves d'exploitation

On distingue deux types de réserve d'exploitation :

- Les réserves d'exploitation pour contingences de production;
- Les réserves d'exploitation pour la sécurité des réseaux.

Pour pallier à une défaillance de production dans une zone de réglage, chaque transporteur doit disposer :

- D'une réserve de 10 minutes pour couvrir la plus grande perte de production possible (pour HQT cette réserve doit être de 1000 MW pour couvrir la perte d'un transformateur et deux groupes à la centrale Churchill Falls); cette réserve doit permettre de rétablir les limites de transit à l'intérieur de 10 minutes; et
- D'une réserve de 30 minutes pour couvrir la deuxième plus grande perte de production possible (pour HQT cette réserve doit être de 1000 MW pour couvrir la perte d'un transformateur et deux groupes à la centrale Churchill Falls); cette réserve doit permettre de rétablir les limites de transit à l'intérieur de 30 minutes lors d'une deuxième contingence.

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

Il serait utile de suivre de près l'utilisation (types d'échanges : énergie et puissance, etc.) qui est faite par la programmation intra-horaire réalisée entre le NYISO et PJM et entre le NYISO et l'ISO-NE. De notre avis, il incomberait au Transporteur de suivre ces expériences.

Nous notons que le Transporteur répond plus précisément à cette question à la demande de la Régie, mais cette fois-ci à l'égard des processus de ventes de réserves 10 minutes sur les interconnexions avec New York et la Nouvelle Angleterre.

Au cours de la dernière année, il n'y a pas eu de développement pour la vente de réserves vers les marchés de New York et de la Nouvelle-Angleterre. Pour l'instant, ces marchés n'acceptent pas d'offres de réserves 10 minutes ou 30 minutes provenant de fournisseurs situés dans les réseaux voisins.

En ce qui a trait à la référence au marché de New York, le Transporteur précise que la mention de ce marché réfère à la mise en place de programmes intrahoraires sur le chemin principal avec ce réseau et non de programmes de réserves. La programmation intrahoraire est une option déjà en place depuis l'été 2012 sur le chemin principal.

Référence : R-3934-2015, B-0045 Régie, réponse à la question no. 33.2

Concernant les discussions amorcées par le Transporteur avec le NYISO et celles avec les réseaux du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Angleterre, le Transporteur nous précise les objectifs poursuivis par l'augmentation de la flexibilité de l'accès à ces interconnexions, celles-ci permettant l'échange de nouveaux produits comme la réserve 10 minutes et la réserve 30 minutes.²⁰

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

Référence : R-3934-2015, B-0051, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR 5.2

Pour ce qui est de l'augmentation de la flexibilité des interconnexions selon une programmation aux cinq minutes, le Transporteur nous indique que de telles modalités de programmation ne sont pas amorcées, compte tenu qu'aucune entente n'est encore intervenue avec un réseau voisin. Mais il précise que ce sujet est discuté.²¹

²⁰ R-3934-2015, B-0051, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR 5.2

²¹ R-3934-2015, B-0051, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR 5.3

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

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

Référence : R-3934-2015, B-0051, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR 5.3

Finalement, à la demande du GRAME à savoir si de l'avis du Transporteur, la programmation intra-horaire permettrait des échanges favorisant l'obtention d'un service d'intégration éolienne sur les marchés adjacents, le Transporteur énonce :

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

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

Référence : R-3934-2015, B-0051, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR 5.5

Le Transporteur nous indique que ces offres ne pourraient se qualifier pour le cas des producteurs non éoliens situés sur les marchés adjacents, ce qui est important de comprendre, notamment en ce qui a trait à la recherche d'un tel service pour les besoins du Distributeur.

En conclusion, tel qu'énoncé précédemment à l'égard des rencontres dont le Transporteur a la responsabilité à même le « Processus d'information et d'échanges sur la planification du réseau de transport », permettant des échanges d'information favorisant l'élaboration de solutions compatibles avec le développement optimal du réseau de transport avec toute sa clientèle²² le GRAME recommande que, lors de ces processus, soient expliquées les questions relatives à la programmation intra-horaire, notamment à l'égard de l'augmentation de la flexibilité de l'accès à ces interconnexions.

²² R-3934-2015, B-0051, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDR 2.13