

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2006-66

R-3549-2004

18 avril 2006

---

**PRÉSENTS :**

M<sup>e</sup> Benoît Pepin, LL.M.

M. François Tanguay

M. Richard Carrier, B.Sc. (Écon.), M.A. (Écon.)

Régisseurs

---

**Hydro-Québec**

Demanderesse

et

**Intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante**

Intervenants

---

**Décision sur la Phase 2 : répartition du coût de service,  
tarifs et conditions de service**

*Demande relative à la modification des conditions des  
services de transport d'Hydro-Québec*

**Intervenants :**

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ);
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ);
- Brascan Énergie Marketing Inc. (BEMI);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Option consommateurs (OC);
- Ontario Power Generation (OPG);
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

## TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION.....	4
2.	SUIVIS DE LA PHASE 1 .....	5
2.1	Réglementation incitative et performance du transporteur.....	5
2.2	Procédure accélérée d'examen des plaintes.....	6
3.	RÉPARTITION DES COÛTS.....	7
3.1	Répartition des coûts par fonction.....	8
3.2	Répartition des coûts par composante .....	13
3.3	Répartition des coûts par service .....	18
4.	TARIFS.....	22
4.1	Tarif de long terme .....	22
4.2	Tarifs de court terme.....	24
4.3	Politique de rabais.....	25
5.	SERVICES COMPLÉMENTAIRES.....	28
5.1	Services de Réglage de tension et de maintien des réserves tournante et arrêtée... 28	
5.2	Service de Réglage de fréquence.....	31
5.3	Services de Compensation d'écart de livraison et de réception.....	32
5.4	Application aux services de transport de point à point.....	33
5.5	Services complémentaires pour la charge locale.....	34
6.	CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ.....	34
6.1	Ajouts au réseau.....	35
6.2	Priorités d'utilisation des interconnexions.....	43
6.3	Énergie d'urgence.....	46
6.4	Convention de service de transport de point à point.....	48
6.5	Autres.....	48
7.	RÉTROACTIVITÉ .....	49
7.1	Rétroactivité des tarifs des services de transport d'électricité.....	49
7.2	Rétroactivité des tarifs des services complémentaires .....	50
7.3	Rétroactivité des Conditions de services de transport d'électricité.....	51
8.	ARTICLE 75.....	52
	ANNEXE A – Politique accélérée d'examen des plaintes .....	55
	ANNEXE B – Tarifs des services de transport .....	57
	ANNEXE C – Tarifs des services complémentaires .....	59
	ANNEXE D – Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec.....	61

## 1. INTRODUCTION

Le 30 septembre 2004, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) en vertu des articles 31, 32, 48, 49, 50, 51 et 164.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>1</sup> (la Loi) une demande relative à la modification de ses tarifs et conditions de service. La Régie procède à l'étude du dossier tarifaire 2005 du Transporteur en deux phases.

Le 31 mars 2005, la Régie rend la décision D-2005-50, relative à la Phase 1 du dossier, portant sur la détermination du revenu requis du Transporteur pour l'année tarifaire 2005. Le 15 avril 2005, la Régie émet sa décision finale D-2005-63 sur le revenu requis.

Le 23 juin 2005, le Transporteur dépose une demande amendée ainsi que la preuve concernant la Phase 2 de son dossier tarifaire 2005. Les conclusions recherchées sont les suivantes :

*« ACCUEILLIR la présente demande révisée portant sur la Phase 2 de la cause tarifaire 2005 du Transporteur;*

*RECEVOIR le rapport final du Transporteur sur sa politique transitoire de rabais pour la période du 15 janvier 2003 au 14 janvier 2004 déposé auprès de la Régie comme pièce HQT-2, Document 3;*

*APPROUVER la procédure accélérée d'examen des plaintes du Transporteur déposée auprès de la Régie comme pièce HQT-2, Document 4;*

*APPROUVER la méthode de répartition du coût du service de transport utilisée par le Transporteur ainsi que les résultats présentés en preuve, à la section HQT-3, pour les fins d'établissement des tarifs des services de transport pour l'année tarifaire 2005;*

*MODIFIER les tarifs de transport d'électricité du Transporteur applicables à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005 tels que présentés à la section HQT-4 de la preuve de façon à ce qu'ils génèrent des revenus de 2 591,0 M\$, pour permettre de rencontrer le coût total de la prestation du service, incluant l'atteinte du taux de rendement autorisé;*

---

<sup>1</sup> L.R.Q., c. R-6.01.

*APPROUVER les conditions des services de transport telles que proposées en vertu des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec déposés en preuve auprès de la Régie comme pièce HQT-5, Document 3;*

*AUTORISER le Transporteur à appliquer les tarifs de transport et les conditions des services de transport d'Hydro-Québec résultant de la décision à être rendue sur la présente demande révisée de façon rétroactive, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005. »*

Le 11 juillet 2005, le Transporteur dépose la pièce révisée HQT-2, document 4, relative à la procédure accélérée d'examen des plaintes. Ce même jour, la Régie demande au Transporteur de déposer au dossier pour examen une politique de rabais selon les critères énoncés dans sa preuve. Le 10 août 2005, le Transporteur dépose une telle politique comme pièce HQT-2, document 5.

Le 14 octobre 2005, le Transporteur révisé certaines pièces de sa preuve<sup>2</sup>. Puis, la Régie reporte au 18 octobre 2005 le dépôt des preuves des intervenants.

L'audience se déroule sur 11 jours, du 14 au 30 novembre 2005. Les 28, 29 et 30 novembre sont consacrés aux argumentations des parties et à la réplique du Transporteur. La Régie entreprend son délibéré le 30 novembre 2005.

## **2. SUIVIS DE LA PHASE 1**

### **2.1 RÉGLEMENTATION INCITATIVE ET PERFORMANCE DU TRANSPORTEUR**

Dans la décision D-2005-50 relative à la Phase 1, la Régie s'exprime sur l'étude de la réglementation incitative pour le Transporteur.

*« La Régie considère enfin que la mise en place d'une réglementation incitative est une étape importante de l'évolution de la réglementation. Elle accepte la proposition de mettre sur pied un groupe de travail sur l'élaboration d'un régime de réglementation incitative du Transporteur. Ce groupe de travail produira son rapport à la Régie à la fin de l'année 2005. Puisque la Régie poursuit l'objectif d'examiner la question sur un horizon plus court que le*

---

<sup>2</sup> Pièces HQT-5, document 3, HQT-2, documents 1, 4, 2 et 5, HQT-3, documents 2 à 6 et HQT-4, documents 1 et 2.

*Transporteur, elle demande à ce dernier de soumettre un plan de travail et les modalités de fonctionnement de ce groupe de travail lors de la Phase 2 du présent dossier. Elle encourage le Transporteur à continuer dans cette voie de collaboration avec les intervenants afin de se donner les meilleures chances de mettre en place un outil de réglementation approprié, qui permette de créer un régime incitatif fonctionnel et durable.*

*La Régie souligne que ce groupe de travail ne doit pas se limiter au seul examen de la détermination du rendement à l'actionnaire. Son examen peut englober l'ensemble des incitatifs portant sur la gestion, les dépenses d'opération, les investissements et le rendement. » (page 8)*

Le Transporteur réitère, en Phase 2, qu'il déposera à la fin de 2005 un rapport présentant le résultat de ses réflexions et qu'il proposera alors un plan de travail à la Régie et aux intervenants, de même que les modalités de fonctionnement d'un groupe de travail constitué à cette fin. À l'audience, la Régie prend acte de la disponibilité du Transporteur, en début 2006, à rencontrer les intervenants en vue d'initier les travaux d'un tel groupe de travail. Le 6 janvier 2006, le Transporteur dépose son « Rapport sur la Réglementation de la performance ». **À la suite de ce dépôt, la Régie informe les participants que la formation au présent dossier les convoquera sous peu à une rencontre préparatoire pour assurer le suivi des travaux demandés par la décision D-2005-50<sup>3</sup> portant sur la réglementation incitative et la performance du Transporteur.**

## 2.2 PROCÉDURE ACCÉLÉRÉE D'EXAMEN DES PLAINTES

Dans sa décision D-2002-95<sup>4</sup>, la Régie demandait au Transporteur de soumettre une proposition de modification à la procédure d'examen des plaintes approuvée par la décision D-98-25<sup>5</sup> pour en prévoir le traitement d'urgence. La Régie doit approuver cette procédure conformément à l'article 87 de la Loi.

La procédure proposée prévoit que pour toute question relative au rejet d'une demande de service de transport, dont le début est prévu dans un délai de moins de 90 jours, le client doit contacter le délégué commercial. Si aucune entente n'intervient, il peut présenter une plainte écrite au Transporteur. Le client reçoit une réponse à sa plainte dans un délai de cinq jours ouvrables qui suit la réception de la plainte et est informé du droit de recours devant la Régie.

<sup>3</sup> Dossier R-3549-2004, 31 mars 2005, pages 8 et 18.

<sup>4</sup> Dossier R-3401-98, 30 avril 2002, page 354.

<sup>5</sup> Dossier R-3392-97, 13 mai 1998.

BEMI, le seul client du Transporteur ayant témoigné devant la Régie, reconnaît le caractère raisonnable du délai de cinq jours proposé.

Seul commentaire sur cette proposition, la FCEI propose d'en clarifier le texte pour qu'il se lise « ... *il peut présenter à ce dernier une plainte. Cette plainte doit être déposée par écrit...* ». Ce changement vise à rendre explicite que la plainte doit obligatoirement être écrite.

**La Régie approuve la procédure accélérée d'examen des plaintes du Transporteur, telle que présentée à la pièce HQT-2, document 4, page 3, en incluant l'amendement proposé par la FCEI.**

**La Régie ordonne au Transporteur d'afficher le texte de la procédure accélérée d'examen des plaintes jointe comme Annexe A à la présente décision sur son site OASIS dans les meilleurs délais.**

### **3. RÉPARTITION DES COÛTS**

En suivi des décisions D-2002-95<sup>6</sup> et D-2004-206<sup>7</sup>, le Transporteur soumet une méthodologie de répartition de son coût de service et en fournit les résultats pour les années 2001 à 2005. Pour l'année 2005, la méthodologie est appliquée au revenu requis approuvé par la Régie en Phase 1, soit 2 591,0 M\$. Elle comporte les trois étapes généralement reconnues dans la répartition du coût de service, soit la répartition des coûts par fonction, puis selon les composantes puissance, énergie et abonnement et l'allocation des coûts entre les catégories tarifaires assimilées ici aux services de transport.

De plus, la méthodologie proposée respecte, selon le Transporteur, les principes suivants :

- le traitement équitable de la clientèle;
- la relation de causalité entre les coûts encourus et les clientèles desservies;
- la simplicité et la précision des méthodes.

<sup>6</sup> Dossier R-3401-98, 30 avril 2002.

<sup>7</sup> Dossier R-3549-2004, 6 octobre 2004.

### 3.1 RÉPARTITION DES COÛTS PAR FONCTION

Conformément à la décision D-2002-95, les fonctions et sous-fonctions considérées par la Régie dans cette première étape de sa répartition des coûts sont les suivantes :

- Raccordements des centrales
  - Postes élévateurs
  - Lignes de raccordement
- Réseau
  - Transport très haute tension (THT)
  - Transport 450 kV
  - Transport haute tension (HT)
- Raccordements des clients
  - Postes abaisseurs
  - Raccordements des clients haute tension
- Interconnexions
  - Churchill Falls
  - Autres interconnexions
- Centre de conduite du réseau (CCR) et centre de téléconduite (CT)
- Soutien

#### 3.1.1 RÉPARTITION DE LA BASE DE TARIFICATION

Le Transporteur répartit sa base de tarification de 14 840,6 M\$ entre les différentes fonctions et sous-fonctions selon les actifs au 31 décembre 2005.

L'écart entre la base de tarification au 31 décembre 2005 et celle approuvée en Phase 1 selon les moyennes des 13 soldes de 14 657,1 M\$ se chiffre à 183,5 M\$. Cet écart risque de s'amplifier étant donné l'importance des investissements à venir.

Le Transporteur indique que les données mensuelles des immobilisations en exploitation et des actifs incorporels découpées par fonction du réseau ne sont pas disponibles, puisque ces données ne sont pas suivies de la sorte dans sa gestion courante. Il mentionne que, même dans l'hypothèse où le système comptable était adapté, un travail extracomptable serait nécessaire pour effectuer un exercice précis. Le Transporteur allègue qu'un tel découpage nécessiterait un travail d'envergure qui ne serait pas justifié, compte tenu du niveau de précision adéquat que procure son approche.



La Régie doit pouvoir identifier les éléments d'actifs qui se retrouvent dans chaque fonction et sous-fonction pour pouvoir en apprécier l'évolution, notamment lorsque la méthodologie de répartition des coûts fait intervenir des critères de répartition différents selon les fonctions.

La Régie comprend qu'une répartition de la base de tarification sur la base de la moyenne des 13 soldes requiert des efforts importants et un délai pour la mise à jour du système comptable du Transporteur. Toutefois, une fois cette mise à jour réalisée, le travail extracomptable du Transporteur s'en trouvera facilité. Cette opération se soldera par un gain en temps et une plus grande précision dans l'exercice de répartition des coûts.

