



**DEMANDE DE MODIFICATION DES TARIFS ET  
CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT  
2013 ET 2014 D'HYDRO-QUÉBEC**

**Dossier R-3842-2013**

**Mémoire du RNCREQ**

**Présenté à la Régie de l'énergie**

**22 octobre 2013**

## **Rédaction**

Paul Paquin, analyste, PP EconoTech Conseil inc.

## **Collaboration**

Me Annie Gariépy, avocate

Cédric Chaperon, chargé de projet en énergie et changements climatiques,  
Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du  
Québec

Philippe Bourke, directeur général, Regroupement national des conseils  
régionaux de l'environnement du Québec

## SOMMAIRE

<b>SOMMAIRE</b> .....	<b>3</b>
<b>PRÉSENTATION DU RNCREQ</b> .....	<b>4</b>
<b>1 INTRODUCTION</b> .....	<b>6</b>
<b>2 EFFICIENCE</b> .....	<b>7</b>
<b>3 INDICATEURS DE PERFORMANCE</b> .....	<b>10</b>
<b>3.1 CHARGES NETTES D'EXPLOITATION EN FONCTION DE LA CAPACITÉ DU RÉSEAU EN MW</b> .....	<b>10</b>
<b>3.2 COÛT DE SERVICE TOTAL, EXCLUANT LES TAXES, EN FONCTION DE LA CAPACITÉ DU RÉSEAU EN MW</b> .....	<b>12</b>
<b>4 CONTRIBUTIONS – INTÉGRATION PRODUCTION ÉOLIENNE</b> .....	<b>16</b>
<b>5 IMPACT TARIFAIRE DES INVESTISSEMENTS PROJETÉS À L’HORIZON 2023</b>	<b>21</b>
<b>6 CAPACITÉ DES INTERCONNEXIONS</b> .....	<b>23</b>
<b>7 CONCLUSIONS</b> .....	<b>28</b>

## PRESENTATION DU RNCREQ

Les seize (16) conseils régionaux de l'environnement (CRE) interviennent en faveur de la protection et de l'amélioration de l'environnement à l'échelle de chacune des régions administratives du Québec. Par leurs actions, ils cherchent à favoriser l'intégration des préoccupations environnementales dans les processus de développement régional.

Pour eux, ce développement doit se faire dans le respect de la capacité de support des écosystèmes. C'est une condition essentielle au développement durable.

Les CRE sont des organismes autonomes, issus du milieu, reconnus comme interlocuteurs privilégiés du Gouvernement sur les questions environnementales. Ils regroupent un nombre important de membres d'horizons divers poursuivant des objectifs communs. Ce réseau unique constitue un acteur influent dans le domaine de l'environnement au Québec.

En tenant compte des réalités locales et régionales, les CRE privilégient l'action, la concertation, l'éducation, l'information, la sensibilisation et la veille environnementale, pour atteindre leurs objectifs. Ils défendent des valeurs fondamentales comme la solidarité, l'équité et le respect.

Fondé en 1991, le Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) a quant à lui pour mission de contribuer au développement et à la promotion d'une vision nationale du développement durable au Québec, de représenter l'ensemble des CRE et d'émettre des opinions publiques en leur nom. Le RNCREQ œuvre dans la plupart des grands dossiers environnementaux (changements climatiques, matières résiduelles, gestion de l'eau, énergie, forêts, agriculture, etc.).

En regroupant et représentant l'ensemble des régions du Québec, le RNCREQ facilite les échanges d'expertise entre les régions, assure la diffusion de la vision particulière des CRE et encadre les relations avec les intervenants politiques, sociaux, économiques et environnementaux au niveau national.

Les CRE sont donc très actifs dans le secteur de l'énergie, que ce soit en menant différents projets de sensibilisation et de mobilisation, ou en participant aux

diverses consultations qui se tiennent dans leur région. Selon eux, il faut adopter une vision à long terme du développement de l'énergie qui contribuera à la vitalité économique du territoire tout en assurant le respect de l'environnement et l'équité entre les peuples et les générations.

## 1 INTRODUCTION

Dans le cadre du dossier R-3823-2012, portant sur l'établissement des tarifs d'électricité pour les années tarifaires 2013 et 2014, les enjeux traités intéressent le RNCREQ dans la mesure où ils influencent la détermination du tarif de transport d'électricité, lui-même étant une composante importante du coût total de l'énergie électrique consommée. Le RNCREQ s'intéresse aux aspects qui influencent les tarifs dans la mesure où, dans une perspective de développement durable, les tarifs conditionnent l'offre énergétique.

Ainsi, le RNCREQ veut s'assurer que le coût du service de transport d'électricité soit juste et équitable, qu'il ne crée pas de barrière à l'utilisation efficace de l'énergie, à la réduction constante de la consommation énergétique et à la substitution graduelle des sources énergétiques les plus polluantes par de l'énergie renouvelable.

Le présent mémoire du Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (« RNCREQ ») aborde principalement les aspects suivants de la preuve du Transporteur :

1. L'efficience;
2. Les indicateurs de performance en fonction de la capacité du réseau;
  - a. Charges nettes d'exploitation
  - b. Coût de service total
3. Contributions - Intégration de la production éolienne;
4. Impact tarifaire des investissements à l'horizon projeté 2023;
5. Capacité des interconnexions.

Le RNCREQ se réserve toutefois le droit de traiter en audience dans le cadre de son contre-interrogatoire et/ou de son argumentaire des autres sujets dont traite la preuve d'HQD et qui intéresse l'intervenant.

## 2 EFFICIENCE

Dans sa preuve, le Transporteur mentionne que « *La signature d'ententes-cadres avec les fournisseurs pour la période 2008 à 2013 aura permis de réduire les prix à l'achat des transformateurs de puissance et d'inductances shunt utilisés en projets, permettant des économies annuelles moyennes de l'ordre de 10 M\$.*<sup>1</sup>

Lorsque le RNCREQ lui a demandé de fournir le coût annuel d'achat des transformateurs de puissance et d'inductances shunt, le Transporteur a répondu que cette demande dépassait le cadre du présent dossier.<sup>2</sup> La demande du RNCREQ visait à connaître l'ampleur des économies par rapport au coût total d'achat de transformateurs, permettant du coup de mieux cerner l'efficacité des ententes-cadres. En somme, il veut évaluer l'ordre de grandeur de la réduction de prix (de 10%, de 1%)?

Considérant que la preuve du Transporteur mentionne des « ententes-cadres », le RNCREQ présume l'existence d'autres ententes-cadres. Il estime que l'identification des autres ententes-cadres est pertinente, de même la divulgation des économies qu'elles ont permis de réaliser.