**La Régie accepte la répartition des coûts fondée sur la base de tarification au 31 décembre. À l'avenir, la Régie souhaite raffiner la répartition des coûts et que le Transporteur explore, dès à présent, les moyens d'assurer la cohérence entre son système comptable et sa méthodologie de répartition des coûts réels et prévisionnels. Elle demande au Transporteur de lui soumettre le résultat de cet exercice lors de son prochain dossier tarifaire.**

### **3.1.2 FONCTIONS SOUTIEN ET CENTRE DE CONDUITE DU RÉSEAU ET CENTRE DE TÉLÉCONDUITE (CCR/CT)**

Le Transporteur propose de répartir les coûts liés aux fonctions Soutien et CCR/CT entre les quatre fonctions principales du réseau au prorata de leurs actifs nets. Du point de vue du Transporteur, cette approche permet une estimation plus juste des coûts liés aux fonctions de transport et respecte l'orientation donnée par la Régie pour la fonction Soutien. **Pour la Régie, ce type de répartition se justifie, pour la fonction Soutien, par la nature des coûts de cette fonction<sup>8</sup>.**

Quant au CCR/CT, ces installations jouent un rôle unique et primordial au sein du réseau de transport. Elles rendent un service continu à toutes les heures de l'année, quel que soit le niveau de la demande.

*« Pour réaliser leur mission de base, soit assurer l'équilibre offre-demande en temps réel sur le réseau de transport, les fonctions CCR et CT doivent non seulement permettre le contrôle du transit sur le réseau de transport, mais elles doivent également assurer la gestion des capacités de transport, le maintien de la stabilité du réseau, le réglage des niveaux de tension et l'application de*

<sup>8</sup> Décision D-2002-95, dossier R-3401-98, 30 avril 2002, page 214.

*configurations sécuritaires, le tout de façon à assurer l'exploitation optimale du réseau de transport. »<sup>9</sup>*

Ces caractéristiques particulières des équipements des centres de conduite et de téléconduite amènent la Régie à les maintenir comme fonction distincte. La Régie retient toutefois la proposition du Transporteur de répartir les coûts de cette fonction au prorata des immobilisations nettes des autres fonctions. Cette approche permet de prendre en compte la nature particulière de ces installations et leur finalité qui est d'assurer la gestion en tout temps de l'ensemble des installations de transport et l'alimentation fiable du réseau.

### 3.1.3 ÉQUIPEMENTS DE TRANSPORT ASSOCIÉS À LA PRODUCTION

Dans la décision D-2002-95<sup>10</sup>, la Régie faisait ressortir la nécessité de porter une attention particulière à certaines installations, dont les équipements associés aux centrales de production.

Dans sa demande, le Transporteur propose de ne considérer que les postes élévateurs et les lignes de raccordement comme équipements de transport associés à la production. Ces deux sous fonctions sont définies comme suit :

*« Sous-fonction Postes élévateurs : les postes élévateurs assurant la transformation de la puissance à un niveau supérieur de tension afin de transiter de façon optimale l'électricité sur le réseau de transport;*

*Sous-fonction Lignes de raccordements : les lignes à haute et très haute tension reliant les centrales de production au réseau de transport »<sup>11</sup>.*

Le Transporteur indique qu'il ne peut segmenter son réseau afin d'identifier d'autres tronçons de ligne et postes servant exclusivement au raccordement des centrales puisque les autres équipements ont une fonction de transport sur le réseau, lequel est conçu, planifié et exploité de façon intégrée<sup>12</sup>.

<sup>9</sup> Pièce HQT-6, document 1, page 34.

<sup>10</sup> Décision D-2002-95, dossier R-3401-98, 30 avril 2002, page 212.

<sup>11</sup> Pièce HQT-3, document 1, page 13.

<sup>12</sup> Pièce HQT-6, document 1, page 48.

La conception, la planification et l'exploitation du réseau de transport de façon intégrée ne sont pas mises en cause par le choix d'une répartition des coûts par fonction. Toutefois, si toutes ces installations restent destinées à transporter l'électricité, leurs caractéristiques amènent la Régie à se questionner sur le choix du Transporteur d'un seul inducteur de coût applicable à toutes les fonctions.

À cet égard, la Régie note que le concept d'équipement de transport associé à la production est utilisé ailleurs dans la répartition du coût de service, comme en témoigne l'expert de OC<sup>13</sup>. La Régie constate également que ce concept a été examiné par Hydro-Québec dans le passé<sup>14</sup>.

**La Régie porte une attention particulière à la notion d'équipement de transport associé à la production en raison des caractéristiques propres au réseau, notamment son étendue géographique, le rôle particulier de certaines lignes et la nature essentiellement hydraulique du parc de production.** Ainsi, si les centrales n'avaient pas été construites, les équipements de transport associés, dont une très grande partie des lignes THT, n'auraient pas été requis. Le rôle de ces équipements est d'intégrer la production électrique des centrales vers les centres de consommation, ce qui explique que leur flux électrique soit, pour l'essentiel, à sens unique.

Les équipements regroupés dans la fonction Raccordements des centrales, comprenant les postes élévateurs et les lignes de raccordement, possèdent ces caractéristiques et constituent, de ce fait, des équipements de transport associés à la production. Pour la Régie, d'autres équipements respectent également ce critère.

Il en est ainsi des lignes THT depuis l'interconnexion avec Churchill Falls qui sont utilisées exclusivement en mode réception<sup>15</sup>. Même si des charges de faible ampleur par rapport à la capacité des lignes sont alimentées au passage par le réseau THT<sup>16</sup>, il n'a pas été démontré que l'alimentation de ces charges en a justifié la construction.

Il en est de même de la ligne à courant continu à 450 kV qui sert exclusivement à intégrer la production de la centrale LG-2A au réseau<sup>17</sup>. Avant le poste Nicolet, à proximité de Trois-Rivières, aucune charge n'est desservie par la ligne. La ligne à 450 kV répond donc aux caractéristiques des équipements associés à la production.

<sup>13</sup> Pièce OC-1, page 14.

<sup>14</sup> Pièces ACEF de Québec-4 et 5.

<sup>15</sup> Notes sténographiques (NS), volume 3, page 44.

<sup>16</sup> NS, volume 3, page 45.

<sup>17</sup> NS, volume 3, page 47.

De même, le Transporteur confirme à l'audience que les lignes à 735 kV provenant de la Baie-James sont requises pour intégrer au réseau l'ensemble de la production éloignée provenant de cette région<sup>18</sup>. Elles répondent donc également à ce critère.

En contrepartie, quant au rôle de la boucle autour de Montréal et des lignes à 735 kV entre Québec et Montréal, le Transporteur explique que ces équipements sont requis, non pas pour intégrer la production au réseau mais pour en alimenter la charge. Il confirme également que le flux sur la boucle autour de Montréal et sur les lignes THT entre Montréal et Québec peut s'inverser. À ce titre, ces équipements ne peuvent être associés à la production.

*« [...] tout le corridor des lignes à 735 KV entre Québec et Montréal et la boucle autour de Montréal a principalement pour but d'alimenter la charge locale. »<sup>19</sup>*

Ainsi, les lignes THT provenant des complexes de production hydroélectriques, autres que les lignes à 735 kV autour de Montréal et reliant Montréal et Québec, ont pour rôle d'acheminer la production des centrales vers les centres de consommation. Elles répondent donc au critère au même titre que les équipements composant la fonction Raccordements des centrales et sont des équipements de transport associés à la production.

**En conclusion, la Régie accepte la répartition des coûts par fonction proposée par le Transporteur, à l'exception de celle relative aux équipements de transport associés à la production.**

**La Régie considère, aux fins de la répartition des coûts, comme équipements de transport associés à la production, les équipements inclus dans les fonctions et sous-fonctions suivantes :**

- **la fonction Raccordements des centrales;**
- **la sous-fonction Réseau THT, déduction faite des lignes à 735 kV entre Montréal et Québec et de la boucle autour de Montréal;**
- **la sous-fonction Réseau 450 kV; et**
- **la sous-fonction Churchill Falls de la fonction Interconnexions.**

Le Transporteur pourra apporter dans le futur les raffinements nécessaires aux données servant à déterminer, en application du critère choisi par la Régie, les équipements de transport associés à la production.

<sup>18</sup> NS, volume 3, pages 51 et 52.

<sup>19</sup> NS, volume 3, pages 50 et 51.

### 3.2 RÉPARTITION DES COÛTS PAR COMPOSANTE

La répartition des coûts par composante est examinée successivement pour les fonctions, sous-fonctions ou regroupements suivants :

- Équipements de transport associés à la production;
- Réseau de transport THT (Boucle de Montréal et lignes à 735 kV entre Montréal et Québec) et Réseau de transport HT;
- Interconnexions - Autres; et
- Raccordements des clients.

Cette répartition est effectuée en fonction de l'énergie et de la puissance, la Régie ayant conclu, dans la décision D-2002-95, que l'identification de frais spécifiques d'abonnement est peu utile en raison de leur part minime du coût de service<sup>20</sup>.

#### 3.2.1 ÉQUIPEMENTS DE TRANSPORT ASSOCIÉS À LA PRODUCTION

Le Transporteur propose, pour le coût des équipements de Raccordements des centrales, une allocation en puissance à raison de 100 %. Le Transporteur affirme, à plusieurs reprises, que sa planification est basée sur la pointe annuelle et que la capacité des équipements est dimensionnée en fonction de cette puissance. Il affirme également que la puissance est son seul inducteur de coût.

Dans un scénario alternatif présenté à la demande de la Régie, le Transporteur répartit, à raison de 60,14 % à l'énergie et de 39,86 % à la puissance, les coûts de la fonction Raccordements des centrales. Ces facteurs sont calculés par le Transporteur à partir de l'énergie totale consommée et de la pointe coïncidente du réseau de transport<sup>21</sup>. Ils excluent la contribution de l'interconnexion Churchill Falls. En incluant cette dernière, ces facteurs de répartition sont de 61,16 % énergie et 38,84 % puissance.

La Régie comprend que la notion de puissance de pointe sur laquelle le Transporteur base sa planification annuelle est un inducteur de coût important. Toutefois, elle considère que d'autres facteurs que l'appel de puissance en pointe sont à prendre en compte aux fins de la répartition des coûts.

---

<sup>20</sup> Décision D-2002-95, dossier R-3401-98, 30 avril 2002, page 213.

<sup>21</sup> Pièce HQT-3, document 7, pages 8 et 13.

L'expert de l'AQCIE/CIFQ résume bien la complexité du problème :

*«... the transmission system is driven by lot of other things that occurred like reliability, like contingencies and all these are a lot more complex than just I want to meet my peak demand, it's a component to the system. You change where the generator is going to be located, your peak demand is exactly the same, your transmission system is completely different »<sup>22</sup>.*

De même, l'expert de l'AIEQ explique l'impact de la distance sur les caractéristiques des équipements :

*« Évidemment, c'est clair que lorsqu'un réseau de transport doit véhiculer l'énergie sur de longues distances, bien, il va y avoir des caractéristiques différentes tant au niveau de sa conception qu'au niveau de son coût »<sup>23</sup>.*

Le Transporteur planifie ses installations en fonction de la localisation des sources de production et la fiabilité du réseau de transport est une préoccupation dominante pour lui.

*« Je dirais que le réseau d'Hydro-Québec s'est grandement amélioré si on compare au début des années quatre-vingt-dix (90). Donc si on revient, quatre-vingt-huit (88), quatre-vingt-neuf (89), pour ceux qui se rappellent de nos deux pannes générales successives, qui ont créé une certaine, en tout cas, disons un impact majeur à Hydro-Québec, il y a eu la mise sur pied d'un programme important d'amélioration, que j'ai noté tout à l'heure, le programme AFRT, Amélioration de la fiabilité du réseau de transport. Mais même depuis ce temps-là, Hydro-Québec a continué à investir beaucoup dans la simulation de réseaux, dans les automatismes »<sup>24</sup>.*

Ces programmes de fiabilité ont nécessité des investissements considérables et profitent, non pas à la seule heure de pointe, mais à toutes les heures de l'année. Le coût des investissements en fiabilité doit être considéré à sa juste mesure dans la répartition du coût de service du Transporteur.

Il apparaît ainsi qu'en plus de la puissance à la pointe, les dépenses en fiabilité et la distance liée à la localisation des centrales de production en expliquent les coûts.

<sup>22</sup> NS, volume 4, page 60.

<sup>23</sup> NS, volume 8, page 114.

<sup>24</sup> NS, volume 1, page 50.

L'ACEF de Québec souligne que le Transporteur n'a pas démontré qu'il existe une relation linéaire entre les coûts encourus et la demande de pointe.

L'expert d'UC mentionne également qu'on ne peut se permettre d'utiliser, sans démonstration, les puissances annuelles à la pointe comme seul paramètre de répartition des coûts. Selon ce dernier, il faut s'assurer que tous les utilisateurs participent équitablement à la couverture des coûts, que ces utilisations se produisent au moment de la pointe annuelle ou aux autres heures de l'année<sup>25</sup>. Il recommande à cet égard de répartir les coûts de transport selon la méthode des 12 pointes coïncidentes (12-PC). À défaut, il recommande d'utiliser la méthode du facteur d'utilisation (FU). L'ACEF de Québec partage cette position.