Par ailleurs, questionné sur la provenance d'un gain d'efficacité additionnel de 47,7 M\$ réalisé en 2012, le Transporteur renvoie à une réponse donnée à la Régie, où il mentionne qu'il ne peut pas ventiler les gains additionnels parce qu'une :

*« [...] réorganisation a significativement altéré les bases de référence qui permettraient de faire une distinction entre les gains d'efficacité et les autres réductions de coûts au même titre que la réalisation d'un suivi par chantier.*

*Les gestes réalisés et envisagés visant une réduction des coûts suivant la mise en place de la nouvelle organisation comportent de nombreuses actions qui ne se prêtent pas à un suivi selon la notion de « chantier » ou selon une distinction entre l'efficacité et autres mesures de réduction de coûts. La réduction d'effectif par attrition naturelle en est un exemple ».*<sup>3</sup>

La réponse du Transporteur ne permet pas d'expliquer la provenance du gain additionnel ni de savoir comment il a pu déterminer la valeur de 47,7 M\$.

---

<sup>1</sup> HQT-3, document 1, pages 7

<sup>2</sup> HQT-14, document 8, page 3

<sup>3</sup> HQT-14, document 1, page 5, question 2.1

Selon le RNCREQ, les réponses fournies par le Transporteur, en réponses à sa demande de renseignement à ce sujet, méritent d’être complétées en audience.

Le Transporteur ajoute que :

*« Face aux résultats exceptionnels de 2012 qui s’ajoutent aux gains additionnels réalisés en 2010 et 2011, le Transporteur informe la Régie qu’un tel rythme annuel de gains d’efficience ne saurait être soutenu dans les années à venir sans risquer de compromettre la fiabilité du réseau de même que le niveau de la qualité du service attendu par la clientèle.*

*Compte tenu, de la forte sollicitation du réseau et du vieillissement du parc d’équipements, des pressions à la hausse s’exercent sur les charges, comme expliqué plus en détails à la section 4. »<sup>4</sup>*

Voulant mettre en perspective ce qu’entend le Transporteur par la « forte sollicitation du réseau », le RNCREQ a fourni, dans sa demande d’information, le tableau ci-dessous qui montrait que le facteur d’utilisation du réseau a diminué depuis l’année 2008<sup>5</sup>.

**Tableau 1 : Facteur d’utilisation du réseau de transport**

	Facteur d'utilisation du réseau		
	capacité	énergie transitée	FU
	MW	TWh	
2008	41 834	216	0,589
2009	42 340	211	0,569
2010	42 391	205	0,552
2011	42 970	203	0,539
2012	43 048	205	0,544

L’intervenant a réalisé après coup que le tableau qu’il a présenté en demande de renseignements est erroné. Le tableau approprié aurait dû être le suivant.

**Tableau 2 : Facteur d’utilisation du réseau de transport corrigé.**

	Capacité	énergie transitée	Facteur d'utilisation
	MW	GWh	

<sup>4</sup> HQT-3, document 1, page 10

<sup>5</sup> HQD-14, document 8, page 4



2008	41 834	205 000	55,94%
2009	42 340	203 000	54,73%
2010	42 391	205 000	55,20%
2011	42 970	211 000	56,05%
2012	43 048	216 000	57,28%

Celui-ci montre qu'il y a eu, effectivement, une augmentation du facteur d'utilisation du réseau, passant de 55,9% en 2008 à 57,3% en 2012.

Cela dit, le RNCREQ constate que la hausse du facteur d'utilisation est relativement faible et se questionne si cela explique effectivement une « *forte sollicitation du réseau* ». Il y aurait lieu de savoir ce qui constitue effectivement une forte sollicitation pour le transporteur, notamment en comparant le facteur d'utilisation du réseau du Transporteur avec celui d'autres transporteurs d'électricité similaires.

### 3 INDICATEURS DE PERFORMANCE

#### 3.1 Charges nettes d'exploitation en fonction de la capacité du réseau en MW

Le Transporteur mentionne que ses charges nettes d'exploitation (CNE) sont influencées par l'évolution de la capacité de son réseau et par le vieillissement de son parc d'actifs. Ainsi, selon lui, le ratio des CNE en fonction de la capacité du réseau en MW est un bon indicateur de sa performance.<sup>6</sup>

À cet effet, il présente un graphique montrant le ratio CNE/Capacité réel et un ratio CNE/Capacité avec inflation selon IPC sur la période 2008-2014. Les données de 2008 à 2012 sont des données historiques alors que les données 2013 et 2014 sont des prévisions.

Il conclut :

*« [...] l'évolution des CNE en fonction de la capacité du réseau est maintenue en deçà de la croissance de l'indice des prix à la consommation (« IPC ») et ce, durant toute la période de 2008 à 2014. »<sup>7</sup>*

Le RNCREQ constate qu'à l'année de référence 2008 la valeur du ratio avec inflation est différente du ratio réel. En réponse à une demande de renseignements du RNCREQ à cet effet, la Transporteur précise que le point de départ pour le calcul des valeurs ajustées selon l'inflation est l'année 2001.<sup>8</sup>

Selon le RNCREQ, cette façon de faire ne permet pas de bien apprécier l'évolution des ratios sur la période considérée. Pour illustrer ce propos, le RNCREQ présente, à partir de données provenant du dossier tarifaire 3777-2011<sup>9</sup> et du dossier actuel<sup>10</sup>, la figure 1 montrant l'évolution des ratios en prenant comme référence l'année 2001 et la figure 2 montrant les ratios en prenant comme référence l'année 2008.

---

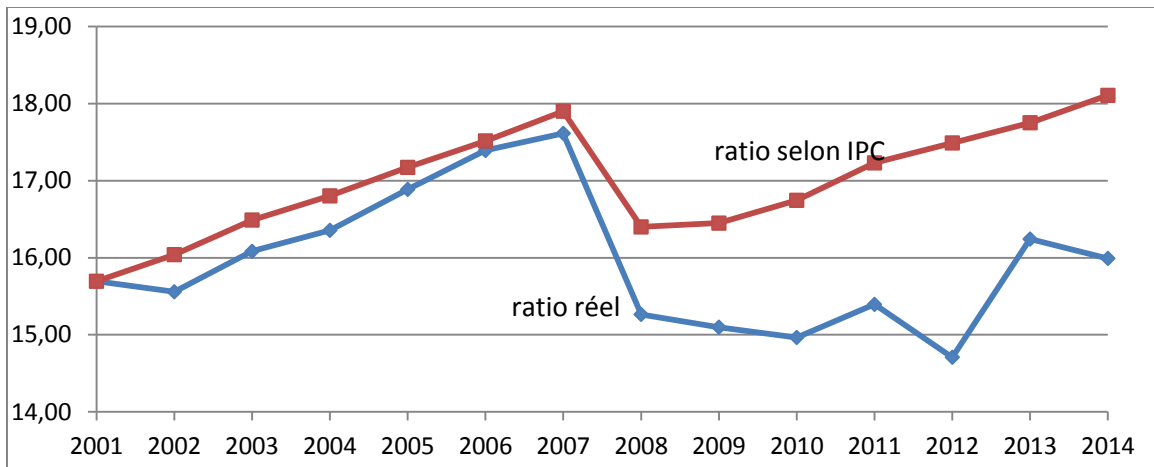
<sup>6</sup> HQT-3, document 2, page 8

<sup>7</sup> Ibid, page 9

<sup>8</sup> HQT-14, document 8, page 5

<sup>9</sup> R-3777-2011, HQT-3, document 2, page 11

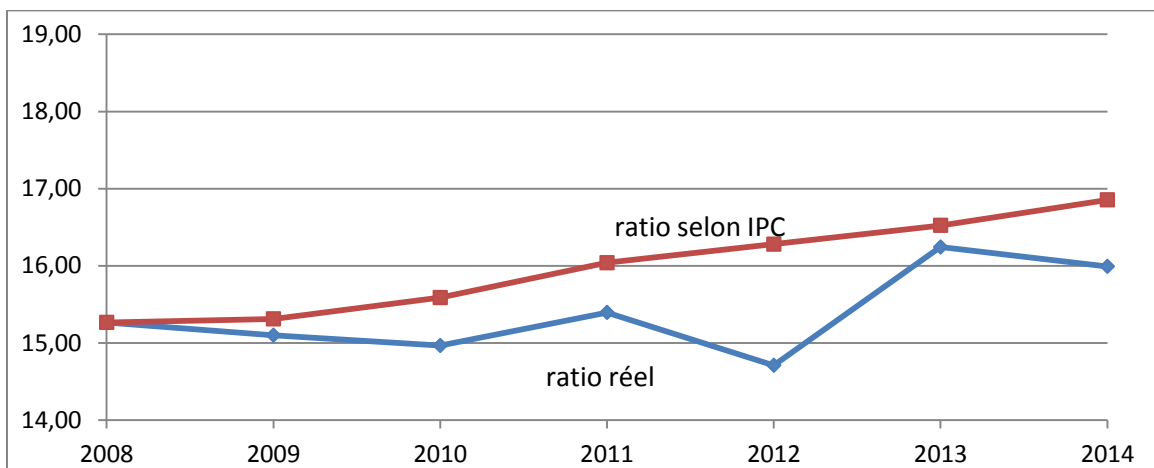
<sup>10</sup> HQT-3, document 2, page 10



**Figure 1 : CNE/Capacité – référence 2001**

La figure 1 permet de constater que, sur la période 2001-2007, l'évolution des deux ratios est semblable. Cependant à l'année 2008, il apparaît une diminution importante de la valeur des ratios et une augmentation de l'écart entre les deux ratios. Pourtant, lorsqu'interrogé par le RNCREQ qui lui demandait d'indiquer si la valeur de 2008 reflète la même réalité que la valeur de 2007, « *Le Transporteur juge que cette question dépasse le cadre du présent dossier.* »

Selon le RNCREQ, pour bien refléter l'évolution des ratios sur la période 2008-2014, il est nécessaire de prendre les valeurs des ratios de l'année 2008 comme référence. La figure 2 ci-dessous présente ce résultat. On peut constater que le ratio réel se maintient en deçà de la croissance de l'IPC malgré une augmentation importante du ratio de l'année 2013 par rapport à celui de l'année 2012.



**Figure 2 : CNE/Capacité – référence 2008**

Comme les figures 1 et 2 ont permis de le constater, un examen concentré sur une période plus récente donne une meilleure appréciation de la performance actuelle et prévue du Transporteur. La figure 2 permet de constater que le ratio réel se situe sous le ratio selon l'IPC, mais d'une façon beaucoup moins prononcée que sur la figure 1 qui montre l'évolution depuis l'année 2001.

Selon le RNCREQ, il est pertinent que ces deux figures soient présentées lors des prochains dossiers tarifaires. En effet, il est pertinent de constater l'évolution des ratios depuis l'année 2001, mais il est aussi pertinent de mieux cerner l'évolution des ratios sur une période plus récente.

### **3.2 Coût de service total, excluant les taxes, en fonction de la capacité du réseau en MW**

Selon le Transporteur, le « *ratio du coût de service total excluant les taxes, en fonction de la capacité du réseau de transport permet d'obtenir un indicateur complémentaire à celui des CNE en fonction de cette même capacité. En effet, il inclut, en plus des CNE, les achats de services de transport, les achats d'électricité, l'amortissement, les frais corporatifs, les intérêts liés au remboursement gouvernemental, les revenus de la facturation externe ainsi que le rendement sur la base de tarification.* »<sup>11</sup>

À cet effet, il présente un graphique montrant ratio coût de service total excluant taxes/Capacité réel et un ratio coût de service total excluant taxes/Capacité avec inflation selon IPC. . Les données de 2008 à 2012 sont des données historiques alors que les données 2013 et 2014 sont des prévisions.

Il conclut :

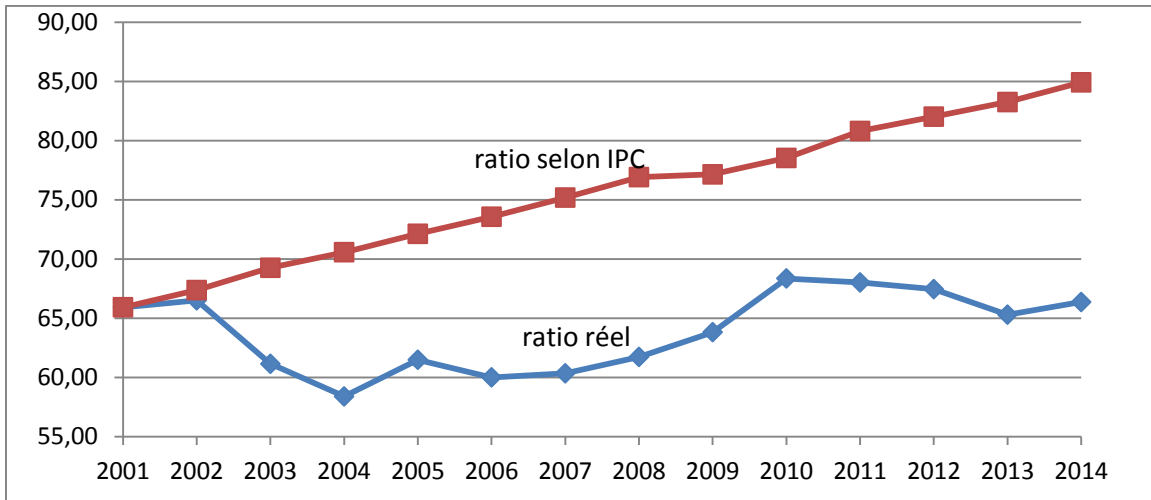
*« La figure 2 démontre l'efficacité du Transporteur à maintenir l'évolution de son coût de service total en fonction de la capacité du réseau en deçà de la croissance de l'IPC et ce, durant toute la période de 2008 à 2014. »*

Le RNCREQ constate qu'à l'année de référence 2008 la valeur du ratio avec inflation est différent du ratio réel. Selon le RNCREQ, comme dans le cas précédent, cette façon de faire ne permet pas de bien apprécier l'évolution des ratios sur la période considérée.