Bien qu'acceptant la proposition du Transporteur pour ces équipements, l'expert d'OC complète sa preuve sur le sujet avec le commentaire suivant :

*«... generation integration costs are often considered to be "generation" costs ... Their inclusion as transmission cost by HQT arises as a result of the statutory definition of transmission. As generation costs, the costs of these facilities would likely be classified as both energy and demand-related »<sup>26</sup>.*

La pratique nord-américaine réfère à la possibilité de répartir les coûts de transport en énergie et en puissance lorsque les coûts des équipements de production sont répartis sur cette base<sup>27</sup>. Selon cette approche, une part des coûts de transport est présumée être encourue pour desservir de façon fiable l'appel de puissance moyen des clients tout au long de l'année, soit la portion énergie, et l'excédent de ces coûts est présumé encouru pour satisfaire l'appel de puissance à la pointe. Les méthodes de ce type sont généralement établies à partir de la méthode du facteur d'utilisation du réseau.

Selon la Régie, la finalité du réseau est d'assurer le transport de l'électricité, de façon fiable à tous les utilisateurs, et ce durant toutes les heures de l'année. **En raison de l'importance des équipements associés à la production dans le réseau du Transporteur et de la nature de la production qu'ils acheminent, la Régie conclut à l'inclusion d'une composante énergie dans la répartition des coûts des équipements de transport associés à la production. L'énergie transitée dessert aussi bien les besoins de pointe que ceux des autres périodes de l'année. Pour déterminer la composante énergie, la Régie privilégie la méthode du facteur d'utilisation qui alloue à l'énergie une part des coûts égale au**

<sup>25</sup> Pièce UC-2, page 12.

<sup>26</sup> Pièce OC-1, page 34.

<sup>27</sup> Pièce Régie-1, APPA, page 1X-7 et NARUC, page 75.

**facteur d'utilisation mesuré en fonction de la pointe du réseau. Cette méthode prend également en compte une composante puissance permettant de refléter les coûts supplémentaires encourus en pointe pour desservir les clients.**

Cette approche reflète la mission du Transporteur et les caractéristiques essentielles du réseau de transport. Pour la détermination des composantes puissance et énergie du coût de service du Transporteur, la Régie retient le facteur d'utilisation déterminé à partir de l'énergie totale et de la pointe coïncidente, incluant l'interconnexion Churchill Falls. La Régie retient comme facteur de répartition les pourcentages de 61 % pour la composante énergie et 39 % pour la composante puissance.

### **3.2.2 RÉSEAU DE TRANSPORT THT (BOUCLE DE MONTRÉAL ET LIGNES À 735 KV ENTRE MONTRÉAL ET QUÉBEC) ET RÉSEAU HAUTE TENSION**

Le Transporteur propose que le coût de ces équipements soit alloué en puissance à 100 %. Ces actifs sont associés au transport pour l'alimentation de la charge. **Tel que mentionné dans la décision D-2002-95, page 213, cette vocation charge justifie, pour la Régie, leur répartition en puissance à 100 %.**

### **3.2.3 INTERCONNEXIONS - AUTRES**

Le Transporteur propose, pour des motifs de stabilité, d'allouer en puissance 100 % des coûts de la sous-fonction Interconnexions – Autres et de retenir, comme critères de répartition des coûts, les capacités d'interconnexion à l'importation et les capacités d'interconnexion à l'exportation. L'approche proposée par le Transporteur est acceptée par OC<sup>28</sup>, UC<sup>29</sup> et l'ACEF de Québec<sup>30</sup>.

La Régie constate que la proposition du Transporteur résulte en une allocation des coûts indépendante de l'utilisation de ces installations. Quel que soit le niveau de réservation du service de point à point de long terme, le coût attribué à ce service avoisine le montant de 80 M\$. Face à cette préoccupation, soulevée par la Régie en audience, l'expert d'OC, bien qu'appuyant la méthode proposée par le Transporteur, s'exprime comme suit :

*«... it is hard to go back and look at how, why things were built twenty (20), thirty (30), how many years ago, you can't assign cost responsibility to contracts that no*

<sup>28</sup> Pièce OC-1, page 43 (avec une modification à l'allocation proposée).

<sup>29</sup> Pièce UC-2, page 19.

<sup>30</sup> Pièce ACEF de Québec-2, page 16.



*longer exist now, you have to look at the customers that are using the system now and how are we going to apportion cost responsibility to those »<sup>31</sup>.*

Bien que le concept d'allouer le coût des interconnexions en fonction des capacités de transfert totales destinées à l'importation et à l'exportation ait recueilli l'adhésion d'une majorité de participants, la Régie se questionne sur la raisonnable de cette proposition en relation avec la répartition des coûts des autres composantes du réseau. Elle considère qu'une telle méthode s'apparente à une attribution spécifique des coûts de la capacité disponible des interconnexions à l'un ou l'autre des services. Or, à l'exception de la fonction Raccordements des clients, l'approche retenue pour toutes les fonctions est de considérer une utilisation commune à tous les services des actifs concernés.

Selon la Régie, les interconnexions, point de sortie de la production excédentaire locale ou de celle en transit sur le réseau et point d'entrée au bénéfice de la sécurité des approvisionnements de la charge locale ou au bénéfice de charges en transit, servent tant la charge locale que les usagers du service de point à point tout au long de l'année. Le recours à des approvisionnements externes que permettent les interconnexions s'ajoute à la production locale. La Régie juge, dans ces circonstances, que le rôle des interconnexions s'apparente à celui des équipements associés à la production et qu'une alternative basée sur les inducteurs traditionnels de coûts que sont la puissance et l'énergie est appropriée. Cette alternative, retenue par la Régie, est davantage susceptible de prendre en compte les variations dans l'usage de ces actifs.

Une répartition exclusive des coûts des interconnexions en énergie ne prend pas en compte les caractéristiques des besoins en pointe des usagers du transport, en particulier ceux de la charge locale. Par ailleurs, une approche basée sur la puissance à 100 % ne reflète pas l'utilisation réelle des interconnexions en dehors de la période de pointe.

**Par conséquent, la Régie privilégie l'utilisation de la méthode du facteur d'utilisation du réseau.** Compte tenu du mode de répartition retenu pour les autres fonctions, cette méthode permet une répartition équitable entre l'usage local en importation et celui offert aux producteurs pour l'exportation.

#### **3.2.4 RACCORDEMENTS DES CLIENTS**

**En continuité avec la décision D-2002-95, la Régie alloue les coûts de cette fonction directement aux clients concernés, ici à la charge locale qui en est la seule bénéficiaire.**

<sup>31</sup> NS, volume 6, page 62.

### 3.3 RÉPARTITION DES COÛTS PAR SERVICE

Le Transporteur répartit les composantes de son coût de service entre la charge locale et le service de point à point de long terme. **Cette répartition entre les services fermes de long terme est adéquate puisque seuls ces services sont pris en compte aux fins de la planification du réseau. Seuls ces services sont à la source de dépenses significatives d'investissement pour le Transporteur.**

#### 3.3.1 RÉPARTITION DE LA COMPOSANTE ÉNERGIE

**Lorsque la composante énergie doit être répartie entre les services, la Régie estime que la part de la consommation d'énergie annuelle du service dans la consommation totale d'énergie annuelle constitue le facteur de répartition approprié.**

#### 3.3.2 RÉPARTITION DE LA COMPOSANTE PUISSANCE

Le Transporteur propose l'utilisation de la méthode de la pointe coïncidente du réseau (1-PC) pour répartir le coût de puissance entre ses services. Le Transporteur justifie ce choix par la capacité des équipements dimensionnés en fonction de la puissance et sa planification basée sur la pointe annuelle du réseau, fortement influencée par le chauffage électrique. Diverses méthodes alternatives sont proposées par les intervenants.

L'AIEQ et l'AQCIE/CIFQ appuient l'approche 1-PC pour la répartition des coûts de puissance. L'ACEF de Québec et UC préconisent l'utilisation de l'approche basée sur les pointes mensuelles coïncidentes (12-PC). L'ACEF de Québec plaide que la vraie valeur économique du réseau de transport n'est pas nulle en dehors de la pointe<sup>32</sup>. UC partage cette préoccupation et recommande de *« refléter correctement l'utilisation du réseau par différents services en considérant différents paliers de puissance et ce, à toutes les heures d'une année donnée, ce que la méthode du 1-PC ne permet pas de faire »*<sup>33</sup>.

La FCEI et OC proposent l'utilisation de l'approche fondée sur trois pointes coïncidentes (3-PC). Pour la FCEI, cette méthode établit un équilibre raisonnable entre les méthodes 1-PC et 12-PC et permet de prendre en considération la période d'hiver au cours de laquelle le réseau est le plus sollicité<sup>34</sup>. OC s'appuie sur les tests effectués par l'expert du Transporteur.

<sup>32</sup> NS, volume 10, page 128.

<sup>33</sup> Pièce UC-2, page 12.

<sup>34</sup> Pièce FCEI-1, page 12.

« [...] while HQT and Dr. Orans support the continued use of 1-CP, there are equally compelling reasons for adopting a 3-CP allocation factor, including :

- The relatively close proximity of the December, January and February transmission system peak requirements and Dr. Orans' observation that the coldest day of the year can fall in any of these three months,
- The fact that over the past 4 winters the maximum utilization of the transmission system has occurred in December, January or February,
- US state regulatory practice to adopt 1-CP, 3- or 4-CP and 12-CP for utilities with single seasonal peaks, and
- The lack of any broad adoption of 1-CP for purposes of setting transmission tariffs.

*When issues of year-to-year stability are also taken into account, it would be prudent for the Régie to adopt the 3-CP allocation factor »<sup>35</sup>.*

(notes de bas de pages omises)

Au Québec, la demande électrique se caractérise par une forte composante de chauffage qui génère une pointe hivernale marquée. La Régie considère que l'approche 12-PC accorde implicitement un poids égal aux pointes de chacun des 12 mois de l'année et n'apparaît pas justifiée compte tenu de l'importance marquée de la pointe hivernale sur le réseau du Transporteur.

La Régie juge également non représentative l'approche des quatre pointes coïncidentes (4-PC) qui considère la pointe du mois de mars en plus de celle des mois de décembre, janvier et février. La pointe prévue pour le mois de mars est significativement moins élevée que celle des trois mois d'hiver et correspond à moins de 90 % de la pointe annuelle.

Si la méthode 3-PC peut constituer une alternative à la proposition du Transporteur, les avantages que procure son utilisation n'ont pas été démontrés. L'approche 1-PC reflète davantage les caractéristiques de la demande électrique au Québec et son utilisation est cohérente avec celle du facteur d'utilisation du réseau retenue pour allouer les coûts des équipements de transport associés à la production.

**La Régie accepte la proposition du Transporteur d'allouer les coûts de puissance selon la pointe coïncidente (1-PC).**

<sup>35</sup> Pièce OC-1, page 40.

Dans son application, la sous-fonction Réseau Haute Tension se caractérise par des équipements de tension inférieure ou égale à 315 kV. Ces éléments du réseau sont plus proches des centres de consommation et, de ce fait, calibrés pour des demandes régionales qui ne sont pas forcément coïncidentes. Les données fournies par le Transporteur<sup>36</sup> permettent de conclure que les pointes régionales ne sont coïncidentes ni entre elles ni avec la pointe globale du réseau.

Toutefois, selon les pointes des territoires d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) pour l'année 2004<sup>37</sup>, cette non coïncidence apparaît trop faible, dans les circonstances, pour justifier une approche autre que celle de la 1-PC.

### 3.3.3 CONCLUSION SUR LA RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE

La Régie retient la répartition des coûts par service reproduite au tableau 1. Elle demande au Transporteur, lors de ses prochains dossiers tarifaires, de présenter l'allocation de son coût de service selon la fonctionnalisation retenue dans la présente décision.

L'exercice de répartition du coût de service du Transporteur que la Régie vient de faire revêt une importance particulière aux fins de répartition des coûts de transport du Distributeur, comme en témoigne sa décision D-2003-93 dans le cadre du premier dossier tarifaire du Distributeur<sup>38</sup>.

Elle demande au Transporteur de fournir, dans son prochain dossier tarifaire, les résultats de l'exercice de répartition des coûts appliquée aux données de l'année témoin projetée considérée.

<sup>36</sup> Pièce HQT-6, document 1, page 85.

<sup>37</sup> Pièce HQT-9, document 20, page 3.

<sup>38</sup> Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, page 150.