---

<sup>11</sup> HQT-3, document 2, page 10

Pour illustrer ce propos, le RNCREQ présente, à partir de données provenant du dossier tarifaire 3777-2011<sup>12</sup> et du dossier actuel<sup>13</sup>, la figure 3 montrant l'évolution des ratios en prenant comme référence l'année 2001 et la figure 5 montrant les ratios en prenant comme référence l'année 2008.



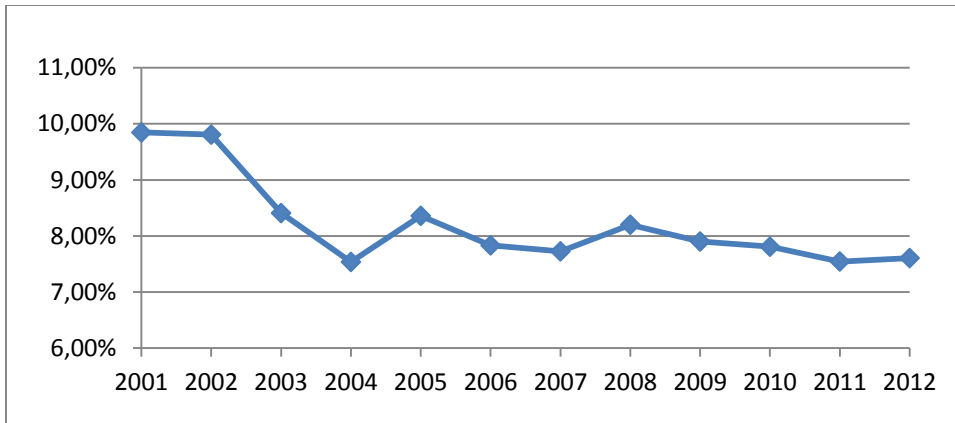
**Figure 3 : Coût de service total excluant taxes/Capacité – référence 2001**

La figure 3 montre que le ratio réel se situe nettement en dessous du ratio selon IPC. Cela est dû à l'évolution du ratio en début de période où on constate une diminution importante du ratio réel. Pour tenter d'expliquer cette diminution, l'intervenant présente ci-dessous une figure montrant l'évolution du taux de rendement réel sur la base de tarification pour la période 2001-2012.<sup>14</sup>

<sup>12</sup> R-3777-2011, HQT-3, document 2, page 13

<sup>13</sup> HQT-3, document 2, page 11

<sup>14</sup> Les données proviennent des rapports annuels du Transporteur déposés à la Régie



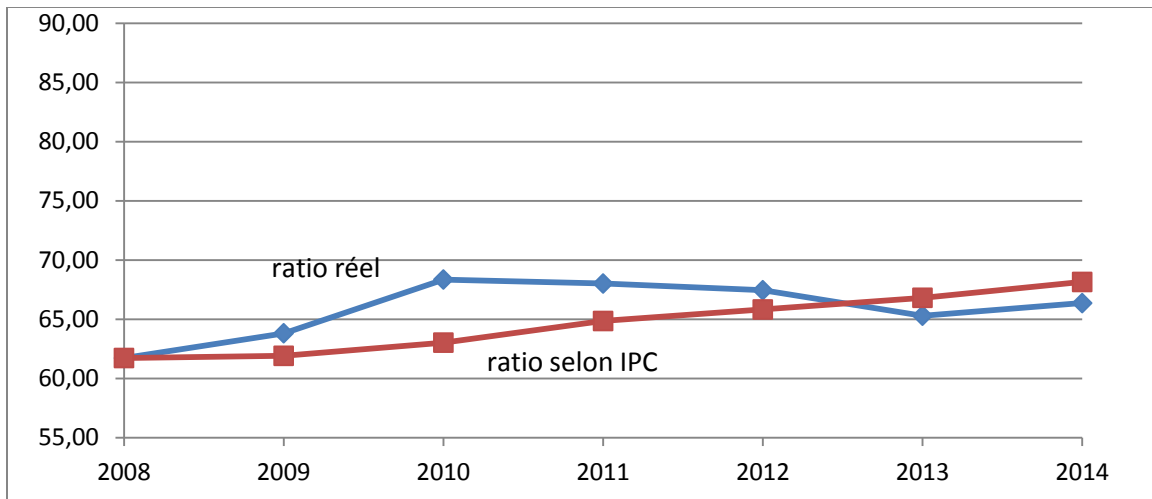
**Figure 4 : Taux de rendement réel sur la base de tarification**

On peut constater que la courbe de la figure 3 et celle de la figure 4 suivent la même tendance sur la période 2001-2008. Il y aurait donc une corrélation entre le taux de rendement réel sur la base de tarification et le ratio du coût de service total excluant les taxes par MW. Cela est compréhensible étant donné que le rendement sur la base de tarification représente près de 40% du coût total<sup>15</sup>.

Cependant, on peut constater qu'à partir de l'année 2008, le rendement sur la base de tarification (Figure 4) est stable alors que le ratio du coût total excluant les taxes par MW augmente (Figure 3).

La figure 5 présente l'évolution de ce ratio par rapport à l'évolution de l'IPC en prenant l'année 2008 comme référence. Elle montre que le ratio réel est plus élevé que le ratio selon IPC jusqu'en 2012. Ainsi, même si sur l'ensemble de la période 2008-2014 le ratio réel est légèrement inférieur au ratio selon IPC, le ratio réel est supérieur à celui selon IPC sur la majorité des années de la période, soit les années où le ratio est obtenu à partir de données historiques.

<sup>15</sup> HQT-5, document 1, page 4



**Figure 5 : Coût de service total excluant taxes/Capacité – référence 2008**

Comme la comparaison des figures 3 et 5 ont permis de le constater, un examen concentré sur une période plus récente donne une meilleure appréciation de la performance actuelle et prévue du Transporteur.

Selon le RNCREQ, comme dans le cas précédent, il est pertinent que ces deux figures soient présentées lors des prochains dossiers tarifaires. En effet, il est pertinent de constater l'évolution des ratios depuis l'année 2001, mais il est aussi pertinent de mieux cerner l'évolution des ratios sur une période plus récente.

L'analyse du RNCREQ conclut que la présentation de la performance du Transporteur en prenant l'année 2008 comme référence montre une performance nettement moins reluisante que celle obtenue en prenant l'année 2001 comme référence. Selon le RNCREQ, les résultats basés sur les données les plus récentes devraient être fournis et expliqués par le Transporteur. Le RNCREQ recommande une présentation incluant les cinq dernières années d'historiques et deux années de prévision.

## 4 CONTRIBUTIONS – INTEGRATION PRODUCTION EOLIENNE

Dans sa décision D-2002-95, la Régie a défini les principes devant s'appliquer quant aux coûts des projets de transport d'électricité qui peuvent être intégrés à la base de tarification du Transporteur pour des ajouts à son réseau. Selon cette décision, l'impact du montant total assumé par le Transporteur ne devrait pas avoir d'impact à la hausse sur le tarif.

Elle mentionne en effet :

*La Régie accepte également la proposition du transporteur de limiter le montant qui peut être intégré à la base de tarification.*

*Tel que proposé par le transporteur, le montant total qu'il aurait à assumer correspond à la valeur actualisée du tarif de transport pour une période de 20 ans en prenant en compte les frais d'entretien et d'exploitation ainsi que la taxe sur le capital. La Régie reconnaît qu'ainsi, l'impact sera, au pire, neutre pour tous les clients et, au mieux, favorable en réduisant le tarif de transport pour l'ensemble des clients.*

*L'application de ce maximum protège donc les clients du service de transport contre des coûts de raccordement et d'intégration qui seraient excessifs.<sup>16</sup>*

L'Appendice J des Tarifs et conditions des services de transport codifie les modalités à appliquer aux coûts des ajouts en précisant notamment la valeur maximale des investissements que le Transporteur peut inclure à sa base de tarification. La Section E de cet Appendice mentionne :

***Section E- Méthodologie de calcul du maximum applicable pour les ajouts au réseau***

*Le montant maximal pouvant être assumé par le Transporteur pour des ajouts au réseau visant à répondre aux besoins des services de transport offerts en vertu des Parties II, III et IV des Tarifs et conditions des services de transport est égal à 571 \$/kW, multiplié par la nouvelle puissance maximale en kW à transporter sur le réseau. Ce montant est établi selon la méthodologie décrite ci-dessous et il peut être ajusté conformément aux décisions de la Régie.<sup>17</sup>*

---

<sup>16</sup> D-2002-95, page 298

<sup>17</sup> Tarifs et conditions, Appendice J, Section E, feuille originale 257, mise à jour le 14 juin 2012



Tout dépassement à ce montant maximal doit être compensé par une contribution versée par celui qui demande l'ajout au réseau.

LE RNCREQ est plutôt favorable au développement de la production éolienne et entend examiner l'application des modalités relatives aux ajouts au réseau dans le cas des projets d'intégration des parcs éoliens afin de s'assurer que ces modalités ne sont pas préjudiciables à cette filière de production.

Ainsi, concernant le projet d'intégration des parcs éoliens ayant été retenus suite à l'appel d'offres A/O 2003-02 (990 MW), l'examen des tableaux 18 à 20 montrant les mises en exploitation pour les années 2011, 2012 et 2014 indique qu'il y a une valeur pour des mises en exploitation en 2011 (214,2 M\$), qu'il n'y en n'a pas pour l'année 2012 et qu'il y a une valeur négative de 2,3 M\$ à la colonne Immobilisation et une valeur négative de 30,4 M\$ à la colonne Frais reportés pour l'année 2013. Le montant total cumulatif du projet est de 419,4 M\$<sup>18</sup>

Lorsque le RNCREQ a demandé au Transporteur de fournir le montant des contributions pour les projets d'intégration des parcs éoliens, celui-ci mentionne :

*« En ce qui concerne les contributions du Distributeur, étant donné qu'elles sont payables en une fois à la fin des projets, les valeurs annuelles de mise en exploitation correspondent à celles des investissements ».*<sup>19</sup>

Considérant que les contributions sont payables à la fin des projets, le RNCREQ a consulté le Rapport annuel du Transporteur au 31 décembre 2012 qui présente notamment les coûts d'intégration des parcs éoliens retenus suite à l'appel d'offres. Il y est indiqué que le projet est réalisé à 100% au coût total de 449,8 M\$.<sup>20</sup>

Ainsi, étant donné qu'au 31 décembre 2012 le projet est terminé, on devrait s'attendre à retrouver une valeur correspondant à la contribution du Distributeur pour ce projet.

Le RNCREQ constate que la différence entre le coût apparaissant au Rapport annuel du Transporteur (449,8 M\$) et le coût apparaissant à la colonne Total cumulé du Tableau 20 pour le projet d'intégration des parcs éoliens de 990 MW (419,4 M\$) correspond à la valeur des Frais reportés pour ce projet à ce même Tableau 20 (30,4 M\$).

---

<sup>18</sup> HQT-7, document 1, pages 17 à 19

<sup>19</sup> HQT-14, document 8, page 7

<sup>20</sup> Rapport annuel du Transporteur au 31 décembre 2012, HQT-3, document 1, page 10

Le RNCREQ s'interroge sur la signification et la valeur de ces Frais reportés et s'il y a un lien à faire avec la contribution que devrait assumer le Distributeur pour ce projet. Cette contribution avait été estimée à 33 M\$ par le Transporteur dans le dossier R-3631-2007.<sup>21</sup>

Il est utile de rappeler que dans sa décision D-2007-141, la Régie n'a pas retenu cette évaluation parce qu'elle ne permettait pas de garantir la neutralité tarifaire. Cependant la Régie avait conclu qu'elle « *permet au Transporteur de compléter sa preuve au présent dossier (dossier R-3631-2007) et de présenter, au besoin, une nouvelle proposition*

Elle mentionne en effet :

*« En ce qui a trait à l'analyse de neutralité tarifaire du Projet, la Régie partage la position exprimée par l'expert de l'AIEQ. Pour le calcul des revenus additionnels à prendre en considération dans le calcul de l'impact tarifaire du Projet, le paramètre utilisé doit être l'estimé de la variation des besoins du Distributeur à la pointe du réseau, soit le critère usuel servant à l'établissement du tarif, et non la puissance maximale à raccorder et à transporter sur le réseau. Cette puissance maximale de 990 MW est appliquée comme critère de conception du réseau, mais non comme critère d'établissement du tarif.*

*Selon la Régie, le mode de calcul de l'impact tarifaire présenté dans les dossiers de projets d'investissements doit être cohérent avec le mode de calcul de l'impact tarifaire à long terme des investissements du Transporteur présenté dans les dossiers tarifaires ou dans les dossiers d'autorisations des investissements inférieurs au seuil de 25 M\$. Or, les prévisions de besoins utilisées dans ces autres dossiers réfèrent à la prévision des besoins du Distributeur lors de la pointe coïncidente du réseau.*