**TABLEAU 1**  
**RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE – ANNÉE TÉMOIN PROJETÉE 2005**

	Charge locale				Point à point			Total
	Puissance	Énergie	Spécifique	Sous-total	Puissance	Énergie	Sous-total	
<b>Raccordements des centrales</b>								
Postes éleveurs	86,8	135,6		222,4	1	1,8	2,8	225,2
Lignes de raccordement	19,4	30,3		49,7	0,2	0,4	0,6	50,3
<b>Réseau</b>								
Très haute tension								
- Postes et lignes (Mtl-Qc et boucle autour Mtl) <sup>(‡)</sup>	334,6	0		334,6	4	0	4	338,6
- Autres	321,9	502,6		824,5	3,8	6,8	10,6	835,1
450 kV	45,7	71,3		117,0	0,5	1	1,5	118,5
Haute tension	428,6	0		428,6	5,1	0	5,1	433,7
<b>Raccordements des clients</b>			416,8	416,8			0	416,8
Postes abaisseurs								
Raccordements clients HT								
<b>Interconnexions</b>								
Churchill Falls	14,8	23,1		37,9	0,2	0,3	0,5	38,4
Autres	51,8	80,9		132,7	0,6	1,1	1,7	134,4
<b>TOTAL</b>	<b>1 303,6</b>	<b>843,8</b>	<b>416,8</b>	<b>2 564,2</b>	<b>15,4</b>	<b>11,4</b>	<b>26,8</b>	<b>2 591,0</b>

(‡) Un ajustement a dû être apporté à la répartition du coût de service entre Postes et lignes (Montréal-Québec et boucle autour Montréal) et Autres afin que le total du coût de service du Réseau THT ne soit pas excédé. Le montant de 436,0 M\$ à la colonne 7 de la ligne Postes et lignes (Mtl-Qc et boucle autour Mtl) de la pièce HQT-6, document 1.2, page 3 a été ajusté à 338,6 M\$ pour y concilier les sous-totaux.

Aux fins de la répartition des coûts, les facteurs d'utilisation retenus sont de 61 % énergie et 39 % puissance. Pour la charge locale, la demande est de 34 060 MW en puissance et de 182 200 GWh en énergie. Pour le service de point à point de long terme, elle est de 405 MW en puissance et de 2 461 GWh en énergie.

#### 4. TARIFS

La répartition du coût de service constitue un intrant important de la détermination de la structure et du caractère juste et raisonnable des tarifs<sup>39</sup>. Lors de la conception des tarifs des services de transport d'électricité, la Régie considère aussi d'autres critères que la seule causalité des coûts, dont l'efficacité économique, la stabilité tarifaire et la simplicité d'application.

La Régie retient du témoignage de l'expert du Transporteur que la pratique courante nord-américaine est de recourir à un critère de facturation pour l'élaboration des tarifs de transport et que ce critère est relié à la puissance.

*« I think it's fair to say most utilities, most transmission utilities would continue to use a billing determinant related to demand »<sup>40</sup>.*

La Régie considère que l'exercice de répartition des coûts permet de s'assurer d'un niveau adéquat des tarifs et d'une récupération équitable du revenu requis du Transporteur auprès de ses services. Cela n'oblige cependant pas à imposer une égalité parfaite entre les revenus produits par les tarifs et les résultats de l'étude d'allocation des coûts.

**Aux fins du présent dossier, la Régie accepte que les tarifs du Transporteur soient établis sur la base d'un critère de facturation.** Cette approche respecte les principes de tarification énoncés ci-dessus et correspond à la pratique observée dans l'industrie. La Régie retient de cette pratique une interrelation entre le choix du critère de facturation et les fondements de la méthode de répartition des coûts entre les services.

##### 4.1 TARIF DE LONG TERME

Le tarif de long terme détermine la facture de la charge locale et s'applique au service de point à point ferme de long terme. Il est établi à partir du revenu requis approuvé par la Régie pour l'année témoin projetée 2005. Ce tarif s'appuie sur la prévision, pour l'année 2005, des besoins de transport pour l'alimentation de la charge locale, le service de transport en réseau intégré et les services de transport de point à point.

<sup>39</sup> Article 49 (7) de la Loi.

<sup>40</sup> NS, volume 3, page 205.

Les besoins de transport incluent des pertes de transport dont le taux est de 5,2 %. Ce taux, actuellement en vigueur, correspond au taux annuel moyen applicable à tous les services de transport.

Le tarif de long terme permet de récupérer le revenu requis résiduel. Celui-ci correspond au revenu requis de 2 591 M\$ diminué du revenu tiré des réservations de point à point de court terme de 78 M\$. Ce revenu est fondé sur une prévision de réservations de 9,3 TWh, dont 9,2 TWh pour le service de point à point horaire et 0,1 TWh pour le service de point à point quotidien.

**Sur la base de la preuve présentée, la Régie retient, comme critère de facturation pour l'élaboration des tarifs, celui proposé par le Transporteur basé sur la puissance coïncidente à la pointe. L'exercice assure ainsi une cohérence avec la répartition des coûts. De plus, les tarifs qui en découlent permettent au Transporteur de récupérer le revenu requis autorisé et sont justes et raisonnables.**

Pour la détermination de la structure du tarif, la Régie maintient l'approche retenue dans la décision D-2002-95 du tarif timbre-poste exprimé en \$/kW, établi en divisant le revenu requis résiduel par la pointe coïncidente (1-PC) du réseau pour l'année témoin projetée, soit 34 465 MW. Cette dernière se compose de 34 060 MW pour la charge locale et 405 MW pour les réservations de point à point de long terme. Le tarif ainsi calculé pour l'année témoin projetée 2005 se chiffre à 72,90 \$/kW/an.

La Régie considère qu'un tarif de long terme élaboré selon la méthode 1-PC découle de l'utilisation de l'approche retenue pour répartir les coûts de puissance et permet une adéquation raisonnable entre les revenus générés par service et le revenu requis pour ces services. Elle tient compte aussi du fait que les clients du service de point à point de long terme paient en fonction du niveau de leur réservation et non de leur utilisation.

**Pour ces motifs, la Régie approuve le tarif annuel de transport de 72,90 \$/kW/an indiqué à l'Annexe B de la présente décision. Il était, en comparaison, de 72,91 \$/kW/an depuis 2001. Quant à la facture que le Distributeur devra assumer pour le service de l'alimentation de la charge locale, la Régie maintient l'approche actuelle qui consiste à lui facturer un montant fixe. Elle fixe ce montant, inscrit à l'appendice H des *Tarifs et conditions des services de transport*<sup>41</sup> (Tarifs et conditions) à 2 482 974 000 \$, soit le produit du tarif de long terme de 72,90 \$/kW/an par une charge estimée de 34 060 MW.**

<sup>41</sup> *Tarifs et conditions des services de transport*, approuvés par la décision D-2003-12 le 16 janvier 2003 et modifiés par la décision D-2004-122 le 17 juin 2004.

## 4.2 TARIFS DE COURT TERME

La Régie distingue trois points de vue en matière de structure des tarifs de court terme. Le Transporteur propose, pour des motifs de stabilité, la reconduction de la structure des tarifs de court terme. Le RNCREQ et l'ACEF de Québec proposent d'introduire une tarification en pointe qui augmente le tarif des heures de pointe. Enfin, l'AIEQ, l'AQCIE/CIFQ, BEMI et OPG considèrent ces tarifs élevés et proposent de les réduire par une politique de rabais ou des encans.

Le dossier fait ressortir le lien indissociable entre la structure et le niveau des tarifs de court terme, d'une part, et la politique de rabais, d'autre part. Toutefois, la preuve au dossier ne permet pas de mesurer avec suffisamment de précision cette interaction et de tirer les conclusions nécessaires sur ces questions. Tel qu'il sera vu dans la section suivante, la Régie poursuivra l'étude de ces questions. **Dans une perspective de continuité tarifaire, la Régie maintient la structure et le niveau actuels des tarifs de point à point de court terme.**

**La Régie approuve les tarifs de court terme indiqués à l'Annexe B de la présente décision et calculés comme suit.**

**TABLEAU 2  
TARIFS DU SERVICE DE POINT À POINT DE COURT TERME**

Tarif mensuel ferme	= Tarif annuel/12 mois = 72,90 \$/kW/an/12 mois	= 6,08 \$/kW/mois
Tarif mensuel non ferme	= Tarif annuel/12 mois = 72,90 \$/kW/an/12 mois	= 6,08 \$/kW/mois
Tarif hebdomadaire ferme	= Tarif annuel/52 semaines = 72,90 \$/kW/an/52 semaines	= 1,40 \$/kW/semaine
Tarif hebdomadaire non ferme	= Tarif annuel/52 semaines = 72,90 \$/kW/an/52 semaines	= 1,40 \$/kW/semaine
Tarif quotidien ferme	= Tarif annuel/52 semaines/5 jours = 72,90 \$/kW/an/52 semaines/5 jours	= 0,28 \$/kW/jour
Tarif quotidien non ferme	= Tarif annuel/365 jours = 72,90 \$/kW/an/365 jours	= 0,20 \$/kW/jour
Tarif horaire non ferme	= Tarif/jour non ferme/24 jours x 1 000 = 0,20 \$/kW/jour/24 heures x 1 000	= 8,33 \$/MW/heure



### 4.3 POLITIQUE DE RABAIS

La Régie reçoit le rapport final du Transporteur sur sa politique de rabais pour la période du 15 janvier 2003 au 14 janvier 2004. Cette politique se solde par les résultats suivants : 16 % des transactions horaires ont été effectuées dans les périodes hors pointe et 79 % des transactions horaires ont été effectuées par Hydro-Québec dans ses activités de production (le Producteur), dont 8 % avec rabais.

Le Transporteur commente l'évolution de l'utilisation de ses services de point à point en affirmant qu'il y a très peu de clients utilisateurs du service de point à point, dont le Producteur est le principal client et BEMI le seul autre client actif.

Quant à la politique de rabais, le Transporteur croit qu'elle n'aurait qu'un impact marginal sur ses revenus et que le coût de sa mise en place et de sa gestion est difficile à justifier par rapport aux gains potentiels.

À la demande de la Régie, le Transporteur propose une politique de rabais qui, pour être efficace, doit rencontrer deux conditions :

- elle doit être établie selon des paramètres économiques basés sur les écarts de prix de l'électricité entre les marchés limitrophes au réseau du Transporteur et calibrée de telle sorte qu'elle permette au client de réaliser des transactions qu'il n'aurait pu faire autrement, faute de rentabilité;
- elle doit permettre la modulation par chemin des rabais offerts; ceux-ci doivent varier en fonction du taux d'utilisation de chacune des interconnexions afin qu'un rabais offert sur une interconnexion faiblement utilisée ne réduise pas celui provenant d'autres interconnexions.

La politique proposée ne s'applique pas aux services complémentaires.

L'AQCIE/CIFQ estime que la proposition du Transporteur ne favorise pas la mise en place d'un marché compétitif à long terme au Québec. Son expert fournit des exemples de mesures appliquées en Colombie-Britannique dans cette perspective et indique les éléments à considérer afin d'ouvrir le marché :

*« The other consideration that must be kept in mind is that, what's the long-term versus the short-term impact on Hydro-Québec? And Hydro-Québec maintains that sometime, when you reduce the rates, you only lose revenue, but you don't really increase the utilization. And that may be true in the short term, but*

*assuming that there is a rate elasticity, that there is a, that the markets respond to prices, over the long run, if you make the prices reasonable, over the long run, you will have a chance of developing more a effective market. ... And I am worried that if we keep saying that we don't have enough users of the system that we will end up with a self-fulfilling prophecy where, yes, we are not going to have anybody and there is no reason to reduce it. But if we reduce the rates or make the rates reasonable, I think over time, you would be able to achieve a higher utilization and maybe a better development of a competitive market »<sup>42</sup>.*

BEMI est d'avis que la politique de rabais proposée est biaisée en faveur des producteurs d'électricité ayant des capacités de stockage au Québec, au détriment des utilisateurs de service de point à point effectuant des transactions d'arbitrage en temps réel. Selon BEMI, cette politique n'aura pas pour effet d'augmenter l'utilisation du réseau de transport. Les tarifs de court terme sont trop élevés pour inciter une augmentation des transactions et, par voie de conséquence, des revenus du Transporteur.

Puisqu'il existe une capacité excédentaire de transport en exportation et en importation, BEMI recommande la mise en place d'encans de cette capacité disponible de transport de point à point et soutient que le Transporteur doit travailler avec ses clients pour développer une structure de tarif et la politique de rabais.

La nécessité d'une consultation avec les clients constitue une trame de fond des interventions devant la Régie, tel que l'exprime OPG.

*« Et ça implique une consultation sérieuse de tous ceux qui ont montré un intérêt; on sait que là, il y en a vingt-six (26), quand même, qui ont signé des contrats, je ne dis pas qu'ils vont tous venir mais on pourrait les attirer à une consultation sérieuse pour faire affaire possiblement par le Québec. Et pour qu'ils se manifestent et pour qu'ils prennent la peine de participer à ça, il faut que la Régie envoie un signal clair qu'elle est sérieuse et que le Québec est ouvert au transit, « open for business » »<sup>43</sup>.*

Les intervenants associés à la charge locale indiquent, en contrepartie, leur préoccupation à l'égard du niveau des revenus du service de point à point de court terme.

La preuve soumise laisse entrevoir des pistes de solution visant une utilisation optimale du réseau. Cela dit, elle soulève plus de questions qu'elle n'apporte une solution qui s'impose de manière convaincante.

<sup>42</sup> NS, volume 4, pages 34 à 36.

<sup>43</sup> NS, volume 11, page 14.

À la lumière de ces préoccupations, la mise en place d'un processus de consultation apparaît appropriée. L'implantation d'une politique de rabais doit être examinée dans une perspective de développement du marché de gros, en lien avec la structure des tarifs, l'application aux services complémentaires ainsi que son application aux clients du service de transit de point à point.

**La Régie demande au Transporteur de mettre sur pied un groupe de travail en vue d'analyser l'opportunité et les modalités d'une telle politique de rabais. Les participants à ce groupe sont les utilisateurs actuels et potentiels du service de transport de point à point et comprennent les affiliés du Transporteur, soit le Producteur et le Distributeur.**

**Le mandat confié au groupe de travail est d'analyser et revoir au besoin la structure tarifaire des services de point à point, incluant la politique de rabais et les services complémentaires associés au service de point à point. Les objectifs visés sont l'optimisation du réseau et des revenus du Transporteur, dans une perspective d'ouverture du marché. La Régie désire recevoir le rapport de ce groupe de travail d'ici le 31 octobre 2006.**

Le groupe de travail se choisira un rapporteur qui aura pour mandat de rédiger le rapport et de rassembler la signature des participants au groupe. Si le rapport n'est pas unanime, il verra à présenter les propositions que les participants désirent soumettre à la Régie.

Le rapport devra répondre aux préoccupations suivantes :

- l'optimisation du réseau de transport dans une perspective à long terme;
- les impacts des propositions à court, moyen et long terme sur l'utilisation du réseau ainsi que sur les revenus du service de point à point.

Une fois le rapport du groupe de travail déposé, le fruit de ses travaux pourra donner lieu à une modification des tarifs et des conditions de service du Transporteur. Dans ce cas, les intéressés auront l'opportunité de débattre des modifications proposées dans le cadre d'une audience publique, conformément à l'article 31(1) de la Loi.

## 5. SERVICES COMPLÉMENTAIRES

Le Transporteur propose l'ajout d'un service complémentaire. Il offre ainsi sept services complémentaires dont six font l'objet d'un tarif distinct qui s'ajoute au tarif du service de transport. Le coût du service de Gestion du réseau est, quant à lui, inclus dans le tarif du service de transport.

À l'exception des services de Gestion de réseau et de Réglage de tension, les clients peuvent obtenir les services complémentaires d'autres fournisseurs situés dans la zone de réglage du Transporteur.

### 5.1 SERVICES DE RÉGLAGE DE TENSION ET DE MAINTIEN DES RÉSERVES TOURNANTE ET ARRÊTÉE

#### *Opinion de la Régie*

L'établissement des tarifs de ces services fait intervenir, dans la décision D-2002-95, les paramètres suivants :

- un coût de puissance estimé à 33 % du coût de fourniture pour le Distributeur;
- un coût de fourniture pour le Distributeur de 2,79 ¢/kWh.

Dans le présent dossier, le Transporteur applique à cette même méthodologie un prix de production de 7,5 ¢/kWh équivalent au prix d'approvisionnement des achats de court terme du Distributeur au cours de l'année 2005 selon l'appel d'offres A/O 2004-01 lancé en avril 2004. Cet appel d'offres visait des besoins en énergie. **Aux fins de la présente décision, la Régie retient ce prix de 7,5 ¢/kWh comme l'équivalent d'un prix de marché pour l'énergie.** Elle ne le retient pas, pour les motifs exprimés plus loin, pour la démonstration d'un prix de puissance.

Le Transporteur applique le pourcentage de 33 % au coût de 7,5 ¢/kWh pour évaluer le coût de puissance. Or, l'application de ce pourcentage à un coût d'approvisionnement de court terme en énergie n'assure pas une estimation correcte du coût de la composante puissance observé sur le marché.

Quant au coût de l'énergie, le Transporteur allègue que la fourniture de ces services réduit la capacité du Producteur de livrer de l'énergie sur les marchés externes. Le prix de 7,5 ¢/kWh est donc proposé comme indicateur du prix de marché de la production postpatrimoniale dans le contexte où le besoin de ces services complémentaires ne s'est pas accru.

Cette absence de besoin additionnel est déterminante dans la décision de reporter au moment opportun la modification de la méthodologie du prix de ces services pour s'écarter de la tarification au prix moyen. Une structure de marché particulière est créée par la Loi et le *Décret concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale*<sup>44</sup>. Dans le cadre québécois, un client, le Distributeur, achète suffisamment de ces services complémentaires pour en assurer la disponibilité à l'ensemble de la clientèle du Transporteur. Qui plus est, l'achat de ces services est indissociable de son approvisionnement en électricité patrimoniale.

La proposition du Transporteur vise, par équité, à attribuer une partie du coût de ces services complémentaires aux clients du service de point à point. La Régie est donc placée devant le dilemme suivant: soit elle accorde au fournisseur des services complémentaires une double compensation pour ses services par un traitement similaire de toutes les clientèles du Transporteur, soit elle assure une juste rétribution à ce fournisseur en accordant un traitement différent aux clients du service de point à point<sup>45</sup>. La Régie opte pour la seconde.

Il est primordial pour la Régie d'accorder une compensation liée à la quantité de services fournis et d'éviter le paiement d'une double compensation par les clients de l'activité réglementée de transport d'électricité pris dans leur ensemble<sup>46</sup>. Devant la preuve claire à l'effet que le Transporteur n'acquiert en rien plus de services de réglage de tension et de réserves tournante et arrêtée pour les clients du service de transport de point à point<sup>47</sup>, il est justifié de maintenir la compensation du fournisseur au niveau actuel.

<sup>44</sup> Décret 1277-2001, 24 octobre 2001, (2001) 133 G.O.2, page 7705.

<sup>45</sup> Dans le contexte actuel, maintenu par la présente décision, où ces services ne sont applicables que pour alimenter une charge dans la zone de réglage du Transporteur, aucun revenu ne leur est attribuable pour les clients du service de point à point. Voir la pièce HQT-6, document 1, page 7, tableau R-4.2.

<sup>46</sup> Voir l'Ordonnance 888 « *Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities* », 75 FERC 61,080, aux pages 250 à 252 : « *In response to comments, we offer here some general guidance on ancillary services pricing principles. [...] (3) [...] rates for ancillary services should be cost-based [...] (4) The amount of each ancillary service that the customer must purchase, self-supply, or otherwise procure must be [...] comparable to the obligations to which the transmission provider itself is subject. [...]* » (<http://www.ferc.gov/legal/maj-ord-reg/land-docs/rm95-8-00w.txt>).

<sup>47</sup> NS, volume 3, pages 280 à 281 et 323 à 326. Voir le commentaire auquel la Régie ne peut souscrire : « *Donc, le Distributeur reçoit le service, il paie le prix du décret. Et vu que le Producteur, lui, peut le vendre à un autre, à ce moment-là le Producteur a droit au crédit. En fait, c'est un peu une question d'infrastructure commune où l'infrastructure est utilisée pour deux utilisateurs.*

Lorsque des services complémentaires additionnels seront requis au-delà de ceux acquis par le Distributeur en vertu du décret, la situation juridique et factuelle présentée à la Régie justifiera la revue de cette méthodologie. Pour l'instant, la modification de la détermination du prix de ces services, sans détermination suffisamment convaincante de leur valeur, sur la base d'un prix de marché, alors qu'aucun achat de service complémentaire n'a eu lieu et qu'aucun marché de tels services n'a été observé, n'apparaît pas raisonnable. Elle est, au mieux, prématurée.

La Régie ne juge pas valide la détermination du coût de puissance proposée et, prenant acte de l'absence de coûts additionnels induits pour les besoins de réserve, **la Régie maintient les tarifs existants pour les services de Réglage de tension, de Réserves d'exploitation – Service de maintien de réserve tournante et Service de maintien de réserve arrêtée. Ces tarifs sont fixés à l'annexe C de la présente décision.**

Enfin, les services complémentaires étant offerts par une entité affiliée, la Régie juge qu'à l'avenir le Transporteur devra faire la démonstration de leurs modalités par le dépôt d'ententes écrites.

#### *Opinion du régisseur Richard Carrier*

Je partage la conclusion de mes collègues à l'effet que la démonstration du coût de la composante puissance observé sur les marchés soit insatisfaisante. Toutefois, je ne partage pas les autres motifs référant au fait que le besoin des services complémentaires ne se soit pas accru et que l'on doive prendre acte du fait de l'absence de coûts additionnels induits pour les besoins de réserve.

Les services complémentaires servent tant la charge locale que les utilisateurs du service de point à point. La Régie doit à cet égard, comme elle l'a fait d'ailleurs dans la décision D-2002-95, déterminer un tarif juste et raisonnable pour ces services.

Sur la base de la preuve au dossier, je ne juge pas approprié d'établir le prix des services complémentaires afférents aux transactions de point à point de façon à refléter les caractéristiques de l'approvisionnement patrimonial prévues au décret 1277-2001, lesquelles stipulent que les services complémentaires nécessaires pour en assurer la sécurité et la fiabilité sont inclus dans cet approvisionnement et donc dans le coût moyen de cette

---

*Et à ce moment-là, celui qui la fournit reçoit les revenus des deux, mais ça ne va pas, le revenu ne va pas à l'autre utilisateur, mais il doit aller au fournisseur du service. Mais c'est sûr qu'en définitive le fait que l'on redonne un montant au Producteur, pour lui ça réduit de façon minimale le coût de fournir l'électricité patrimoniale parce qu'il fait un double usage de certaines parties. ».*

fourniture. Le présent exercice devrait être d'établir des bases raisonnables pour fixer le prix des services offerts par le fournisseur et d'appliquer un tel prix aux services non couverts par l'électricité patrimoniale, lorsque requis.

À cet égard, le type d'équipements à prendre en considération pour établir le coût de ces services peut, tel que le suggère BEMI, tenir compte des caractéristiques des besoins des utilisateurs du service de point à point et tenir compte de la pratique dans l'industrie. Toutefois, une preuve concrète serait nécessaire de la part des intervenants pour s'écarter des critères proposés par le Transporteur.

De plus, la preuve soulève également la nécessité d'établir sur une base suffisamment rigoureuse les modalités de la compensation à offrir au(x) fournisseur(s) des services complémentaires. Les activités de production n'étant pas réglementées en vertu de la Loi, cette compensation doit tenir compte du prix sur le marché pour ce type de produit. À cet égard, un balisage des prix disponibles sur les marchés voisins pour la composante puissance ou pour des produits comparables à ceux offerts serait nécessaire.

En conclusion, étant donné l'absence de démonstration suffisante de la validité de la méthode de détermination des besoins et du coût de puissance proposé, **je maintiendrais inchangés au présent dossier les tarifs existants pour les services de Réglage de tension, de Maintien de la réserve tournante et de Maintien de la réserve arrêtée.**

Enfin, je partage le point de vue de mes collègues à l'effet d'exiger du Transporteur des ententes ou projets d'entente écrits lorsque les services sont acquis auprès d'un affilié, y incluant la démonstration du caractère raisonnable de la proposition et de ses modalités.

## 5.2 SERVICE DE RÉGLAGE DE FRÉQUENCE

Pour le service de Réglage de fréquence, le Transporteur propose une tarification basée sur un prix de l'énergie de 7,5 ¢/kWh.

Ce service complémentaire est nécessaire au maintien permanent de l'équilibre entre l'offre et la demande et au maintien de la fréquence de 60 hertz du réseau. Le Producteur, fournisseur de ce service, mobilise les moyens de production nécessaires aux fins de la régulation de fréquence. Ses centrales conservent une plage réglante qui se traduit par une perte de rendement estimée à 180 GWh. Son manque à gagner ne peut être évalué par le coût moyen de fourniture mais correspond au prix de marché de l'énergie.

La Régie considère qu'il est justifié de maintenir un tarif fondé sur le coût de l'énergie pour ce service et d'évaluer ce coût sur la base du prix de 7,5 ¢/kWh. **En conséquence, la Régie modifie le tarif du service de Réglage de fréquence. Ces tarifs sont fixés à l'annexe C de la présente décision.**

### **5.3 SERVICES DE COMPENSATION D'ÉCARTS DE LIVRAISON ET DE RÉCEPTION**

Le Transporteur propose d'ajouter le service de Compensation d'écart de réception afin de minimiser les écarts entre la capacité programmée et celle reçue sur le réseau de transport. Il fait valoir que l'absence d'un tel service dans le texte des Tarifs et conditions constitue une carence. Il ajoute qu'il est possible qu'il y ait de plus en plus de producteurs, au cours des prochaines années, qui exportent. Si c'est le cas, le service sera disponible.

Ce nouveau service destiné aux clients du service de transport de point à point est approprié. **Les écarts possibles de réception ne sont pas couverts par le texte des Tarifs et conditions. En conséquence, la Régie accepte que le nouveau service de Compensation d'écart de réception soit ajouté aux services complémentaires offerts par le Transporteur à ses clients du service de point à point.**

BEMI estime que les services de Compensation d'écart de livraison et de réception ne doivent pas être imposés aux réseaux voisins. L'intervenante précise qu'elle et le Transporteur coordonnent leurs actions et opèrent leurs interconnexions conformément à la convention d'exploitation qui les lie.