*Aux fins du calcul de l'impact tarifaire du Projet, l'augmentation des besoins du Distributeur devrait donc, en suivant cette logique, être en lien avec les données du plan d'approvisionnement du Distributeur et avec la garantie fournie par l'entente d'équilibrage convenue entre le Distributeur et le Producteur. La part des besoins satisfaits par l'intégration de la production éolienne découlant du premier appel d'offres devrait ainsi être fixée à 346 MW, soit 35 % des 990 MW de puissance maximale raccordée. Sur cette base et en considérant la contribution de 33,3 M\$ proposée pour le Distributeur, le Projet entraîne un impact à la hausse important sur les tarifs. Il s'agit en fait d'un impact à la hausse sur les tarifs payés par l'ensemble des usagers existants du réseau de transport qui atteindrait 1,3*

---

<sup>21</sup> R-3631-2007, HQT-7, document 1, page 5

*% en 2012. De même, si l'on référerait, pour le calcul des revenus additionnels du Projet, à l'augmentation de l'énergie transitée sur le réseau plutôt qu'à la puissance garantie à la pointe, une conclusion similaire s'imposerait.*

*La déficience de revenus constatée est majeure. Elle représente l'équivalent des deux tiers des revenus escomptés. Cette déficience des revenus découlant du projet et l'augmentation anticipée des tarifs qui en découle, de par leur objet et leur ampleur, excèdent largement le cadre réglementaire établi par la décision D-2002-95.*

*Étant donné la prémisse sur laquelle est fondée la proposition du Transporteur, soit celle de la neutralité tarifaire du Projet, et la conclusion à laquelle la Régie en arrive dans sa décision, soit que les revenus additionnels escomptés ne couvrent pas les coûts additionnels qui seront encourus par le Transporteur pour le Projet, la Régie permet au Transporteur de compléter sa preuve au présent dossier et de présenter, au besoin, une nouvelle proposition. Comme il s'agit d'un premier cas d'espèce pour le Distributeur depuis l'instauration du cadre réglementaire découlant de la décision D-2002-95, la Régie juge nécessaire de faire l'examen de toute proposition ou avenue susceptible d'assurer la neutralité tarifaire du projet à l'intérieur du cadre réglementaire actuel, soit par voie de contribution financière plus élevée du client, d'engagement contractuel complémentaire ou autrement. À défaut, le Transporteur devra présenter une proposition quant au traitement de la déficience de revenus découlant du Projet, au besoin sous l'article 49, auquel cas la Régie avisera en conséquence.*

*La proposition du Transporteur devra permettre à la Régie de juger, au stade de l'autorisation préalable, dans quelle mesure les conditions nécessaires pour rencontrer le critère d'un actif prudemment acquis, telles qu'applicables dans le cas d'un projet d'investissement en croissance des besoins, sont réunies.*

*La Régie sera ouverte à entendre, à ce sujet, les représentations du Transporteur ainsi que celles des intervenants reconnus au présent dossier.»<sup>22</sup>*

De plus, le RNCREQ rappelle ce passage de la décision D-2011-166 dans le dossier R3742-2010. :

*« [26] Le Transporteur estime à 202,09 M\$ la valeur de la contribution exigible du Distributeur, montant inclus à l'Entente administrative concernant le raccordement des parcs éoliens retenus par le Distributeur dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2005-03.  
[27] Dans sa décision<sup>5</sup> autorisant le projet de raccordement des parcs du premier appel d'offres du Distributeur pour de l'énergie éolienne, la Régie avait réservé sa décision*

---

<sup>22</sup> D-2007-141, pages 24 et 25

*quant au calcul de la contribution et à son versement en attente d'une proposition du Transporteur pour finalement en reporter l'étude dans le cadre d'un dossier générique sur les ajouts au réseau et le suivi des engagements d'achats.*

*[...]*

*[29] Cependant, la Régie ne se prononce pas sur l'estimation de la contribution du Distributeur, ni sur les modalités de recouvrement de cette contribution puisque ces sujets feront l'objet de discussions dans le cadre d'un dossier générique à venir. »*

Ces considérations amènent le RNCREQ à se demander si la valeur des Frais reportés de 30,4 M\$ pour le projet d'intégration des parcs éoliens retenus dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2003-02 est reliée à la contribution estimée du Distributeur pour ce projet. Selon le RNCREQ il y a lieu de clarifier cette question lors des audiences.

Il faudrait savoir notamment de quelle façon la valeur des frais reportés ont été obtenue et s'il y a un lien entre les frais reportés et la contribution attendue du Distributeur pour ce projet.

## 5 IMPACT TARIFAIRE DES INVESTISSEMENTS PROJÉTÉS À L'HORIZON 2023

Le RNCREQ constate que depuis quelques dossiers tarifaires, le tableau présentant l'impact tarifaire des investissements projetés à l'horizon 2023 montre une augmentation importante du tarif annuel. Selon le RNCREQ, cette situation est inquiétante dans la mesure où une telle augmentation pourrait notamment avoir un impact sur la rentabilité des exportations. De plus, selon les principes relatifs aux investissements requis pour les ajouts au réseau de transport énoncés dans la décision D-2002-95, l'impact du montant total assumé par le Transporteur sera au pire, neutre pour tous les clients et, au mieux, favorable en réduisant le tarif de transport pour l'ensemble des clients, comme cela a été mentionné plus haut.

C'est dans ce contexte que le RNCREQ a demandé au Transporteur de fournir séparément l'impact tarifaire des investissements requis pour l'augmentation de la charge locale incluant le raccordement de la production éolienne, et l'impact tarifaire des investissements requis pour l'augmentation des besoins de point à point. L'objectif de l'intervenant est de cibler la provenance de la hausse prévue du tarif sur la période 2014-2023 et de s'assurer que les diverses catégories de clients assument leur juste part des coûts des ajouts au réseau. Il serait alors possible de cibler des mesures réglementaires ou autres qui pourraient être prises pour atténuer l'impact prévu

En réponse à cette demande, le Transporteur mentionne :

*« Le Transporteur présente à la pièce HQT-9, Document 1, au tableau à la page 29, l'impact tarifaire de l'ensemble des investissements projetés sans effectuer de segmentation selon les services de transport. Le Transporteur souligne qu'en vertu de l'article 73 de la Loi sur la Régie de l'énergie, les impacts tarifaires de chacun des projets requis, pour l'augmentation de la charge locale et pour l'augmentation des besoins de transport de point à point, sont présentés dans le cadre de demandes d'investissement spécifiques ».*<sup>23</sup>

La réponse du Transporteur n'est pas satisfaisante parce qu'elle ne permet pas d'expliquer la hausse de tarif relié à ces investissements et donc de faire une analyse appropriée. Le RNCREQ rappelle que dans sa décision D-2002-95, la Régie justifie la nécessité pour le Transporteur de fournir le tableau de l'impact tarifaire notamment pour prévenir des chocs tarifaires..