Le Transporteur affirme, pour sa part, qu'il est capable d'identifier les transactions que BEMI fait à titre de client du service de transport de point à point et celles à titre de réseau voisin. Par conséquent, il réaffirme sa volonté de facturer le tarif applicable des services complémentaires aux transactions que BEMI effectue à titre de client du service de point à point.

*« Quand Brascan livre à Hydro-Québec Distribution, c'est Hydro-Québec Distribution qui fait la réservation sous forme de ressource désignée. Et quand c'est Brascan qui fait un « wheel-through » ou qui fait une réservation, c'est Brascan. On le sait. On est capable de distinguer tout ça dans notre système »<sup>48</sup>.*

<sup>48</sup> NS, volume 3, pages 285-286.



La Régie accepte l'argument à l'effet que ces services ne s'appliquent pas aux transactions de BEMI à titre de réseau voisin. Par contre, tous les clients devant être traités équitablement et sans discrimination, ces services s'appliquent aux réservations de BEMI à titre de client du service de point à point.

Concernant la tarification des services de Compensation d'écart de livraison et de Compensation d'écart de réception, le Transporteur traite de façon asymétrique les pénalités et les crédits. Si une livraison est supérieure à la programmation, le tarif proposé est établi à partir d'un prix d'énergie de 7,5 ¢/kWh majoré de 50 %. À l'inverse, le crédit accordé est établi à partir du coût moyen de l'énergie de 2,79 ¢/kWh diminué de 50 %. Selon le Transporteur, lorsque le client reçoit une quantité de puissance inférieure à celle livrée au point de réception, le fournisseur du service d'écart de livraison reçoit une quantité imprévue d'électricité qui n'a alors qu'une faible valeur. La tarification des services de Compensation d'écarts de livraison et de réception se veut donc dissuasive afin d'assurer que la clientèle des services de transport programme correctement ses livraisons d'électricité.

**La Régie est d'avis que le prix de 7,5 ¢/kWh constitue une approximation raisonnable du coût de l'énergie et assure une compensation adéquate du fournisseur de service tant en cas de livraison supérieure à la programmation qu'en cas de livraison qui lui est inférieure. De même, l'usage de l'estimé d'un prix de marché de 7,5 ¢/kWh plutôt que 2,79 ¢/kWh, jumelé à une majoration ou une réduction symétrique de 50 %, est mieux à même de compenser la valeur de l'énergie et de rencontrer l'objectif de dissuasion poursuivi par ce service du point de vue du Transporteur. En conséquence, la Régie fixe à 7,5 ¢/kWh le prix de l'énergie et à 50 % la majoration et le crédit, ces deux éléments étant liés l'un à l'autre.**

#### **5.4 APPLICATION AUX SERVICES DE TRANSPORT DE POINT À POINT**

Le Transporteur propose enfin d'élargir l'application des services complémentaires Réglage de fréquence et Réserves d'exploitation – Service de maintien de réserve tournante et Service de maintien de réserve arrêtée à toutes les réservations de service de transport de point à point. Cette proposition modifie les Tarifs et conditions actuels qui prévoient une application limitée de ces services à l'alimentation d'une charge dans la zone de réglage du Transporteur.

L'application demandée des services Réglage de fréquence, Maintien de réserve tournante et Maintien de réserve arrêtée à l'ensemble des transactions du service de transport est contestée par BEMI. La Régie n'est pas convaincue qu'une telle proposition reflète la

pratique courante de l'industrie. **Dans les circonstances, la Régie maintient l'application de ces services à l'alimentation d'une charge dans la zone de réglage seulement.** Le changement demandé peut avoir des répercussions sur l'accès au réseau du Transporteur et la Régie est d'avis que la proposition du Transporteur devra faire l'objet d'un premier examen dans le cadre du groupe de travail avec les utilisateurs des services de point à point.

## **5.5 SERVICES COMPLÉMENTAIRES POUR LA CHARGE LOCALE**

Le Transporteur propose de retirer deux services complémentaires associés à l'alimentation de la charge locale, soit les services de Compensation pour écart de réception et de Maintien de la qualité de l'onde produite.

Dans le cas de la Compensation des écarts de réception, les ententes entre le Distributeur et ses fournisseurs y pourvoient, de sorte qu'il n'est plus nécessaire de lui offrir ce service. Quant au Maintien de la qualité de l'onde produite, elle fait partie des exigences de raccordement des centrales et des charges au réseau. Il n'est donc pas nécessaire.

**La Régie accepte la proposition du Transporteur de retirer ces deux services complémentaires de ses Tarifs et conditions.**

## **6. CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ**

Le Transporteur propose plusieurs modifications au texte des Tarifs et conditions afin de répondre aux besoins de sa clientèle ainsi qu'aux attentes de la Régie et pour assurer la compatibilité de ses services de transport avec ceux des réseaux voisins. Les principales modifications touchent les sujets suivants :

- Raccordement de centrales;
- Point HQT;
- Ajouts au réseau lors de service temporaire;
- Solvabilité et gestion du risque de crédit;
- Services complémentaires;
- Énergie d'urgence;
- Conventions de service de transport de point à point.

Après analyse, à la lumière de l'article 49 (7) de la Loi, la Régie accepte les modifications proposées au texte des Tarifs et conditions détaillées à la pièce HQT-5, document 3, sous réserve de ce qui suit. Le texte approuvé par la Régie est reproduit à l'Annexe D de la présente décision.

## 6.1 AJOUTS AU RÉSEAU

### 6.1.1 RACCORDEMENT DE CENTRALES AU RÉSEAU DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION (ARTICLE 12A)

#### Ajouts au réseau et neutralité tarifaire

##### *Opinion de la Régie*

Le Transporteur propose d'ajouter un article 12A aux Tarifs et conditions pour définir les modalités du raccordement de centrales au réseau de transport et de distribution.

L'article 12A.2 « Achats de services de point à point ou remboursement » présente trois options permettant au Transporteur de couvrir les coûts encourus pour l'intégration d'une nouvelle source de production au réseau.

La première option (article 12A.2i) consiste pour le client à signer une convention de service pour un service de transport ferme de long terme dont la valeur actualisée des paiements pendant sa durée est au moins égale aux coûts encourus par le Transporteur, moins tout montant qui lui est remboursé, pour assurer l'intégration de la source de production.

La deuxième option (article 12A.2ii) consiste à signer un engagement d'achats de services de transport ferme ou non ferme de point à point, de type "take or pay", pour un montant au moins égal en valeur actualisée aux coûts encourus par le Transporteur, moins tout montant remboursé à celui-ci, pour assurer l'intégration de la source de production.

La troisième option (article 12A.2iii) consiste à rembourser immédiatement au Transporteur un montant égal en valeur actualisée aux coûts encourus par celui-ci pour assurer l'intégration de la source de production.

À des fins de compréhension des options proposées, le Transporteur réfère au dossier R-3497-2002 relatif au raccordement de la centrale de la Toulustouc au réseau de transport où l'ajout de la production de cette centrale permet d'augmenter les revenus attendus du

service de point à point. Cette augmentation de revenus correspond à la garantie d'achat incluse dans l'entente de raccordement convenue entre le Transporteur et le producteur, et permet de récupérer les coûts encourus par le Transporteur pour l'intégration de cette centrale.

Selon le RNCREQ, les trois options proposées ne sont pas équivalentes pour assurer le remboursement des coûts encourus pour un projet spécifique. La deuxième option lui serait acceptable si un producteur exploite une seule centrale dans la zone de réglage du Transporteur. Dans les cas où le producteur opère d'autres centrales dans la zone de réglage du Transporteur et où il fait du courtage en utilisant le réseau de transport de ce dernier, rien n'assure que les revenus résultant de la production de la nouvelle centrale suffisent à couvrir les coûts encourus par le Transporteur pour son intégration.

Le même raisonnement s'applique à la première option. Un producteur qui possède déjà des conventions de service de point à point fermes de long terme pourrait ne pas renouveler une réservation existante et utiliser sa nouvelle réservation pour faire ses transactions qu'il ferait de toute façon. Cette opération est réalisable en vertu de l'article 22.1 des Tarifs et conditions.

L'objectif de l'article 12A.2 est d'assurer que tout nouveau raccordement de centrale génère des revenus additionnels qui permettent de couvrir les coûts qui y sont associés. Cet objectif est assuré par la neutralité tarifaire dont les modalités s'adaptent aux circonstances particulières de chaque projet. L'enjeu, pour la Régie, est d'assurer de façon raisonnable l'atteinte de l'objectif tout en assurant un traitement équitable et non discriminatoire tant aux nouveaux clients qu'à ceux présents sur le réseau. C'est là que réside le choix à faire par la Régie dans l'intérêt public.

Dans ce cadre, la troisième option assure le remboursement des coûts encourus pour le raccordement et remplit l'objectif poursuivi : elle est donc acceptable. La deuxième option est aussi acceptable si le producteur exploite une seule centrale dans la zone de réglage du Transporteur. Si le producteur opère d'autres centrales, il pourrait s'ensuire un interfinancement en faveur de la centrale nouvellement raccordée. Rien n'assure, dans la formulation proposée par le Transporteur de cette option, que les revenus résultant du branchement de la nouvelle source de production suffisent à couvrir les coûts encourus pour son intégration.

**La Régie juge la deuxième option acceptable, dans la mesure où la nouvelle production génère des revenus suffisants pour couvrir les coûts encourus du Transporteur. La Régie souhaite éviter des situations de manque à gagner telles que celles constatées pour**

l'intégration des productions éoliennes de Mont Miller et Mont Copper. À cette fin, les revenus pris en compte aux fins de la garantie d'achat seront présumés correspondre au produit de la nouvelle production injectée sur le réseau au point de raccordement par le tarif du service de point à point contracté et, à défaut, du service horaire non ferme.

**Concernant la première option, elle est adéquate dans la mesure où l'engagement ferme de long terme conclu avec le producteur génère des revenus additionnels sur une période suffisante pour assurer la neutralité tarifaire du projet.**

Pour la Régie, la présence, requise par la première option, d'une convention de service ferme à long terme procure à la clientèle existante du Transporteur une garantie forte assurant le financement des ajouts au réseau. Le risque de modification sur une base non ferme des réservations de long terme actuelles d'un client ne justifie pas l'ajout d'une mesure de l'énergie injectée sur le réseau au même titre que pour la seconde option de l'article 12A.2.

Il n'existe, dans les faits, que quatre conventions de service de point à point de long terme et qu'un seul client, le Producteur. Trois de ces quatre conventions ne valent que pour une année, ne laissant qu'un contrat pour 45 MW sur la ligne CRT pour une durée de près de 20 ans<sup>49</sup>. Le risque que le Producteur, en application de l'article 22.1 des Tarifs et conditions, change cette réservation au profit d'une autre, non ferme, est limité. Il l'est par les conséquences d'un tel geste qui comprennent la perte de priorité d'utilisation du réseau et de ses interconnexions par le client et la perte d'appariement du risque. Il y aurait, pour le client, absence de corrélation entre son engagement de fournir l'électricité et ses réservations sur le réseau de transport pour s'acquitter de son obligation.

La Régie ne perçoit pas ce risque comme suffisant pour imposer au Transporteur le fardeau réglementaire et de gestion d'assurer le suivi annuel de la mesure de l'énergie injectée et d'en faire rapport à la Régie. Dans l'ensemble, la présence d'une convention de service ferme à long terme assure un traitement juste et équitable à l'ensemble des clients du Transporteur, actuels et nouveaux. De plus, cette décision crée un incitatif désirable si elle encourage les nouveaux clients du Transporteur à s'engager par des conventions de service ferme de long terme.

Enfin, la mesure de l'énergie servant à déterminer le montant de l'engagement financier du client par sa multiplication par le tarif payé, l'article 12A.2 des Tarifs et conditions devra être revu par la Régie dans la mesure où elle adopte, un jour, une politique de rabais.

---

<sup>49</sup> Pièce HQT-6, document 7, pages 24 et 25.

Ces décisions se justifient dans le contexte de marché du Québec puisque tous les nouveaux ajouts pour le raccordement de centrales sont intégrés à la base de tarification du Transporteur. Le risque entier y est supporté, au premier abord, par les usagers existants du réseau. Dans ce contexte, une garantie suffisamment forte est requise pour protéger ces derniers contre les risques associés aux ajouts au réseau.

Il incombe au Transporteur de s'assurer d'obtenir une telle garantie de la part de ses nouveaux clients producteurs afin d'assurer la neutralité tarifaire de chaque ajout au réseau pris individuellement. **En conséquence, la Régie accepte la proposition d'article 12A.2 aux Tarifs et conditions avec les changements suivants :**

1. Pour l'option i), le terme de la convention de service ferme de long terme doit être suffisamment long pour assurer la neutralité tarifaire;
2. Pour l'option ii), l'énergie injectée doit être mesurée au point de raccordement de la centrale avec le réseau pour assurer la neutralité tarifaire de l'ajout de nouveaux raccordements ; et
3. L'option iii) est adoptée telle quelle.
4. Enfin, le choix de l'option appartient au Transporteur qui doit s'assurer de rencontrer l'objectif poursuivi par la Régie.

La Régie demande au Transporteur de déposer dans le cadre de son Rapport annuel en vertu de l'article 75 de la Loi, pour assurer le respect du suivi de ses décisions, le détail de l'énergie injectée au point de raccordement par chaque nouvelle centrale aux fins du calcul de la garantie financière du client.

De plus, elle lui demande de déposer lors de l'ajout de ces actifs à sa base de tarification, les nouvelles ententes de raccordement signées concernant les projets de moins de 25 M\$. Ces ententes sont nécessaires à la Régie pour établir la base tarifaire du Transporteur en vertu de l'article 49 (1) de la Loi.

#### *Opinion du régisseur Richard Carrier*

L'objectif de l'article 12A.2, selon le Transporteur, est de s'assurer que tout nouveau raccordement de centrale entraîne des revenus qui permettent de couvrir les coûts qui y sont associés. Tel que le mentionne ce dernier, les choix offerts au client tiennent compte du fait qu'un client peut raccorder une centrale et ensuite l'utiliser en souscrivant à plus d'un service de transport.

La troisième option assure adéquatement l'objectif de neutralité tarifaire et est vérifiable : elle est donc acceptable.

Tel que mentionné en preuve par l'expert du RNCREQ, les première et deuxième options permettent de rencontrer l'objectif si le producteur exploite une seule centrale dans la zone de réglage du Transporteur. Si tel n'est pas le cas, rien n'assure, dans la formulation proposée par le Transporteur des options 12A.2 i) et 12A.2 ii), que les revenus résultant du raccordement de la nouvelle source de production suffisent à couvrir les coûts encourus pour son intégration.

L'exigence de neutralité tarifaire peut être rencontrée, en de telles circonstances, par la prise en compte, aux fins de la garantie d'achat, des revenus additionnels induits par la nouvelle production injectée sur le réseau au point de raccordement. Toutefois, à mon avis, une telle clause apparaît requise tant dans l'option 12A.2 i) que dans l'option 12A.2 ii) puisque le choix par le client de l'un ou l'autre des services de transport ne change en rien la condition première qui est d'assurer des paiements en valeur actualisée au moins égaux aux coûts encourus.

Ces modalités, bien que plus contraignantes que celles proposées par le Transporteur, s'avèrent nécessaires sur la base de la preuve présentée au présent dossier et constituent un cadre de référence clair pour leur application. À cet égard, je laisserais une certaine flexibilité au Transporteur de pouvoir convenir avec un client, en fonction du contexte propre à un projet donné, de toute modalité contractuelle produisant un effet équivalent à celui recherché au paragraphe précédent et, le cas échéant, de soumettre ces modalités à la Régie pour approbation.

Enfin, je considère que le choix de l'option doit appartenir au promoteur, lequel pourra choisir celle qui convient le mieux à son contexte d'affaires, la responsabilité du Transporteur étant de s'assurer que les modalités convenues respectent les exigences formulées par la Régie.

En ce qui concerne le texte des Tarifs et conditions, j'inclurais les 3 options telles que présentées par le Transporteur, les modalités exactes de chaque entente devant être établies, comme mentionné précédemment, au cas par cas selon le contexte propre à chaque dossier en respectant les principes de la présente décision.

### Notion de coûts encourus

La notion de coûts encourus utilisée dans l'article 12A.2 comprend les coûts réellement encourus pour le projet et, dans le cas où des équipements ayant une durée de vie utile et des coûts inférieurs sont utilisés, ces coûts doivent, pour les fins de la garantie financière, être basés sur le coût d'équipements neufs.

*«... Bien que la Régie reconnaisse que la réutilisation d'équipements en inventaire ou retirés du réseau témoigne d'une saine gestion, elle est d'avis que le calcul des coûts totaux du projet, pour les fins du calcul de l'Engagement d'achat, devrait refléter des coûts d'équipements neufs et ce, afin d'éviter que certains des coûts effectifs du projet n'aient à être supportés indûment par le reste de la clientèle »<sup>50</sup>.*

La Régie note d'ailleurs la volonté du Transporteur exprimée à l'audience de se conformer à cette décision<sup>51</sup>.

**Pour l'application de l'article 12A des Tarifs et conditions, la garantie pour les coûts encourus est basée sur le coût d'équipements neufs et non sur la valeur nette des actifs.** Cette modalité vise, comme la précédente, à assurer que les ajouts au réseau respectent l'objectif de neutralité tarifaire sur l'ensemble de la période considérée.

### 6.1.2 POLITIQUE DU TRANSPORTEUR RELATIVE AUX AJOUTS AU RÉSEAU DE TRANSPORT (APPENDICE J)

#### Contribution maximale

Dans la décision D-2002-95, la Régie a limité le montant qui peut être intégré à la base de tarification à titre d'ajout au réseau de transport réalisé pour répondre aux besoins de la clientèle afin d'en assurer la neutralité tarifaire.

Selon la méthode en vigueur, le montant maximal que le Transporteur peut assumer pour les ajouts au réseau correspond à la valeur actualisée du tarif de transport annuel pour une période de 20 ans, en considérant des frais d'entretien et d'exploitation estimés à 15 % de l'investissement, de même que les taxes applicables. Le montant maximal de cette contribution fut fixé pour l'année témoin 2001 à 522 \$/kW. Le Transporteur propose de

<sup>50</sup> Décision D-2004-187, dossier R-3527-2004, 7 septembre 2004, page 8.

<sup>51</sup> NS, volume 3, page 293.



réviser ce montant selon la même méthodologie en utilisant les paramètres financiers de la décision D-2005-63<sup>52</sup> pour le porter à 560 \$/kW.

Cette proposition est cohérente avec les décisions antérieures de la Régie et n'a pas fait l'objet de contestation. **En conséquence, la Régie fixe à 560 \$/kW le montant maximal que le Transporteur peut intégrer à sa base de tarification pour tout ajout au réseau de transport réalisé pour répondre aux besoins de la clientèle.**

### **Contribution des postes de départ**

Selon la Politique du Transporteur portant sur les ajouts au réseau de transport pour l'intégration d'une centrale, le poste de départ comprend la partie haute tension du poste, incluant la borne basse tension du transformateur-élévateur.

Comme le poste de départ est généralement réalisé par le producteur lors de la construction des aménagements de la centrale de production et que ce poste fait partie du réseau de transport, le Transporteur doit en rembourser le coût au producteur. Cependant, afin d'éviter tout surdimensionnement des équipements, la Régie a fixé une contribution maximale que le Transporteur peut inclure dans sa base de tarification pour leur réalisation. Cette contribution est différente selon le niveau de tension de la partie haute tension du poste de départ<sup>53</sup>. Elle correspond au coût d'un poste selon des paramètres standards, incluant une majoration de 15 % pour tenir compte des frais d'entretien et d'exploitation durant une période de 20 ans.

Le Transporteur demande de reconduire les montants approuvés dans la décision D-2002-95 et propose d'ajouter les montants applicables aux centrales appartenant à Hydro-Québec. Dans ce cas, la majoration de 15 % ne s'applique pas puisque l'entretien est à la charge du Transporteur.

Après examen du coût des postes de départ pour les projets réalisés récemment et en cours de réalisation, la Régie constate des écarts importants par rapport aux montants de la contribution maximale. La Régie n'a pu obtenir des explications convaincantes de ces écarts. Il lui est ainsi difficile de statuer sur la raisonnable des montants de la contribution maximale. **À défaut d'un examen de la question, elle reconduit les contributions maximales actuelles pour les postes de départ et accepte la distinction à faire pour les centrales appartenant à Hydro-Québec.**

<sup>52</sup> Dossier R-3549-2004, Phase 1, 15 avril 2005.

<sup>53</sup> Pièce HQT-5, document 3, Tarifs et conditions, Appendice J, feuille 203.

**TABLEAU 3  
CONTRIBUTION DES POSTES DE DÉPART**

Haute tension du poste de départ	Contribution maximale du Transporteur	
	Centrales n'appartenant pas à Hydro-Québec	Centrales appartenant à Hydro-Québec
Moins de 44 kV	35 \$/kW	30 \$/kW
Entre 44 et 120 kV	55 \$/kW	48 \$/kW
Plus de 120 kV	95 \$/kW	83 \$/kW

La Régie veut s'assurer que ces contributions maximales reflètent le coût réel pour un poste de départ en fonction des facteurs qui influencent leur choix et leur coût. Il est probable que ces facteurs comprennent le niveau de tension, la taille et la localisation de la centrale raccordée, ainsi que le caractère aérien ou souterrain de la centrale.

**La Régie demande au Transporteur de déposer, d'ici le 31 octobre 2006, une étude portant sur les coûts minimaux des postes selon les facteurs qui en influencent le choix et le coût.** Cette étude devrait être confiée ou supervisée par un consultant indépendant. Les résultats de cet examen devront mettre en évidence les paramètres techniques d'un poste standard de type aérien respectant les critères de fiabilité habituels de l'industrie.

#### Cas de la double transformation

Le Transporteur demande que les valeurs de la contribution maximale soient doublées dans le cas où il y a double transformation, comme c'est le cas pour l'intégration de la production éolienne.

De plus, le Transporteur propose de clarifier la définition du poste de départ dans le cas de la production éolienne en ajoutant à la section B.1 de l'Appendice J des Tarifs et conditions la mention « *ainsi que tout appareillage et ligne reliant entre eux les différents paliers de transformation* ».

Dans le présent dossier, aucun participant ne s'est opposé à la proposition du Transporteur. **La Régie accepte la proposition du Transporteur de doubler le plafond de contribution maximale pour les postes de départ pour la production éolienne. La balise de neutralité tarifaire applicable est celle de 560 \$/kW.** Cette balise s'applique tant à la simple qu'à la double transformation. Toutefois, faute d'une justification convaincante et afin d'éviter tout surdimensionnement éventuel des équipements, la Régie reverra tant l'opportunité d'un

double plafond que le niveau de ce plafond dans le cadre de l'étude relative à la définition des postes de départ justifiant les niveaux des contributions maximales.

## 6.2 PRIORITÉS D'UTILISATION DES INTERCONNEXIONS

Le Transporteur présente un tableau indiquant les priorités d'utilisation des interconnexions qu'il accorde en mode importation et en mode exportation.

La priorité de niveau 1 concerne le service pour l'alimentation de la charge locale avec une ressource désignée du Distributeur ainsi que le service de point à point ferme de long terme.

En commercialisant les capacités de transport résiduelles auprès de la clientèle des services de transport de point à point, le Transporteur optimise l'utilisation de son réseau et partant, réduit la part du revenu requis assumée par la charge locale. La responsabilité ultime du revenu requis repose sur la charge locale comme l'a souligné la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) à la page 136 de son Ordonnance 888-A :

*« We note that network service is founded on the notion that the transmission provider has a duty to plan and construct the transmission system to meet the present and future needs of its native load and, by comparability, its third-party network customers. In return, the native load and third-party network customers must pay all of the system's fixed costs that are not covered by the proceeds of point-to-point service. This means that native load and third-party network customers bear ultimate responsibility for the costs of both the capacity that they use and any capacity that is not reserved by point-to-point customers ».*

Il est légitime d'accorder à la charge locale et au service de point à point ferme de long terme la priorité d'utilisation des installations du réseau de transport nécessaires pour desservir leurs besoins. Les dépenses et les investissements relatifs au réseau de transport servant à répondre aux besoins de ces clients, cette priorité est justifiée.

Le niveau 2 de priorité est accordé au service de point à point ferme de court terme alors que le niveau 4 est réservé aux transactions non fermes. Ces priorités sont conformes à la structure du tarif pro forma de la FERC et sont justifiées.

La priorité de niveau 3 en mode réception proposée s'applique aux ressources non désignées pour alimenter la charge locale, dont les importations du Producteur pour l'alimentation de la charge locale afin d'assurer la satisfaction du contrat patrimonial. Or, cette priorité n'est

prévue au tarif pro forma que pour le Distributeur<sup>54</sup>. On ne peut y lire ni dans le tarif pro forma, ni au *Décret concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale*<sup>55</sup>, qu'elle s'applique au Producteur.

D'un côté, l'ACEF de Québec demande que la charge locale ait priorité sur l'ensemble des services de point à point fermes et non fermes. De l'autre, selon BEMI, la priorité de niveau 3 donne au Producteur une priorité en mode importation sur toute demande de service de point à point non ferme de court terme. Elle constitue un traitement privilégié en sa faveur.

Dans les faits, quand le Producteur importe, le Transporteur présume qu'il alimente la charge locale. Cependant, le Producteur réalise également des activités d'arbitrage. Afin d'éviter un traitement préférentiel, en l'absence d'information permettant de distinguer en temps réel les importations pour l'alimentation de la charge locale des transactions d'arbitrage, le Producteur doit être traité de la même façon que l'ensemble des autres clients du Transporteur, sans privilège pour ses importations.

Pour la charge locale, la Régie reste sensible aux motifs soumis pour justifier la priorité de niveau 3. Son analyse doit prendre en compte non seulement l'intérêt de la charge locale de sécuriser son approvisionnement patrimonial, mais aussi celui des autres participants au marché d'obtenir un accès non discriminatoire au réseau du Transporteur. Cette philosophie d'accès ouvert et non discriminatoire au réseau est une composante fondamentale de l'ensemble de la structure réglementaire du transport de l'électricité au Québec et en Amérique du Nord.