---

<sup>23</sup> HQT-14, document 8, page 10

*« Elle note aussi que, tenant compte de ces chiffres et des hypothèses du transporteur, ce dernier estime à moyen terme un impact tarifaire à la baisse. La Régie constate qu'effectivement, les tarifs peuvent demeurer relativement stables avec le niveau d'investissements prévus, et qu'il n'y a pas de danger de choc tarifaire prévisible. La preuve présentée permet à la Régie d'obtenir une vision à long terme du développement du réseau de transport afin de pouvoir voir venir les investissements massifs et de prévenir, le cas échéant, les chocs tarifaires, tel que requis par la décision D-2000-102. Elle retient que le niveau d'investissements prévus pour la période 1999-2008 n'est pas incompatible avec des tarifs stables autour du niveau actuel.*

*La Régie juge indispensable que le transporteur lui dépose des informations similaires à celles déposées dans le présent dossier. »*

Ainsi, pour la Régie, l'utilité d'un tableau montrant l'impact tarifaire des investissements projetés est de pouvoir voir venir un impact tarifaire important et de le prévenir le cas échéant. Selon le RNCREQ, cela ne peut se faire que par une connaissance plus précise de l'impact qui est attribuable de façon distincte à chacune des catégories de clients du Transporteur.

Selon le RNCREQ, le tableau montrant l'impact tarifaire des investissements projetés à l'horizon 2023 montre un impact tarifaire important et il y a lieu d'en connaître davantage sur les éléments qui provoquent cet impact.

Le RNCREQ entend revenir sur cette question lors des audiences orales.

## 6 CAPACITE DES INTERCONNEXIONS

En principe, le RNCREQ est favorable aux exportations d'électricité dans la mesure où elles permettent de remplacer une source d'énergie plus polluante. Dans ce contexte, le RNCREQ veut s'assurer que la capacité des interconnexions ne constitue pas une entrave aux possibilités d'exportation notamment pour le Distributeur qui fait face à des surplus importants.

Celui-ci mentionne en effet :

*"Par ailleurs, compte tenu des niveaux de réservation du service de transport ferme point à point faites par des tiers pour 2014, le Distributeur ne peut bonifier le scénario de revente en misant sur la récupération additionnelle de ces coûts au bénéfice de la charge locale. »<sup>24</sup>*

Le Transporteur présente un tableau montrant la Capacité de transfert en livraison pour les années 2011 et 2012.<sup>25</sup>

Cependant il précise :

*« Dans les tableaux 3 et 4, le Transporteur présente, à titre indicatif, la capacité de transfert des interconnexions en mode réception et en mode livraison pour les années 2011 et 2012 ...Les capacités de transfert indiquées à ces tableaux sont des capacités maximales de référence et non les capacités de transport fermes. »<sup>26</sup>*

En réponse à une demande de renseignements du RNCREQ visant à obtenir les capacités de transfert ferme en mode livraison, le Transporteur réfère l'intervenant à son site OASIS.<sup>27</sup>

L'information accessible sur le site du Transporteur est une carte montrant les chemins d'interconnexion avec la capacité maximale de chacun en mode livraison et en mode réception. Cette carte est reproduite ci-dessous. Le RNCREQ constate que la capacité maximale de transfert de chacun des chemins en mode livraison indiquée à la carte est la même que celle apparaissant au tableau mentionné plus haut sauf pour le chemin HQT-DER où la capacité indiquée à la carte est de 35 MW alors qu'au tableau elle est de 50 MW.

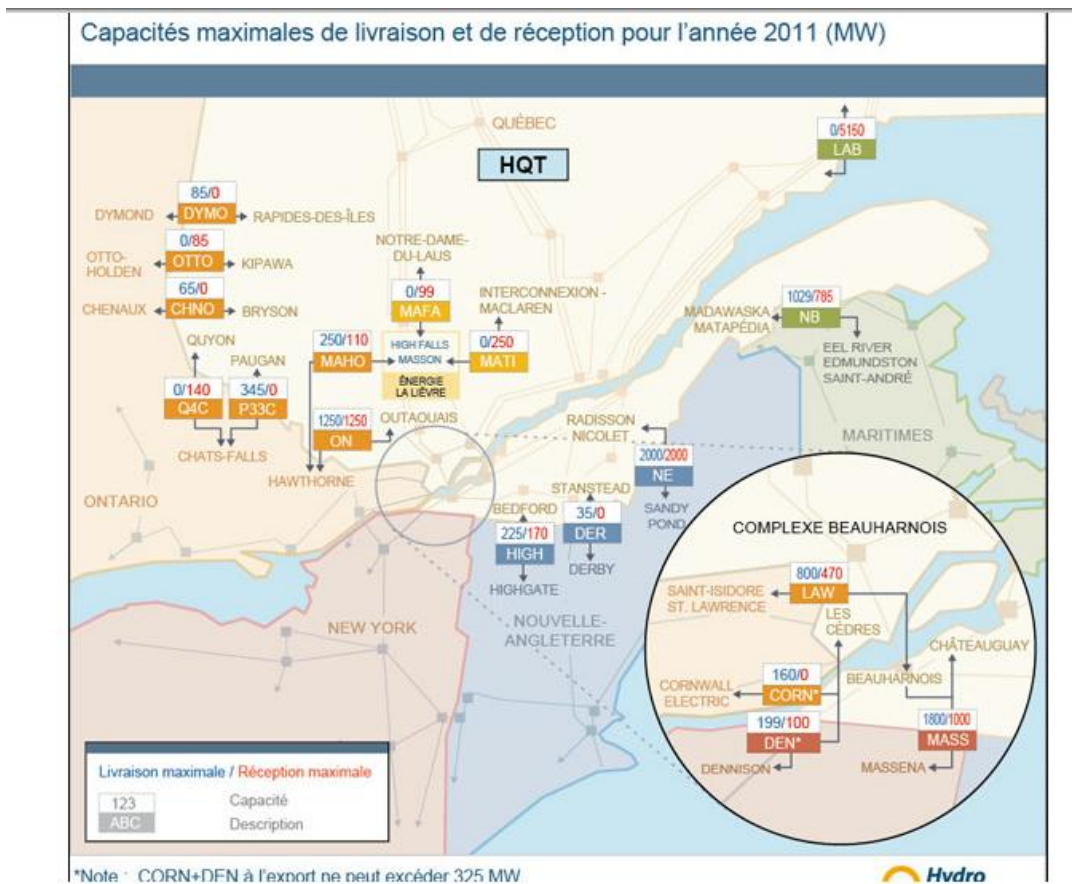
---

<sup>24</sup> R-3850-2013, HQD-1, document 1, p.10

<sup>25</sup> HQT-9, document 1, page 18

<sup>26</sup> HQT-9, document 1, page 16

<sup>27</sup> HQT-14, document 8, page 9



**Figure 6 : Chemins d'interconnexions et capacité maximale de transfert**

À partir de ces données, le RNCREQ présente le tableau 3 montrant la capacité de transfert de chacun des chemins apparaissant sur le site OASIS du Transporteur, l'énergie échangée en livraison pour l'année 2012<sup>28</sup> ainsi que le facteur d'utilisation résultant.

<sup>28</sup> HQT-9, document 1, page 19



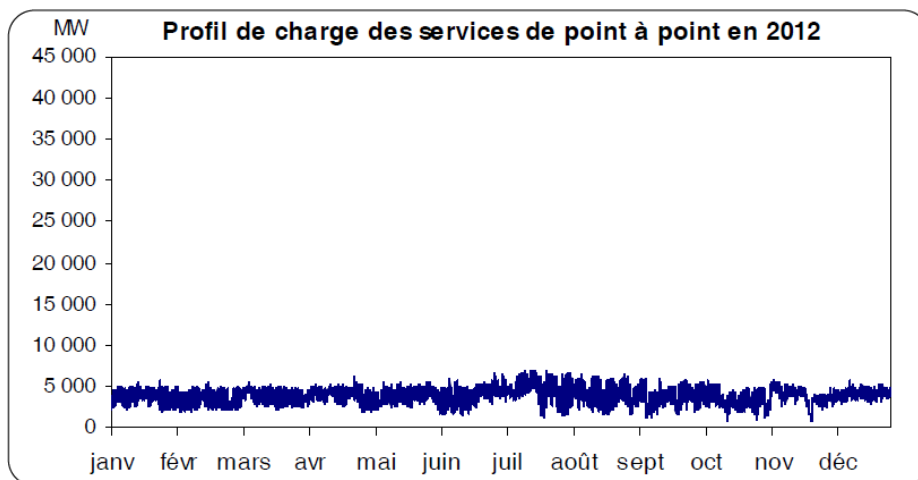
**Tableau 3 : Capacité de transfert, énergie transitée et facteur d'utilisation des interconnexions.**

	Chemins	Capacité		
		exportation	Livraisons 2012	FU
		MW	GWh	
Ontario	HQT-CHINO	65		
	HQT-DYMO	85		
	HQT-LAW	800		
	HQT-ON	1 250		
	HQT-P33C	345		
	Total	2 545	3 142	14%
New York et Cornwall	HQT-CORN <sup>1</sup>	160		
	HQT-DEN <sup>1</sup>	199	1 446	46%
	HQT-MASS	1 800	9 431	60%
Nouvelle-Angleterre	HQT-DER <sup>2</sup>	35	152	50%
	HQT-HIGH	225	1 470	75%
	HQT-NE	2 000	11 607	66%
Nouveau-Brunswick	HQT-NB	1 029	6 150	68%
<b>TOTAL</b>		<b>7 959</b>	<b>33 398</b>	<b>48%</b>
1 : HQT-9, document 1, page 18: CORN+DEN ne peut excéder 325 MW simultanément				
2: capacité du site OASIS				

Ce sont les chemins d'interconnexions HQT-HIGH (75%), HQT-NB (68%), HQT-NE (66%) et HQT-MASS (60%), qui ont un facteur d'utilisation les plus élevé sur une base annuelle. Mais la situation pourrait être différente sur une base mensuelle.

À cet effet, le RNCREQ présente la figure suivante tirée du rapport annuel du Transporteur pour l'année 2012<sup>29</sup>. Elle montre le profil de charge des services de point à point pour chacune des heures de l'année. On peut constater que le transit est assez stable sur toute l'année avec un transit légèrement plus élevé pour les mois de juillet et août.

<sup>29</sup> Rapport annuel au 31 décembre 2012, HQT-1, document 10, page 4



**Figure 7 : Profil de charge des services de point à point en 2012**

Par ailleurs, le Transporteur identifie les réservations confirmées pour l'année 2014<sup>30</sup>. En vue de connaître les possibilités résiduelles d'exportation, notamment pour le Distributeur, le RNCREQ a demandé au Transporteur de fournir la capacité de transfert disponible. La réponse du Transporteur réfère l'intervenant à son site OASIS<sup>31</sup>, mais étant donné que ce site n'est pas accessible pour l'intervenant, le RNCREQ présente le tableau suivant qui montre la capacité de transfert disponible sur les principaux chemins d'interconnexion. L'évaluation de la capacité est obtenue en faisant la différence entre la capacité de transfert en mode livraison et la capacité des réservations confirmées.

**Tableau 4 : Capacité de transfert, réservations et capacité disponible sur les interconnexions.**

<sup>30</sup> HQT-10, document 2, page 7

<sup>31</sup> HQT-14, document 8, page 10

		Capacité en livraison	réservations 2014		Disponibilité
			HQP	Autres	
		MW	MW	MW	MW
Ontario	HQT-ON	1250	1250		0
New York	HQT-MASS	1800	1200	250,8	349,2
Nouvelle-Angleterre	HQT-NE	2000	1200	257,45	542,55
Nouveau-Brunswick	HQT-NB	1029			1029
					<b>1920,75</b>

Le tableau indique qu'il y aurait une capacité de transfert total de plus de 1900 MW, dont plus de 1000 MW vers le Nouveau-Brunswick. On peut donc conclure que les possibilités d'exportation des surplus du Distributeur seraient principalement vers le Nouveau-Brunswick, mais également vers la Nouvelle-Angleterre et New York.

Concernant ce le chemin HQT-NB, il a été montré au tableau 3 que, même sans réservation, il est utilisé à un facteur d'utilisation de 68%. Il y a donc lieu de s'interroger sur la possibilité que le Distributeur puisse utiliser ce chemin. Si on exclut ce marché, on peut constater que les possibilités d'exportation du Distributeur sont relativement limitées.

Cette conclusion est basée sur les informations dont dispose le RNCREQ actuellement. Elle pourra être précisée suite aux nouvelles informations qui seront fournies lors des audiences

## 7 CONCLUSIONS

Concernant les indices de performance CNE/Capacité du réseau et coût total excluant les taxes/Capacité du réseau, le RNCREQ conclut que la présentation de la performance du Transporteur en prenant l'année 2008 comme référence montre une performance nettement moins reluisante que celle obtenue en prenant l'année 2001 comme référence. L'intervenant conclut également que l'illustration de l'évolution des indices en prenant des données plus récentes comme référence présente une meilleure image de la situation actuelle et prévu à court terme. Ainsi le RNCREQ recommande à la Régie d'exiger que le Transporteur présente une figure montrant l'évolution de ces indices à partir de l'année 2001 et une autre figure montrant l'évolution de ces indices en prenant comme référence une année plus récente. Le RNCREQ recommande une présentation incluant les cinq dernières années d'historique et deux années de prévision.

Concernant les autres sujets traités par le RNCREQ, les informations fournies par le Transporteur dans sa preuve initiale et en réponse aux demandes d'informations ne permettent pas au RNCREQ de formuler des conclusions définitives sur plusieurs sujets qu'il a traités.

L'intervenant n'a pas contesté les réponses du Transporteur car il considère que des informations ou des précisions supplémentaires pourront être fournies lors des audiences orales ce qui lui permettra de préciser ses conclusions et recommandations lors de la présentation orale de sa preuve et dans son argumentation.