Dans ce cadre, la Régie retient que la charge locale et le service de point à point ferme de long terme sont prioritaires. En plus, le Distributeur désigne les ressources annuellement et peut aussi désigner, en tout temps, les ressources additionnelles qu'il juge nécessaires à la desserte de ses clients<sup>56</sup>.

Par la nature de ses activités et l'horizon actuel de la planification de ses approvisionnements, le Distributeur peut devoir combler des besoins additionnels à ceux prévus au début ou en cours d'année. La Régie est donc disposée, pour lui accorder un accès au réseau qui tient compte de son rôle et de ses moyens, à maintenir sa priorité de niveau 3 pour les fins de la desserte de la charge locale par des importations directes de court terme.

<sup>54</sup> Voir l'équivalent, pour les Tarifs et conditions, aux articles 28.4 et 36.3.

<sup>55</sup> Décret 1277-2001, 24 octobre 2001, (2001) 133 G.O.2, page 7705.

<sup>56</sup> Tarifs et conditions, article 36.3.

Le besoin d'une telle priorité pour le Distributeur étant fonction de ses moyens d'approvisionnement, elle pourra être revue au fil de l'évolution du marché québécois.

La Régie n'est toutefois pas convaincue du besoin d'accorder cette priorité au fournisseur du Distributeur qu'est le Producteur pour les fins de l'approvisionnement patrimonial, comme le mentionne BEMI. Après les réservations de long terme, le Transporteur commercialise par le service de point à point de court terme les capacités restantes de son réseau que le Producteur et les autres participants au marché peuvent réserver en respectant les tarifs et les conditions de service habituels, incluant les priorités disponibles<sup>57</sup>.

Bien que le décret patrimonial mentionne que l'électricité fournie par le Producteur au Distributeur peut être « produite ou achetée » par lui, il n'exclut en rien que le Producteur soit assujéti, comme tous les clients, au respect des tarifs et des conditions d'accès non discriminatoire au réseau de transport.

*« L'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale est assuré par la fourniture d'électricité produite ou achetée par le fournisseur ou rappelée par ce dernier en vertu des contrats spéciaux ou des ententes de services comportant des clauses de puissance interruptible en vigueur le 1 janvier 2001. »*  
(nos soulignés)

La Régie ne peut déduire une priorité d'accès aux interconnexions de cet article 1 du décret patrimonial, sans devoir y ajouter des mots qui n'y sont pas.

**La Régie accepte en partie seulement la priorité 3 en mode réception proposée par le Transporteur<sup>58</sup>. Elle la modifie pour ajouter que cette priorité ne peut être exercée que par le Distributeur.**

<sup>57</sup> Le texte des Tarifs et conditions, à ses articles 13.3 et 14.3 prévoit d'ailleurs que le Producteur, tout comme le Distributeur, est assujéti aux tarifs et conditions du service de point à point pour ses ventes à des tiers. Dans l'esprit de la séparation fonctionnelle de Hydro-Québec sous-jacente aux Tarifs et conditions, le Producteur et le Distributeur sont, l'un par rapport à l'autre, des tiers.

<sup>58</sup> Pièce HQT-5, document 1, page 13.

**TABEAU 4**  
**PRIORITÉ DES INTERCONNEXIONS**

Livraisons (exportation)	Réception (importation)
1. Service de point à point long terme (un an et plus) ferme	1. Service pour l'alimentation de la charge locale avec une ressource désignée du Distributeur, ainsi que service de point à point à long terme (un an et plus) ferme
2. Service de point à point de court terme ferme 2.1 Mensuel 2.2 Hebdomadaire 2.3 Quotidien	2. Service de point à point de court terme ferme. 2.1 Mensuel 2.2 Hebdomadaire 2.3 Quotidien
3. s.o	3. Service pour l'alimentation de la charge locale avec une ressource non désignée. <u>Cette priorité ne peut être exercée que par le Distributeur.</u>
4. Service de point à point de court terme non ferme 4.1 Mensuel 4.2 Hebdomadaire 4.3 Quotidien 4.4 Horaire	4. Service de point à point de court terme non ferme 4.1 Mensuel 4.2 Hebdomadaire 4.3 Quotidien 4.4 Horaire

### 6.3 ÉNERGIE D'URGENCE

Le Transporteur propose d'ajouter les articles 1.19.1 et 7A aux Tarifs et conditions pour prévoir les modalités de traitement de l'énergie d'urgence en mode livraison et en mode réception.

Conformément aux pratiques usuelles des services publics et en particulier aux exigences du *North American Reliability Council (NERC)* et du *Northeast Power Coordinating Council (NPCC)*<sup>59</sup>, le Transporteur doit livrer de l'énergie d'urgence à une zone de réglage voisine, sur demande de cette dernière. À ce titre, il facture la zone de réglage réceptrice selon la formule de prix applicable et paie le fournisseur d'énergie d'urgence.

<sup>59</sup> *Emergency Operation Criteria*, NPCC document A-3, adopté le 25 janvier 1982, tel que révisé.

De même, en situation d'urgence, le Transporteur demande que lui soit livrée de l'énergie par une zone de réglage voisine. Il paie le prix établi par la zone de réglage voisine et émet une facture au Distributeur qui en a fait la demande et qui doit en acquitter le prix dans les 20 jours suivant sa réception.

Les articles proposés ont pour objectif de faire état de l'obligation du Transporteur d'effectuer ou de recevoir des livraisons d'énergie d'urgence des réseaux voisins conformément à la pratique généralement observée. Bien que le Transporteur ne soit ni celui qui achète, ni celui qui utilise cette énergie d'urgence, mais celui qui la transporte, il doit en assumer la responsabilité à titre d'opérateur de la zone de réglage, garant de sa fiabilité. Modifier une telle pratique ne correspondrait pas à l'esprit des Tarifs et conditions et aux obligations imposées au Transporteur par le NERC et le NPCC.

L'énergie d'urgence est requise pour rétablir la réserve selon les critères du NERC et du NPCC. La Régie est d'avis que le Transporteur est responsable de l'obtention des ressources requises au maintien de la fiabilité du réseau. Comme opérateur de réseau, le Transporteur a la responsabilité de maintenir un niveau de fiabilité qui ne met pas en danger les réseaux voisins et, pour cela, il conclut des conventions d'interconnexion qui stipulent les obligations mutuelles d'assistance des réseaux en cas d'urgence<sup>60</sup>. C'est dans cette perspective d'entraide, à des fins autres que purement commerciales, que doivent être vues la livraison et la réception d'énergie d'urgence. À ce titre, le Transporteur bénéficie de l'électricité d'urgence.

Cette obligation du Transporteur envers les réseaux voisins exige une responsabilité directe qui excède celle du simple mandataire. Cette responsabilité est mieux allouée au Transporteur qu'au fournisseur de l'énergie d'urgence qui, d'une part, se voit contraint de la fournir sur simple ordre du Transporteur et, d'autre part, ne possède aucun lien direct avec son acheteur.

**Pour ces raisons, la Régie est d'avis que les articles 1.19.1 et 7A ne sont pas requis et elle en rejette l'ajout aux Tarifs et conditions.**

---

<sup>60</sup> Par exemple, la Convention d'interconnexion entre NYISO et Hydro-Québec TransÉnergie du 21 octobre 2002, pièce BEMI-8B.

#### 6.4 CONVENTION DE SERVICE DE TRANSPORT DE POINT À POINT

Le Transporteur propose d'introduire une convention de service parapluie unique applicable à tous les services de point à point de court terme, fermes et non fermes. Il modifie, en conséquence, le libellé de l'Appendice B des Tarifs et conditions pour permettre à un client d'effectuer de nombreuses transactions de service de court terme sans signer une convention pour chacune d'elles.

**Cette mesure favorise l'efficacité et simplifie les transactions. La Régie accepte la modification du texte de l'Appendice B, telle que soumise par le Transporteur.**

#### 6.5 AUTRES

Le Transporteur propose de modifier l'article 1.9 des Tarifs et conditions, ce à quoi l'ACEF de Québec s'oppose au motif qu'Hydro-Québec a l'obligation de desservir la charge locale en priorité.

**La Régie ne partage pas les craintes de l'intervenante. La modification n'a pas pour effet d'amoindrir la responsabilité du Transporteur à l'égard du Distributeur.** L'obligation du Transporteur de planifier, construire et exploiter le réseau de manière à répondre aux besoins du Distributeur est prévue à l'article 36.2 des Tarifs et conditions. La modification proposée en est une de concordance avec le libellé de la Loi et de la loi constitutive d'Hydro-Québec<sup>61</sup>, et la Régie l'accepte.

L'ACEF de Québec demande aussi à la Régie de retirer la référence aux bris ou accidents de machines et de l'équipement à l'article 10.1 des Tarifs et conditions qui traite des cas de force majeure. **La Régie rejette cette demande de modification de l'article 10.1.** L'ACEF de Québec n'a pas démontré le bénéfice pouvant résulter d'un tel amendement puisqu'il est incorrect de prétendre que tous les bris seront considérés comme des cas de force majeure. La Régie comprend plutôt, conformément au droit commun, que le Transporteur doit démontrer que l'événement rencontre les critères de la force majeure, soit un événement extérieur, que celui-ci ne peut prévoir, auquel il ne peut résister et qui a rendu absolument impossible l'exécution de l'obligation.

---

<sup>61</sup> *Loi sur Hydro-Québec*, L.R.Q. c. H-5.



Le Transporteur propose l'ajout d'une clause d'exonération de responsabilité à l'article 10.2 des Tarifs et conditions. **La Régie rejette la proposition du Transporteur.** La preuve ne démontre pas que le Transporteur est exposé à un risque qui nécessite une clause d'exonération complète, notamment en présence de l'article 10.1 relatif aux cas de force majeure.

Le Transporteur propose d'ajouter des dispositions concernant la solvabilité, la gestion du risque et le non paiement aux articles 11.1 à 11.3 des Tarifs et conditions. **La Régie rejette la modification à l'article 11.1 au motif que les moyens prévus au texte actuel sont suffisants pour vérifier adéquatement la solvabilité du client. Les articles 11.2 et 11.3 sont acceptés, sauf en ce qui a trait au deuxième paragraphe de l'article 11.3.** La Régie juge que la compensation avec les affiliés des clients du service de transport constitue une condition de service exorbitante du droit contractuel alors que le Transporteur n'a pas fait la démonstration d'un besoin réel.

## 7. **RÉTROACTIVITÉ**

Le Transporteur demande à la Régie de l'autoriser à appliquer ses nouveaux tarifs à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005 pour lui permettre de récupérer l'ensemble du coût total de la prestation du service établi à 2 591,0 M\$. Le Transporteur demande également d'être autorisé à appliquer les modifications aux conditions des services de façon rétroactive à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005.

Pour disposer de ces demandes, la Régie distingue les tarifs des services de transport, déterminés sur la base du revenu requis, des tarifs des services complémentaires et des conditions des services.

### 7.1 **RÉTROACTIVITÉ DES TARIFS DES SERVICES DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ**

Lors de la Phase 1, le Transporteur demandait que les tarifs existants du service de transport d'électricité soient déclarés provisoires à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005.

Dans sa décision D-2004-253<sup>62</sup>, la Régie a déclaré provisoires, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005, les tarifs existants du service de transport. La Régie a jugé prématuré de se prononcer sur l'application rétroactive des tarifs au 1<sup>er</sup> janvier 2005, sans une connaissance de ceux-ci et de leurs conséquences sur la clientèle du Transporteur. En conséquence, la Régie réservait sa décision sur la demande de rétroactivité à l'issue de la Phase 2.

Conformément à cette décision, le Transporteur réitère sa demande afin que les tarifs génèrent les revenus requis approuvés par la Régie dans sa décision D-2005-63<sup>63</sup>.

**La Régie autorise le Transporteur à appliquer rétroactivement les tarifs pour le service de transport à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005.** L'application rétroactive des tarifs est nécessaire pour permettre au Transporteur de récupérer le revenu requis autorisé par la Régie dans sa décision D-2005-63, incluant le rendement sur la base de tarification. À cet effet, les clients du Transporteur ont été informés, par un avis sur le site OASIS, que ces tarifs étaient susceptibles d'être révisés à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005.

Cette approbation s'accompagne toutefois d'une mise en garde. La Régie partage la position des intervenants à l'effet que le Transporteur doit prévoir une durée raisonnable pour permettre le traitement de son dossier tarifaire avant la date d'application prévue pour ses tarifs de transport<sup>64</sup>. En l'espèce, le Transporteur a déposé sa demande trois mois avant la date d'application proposée des tarifs, un délai que la Régie pourrait juger insuffisant à l'avenir en l'absence de circonstances exceptionnelles. L'application rétroactive des tarifs doit rester une mesure exceptionnelle pour assurer la sécurité juridique des transactions avec le Transporteur. Il s'agit d'une question d'équité envers les clients du réseau, y compris les clients de la charge locale.

## 7.2 RÉTROACTIVITÉ DES TARIFS DES SERVICES COMPLÉMENTAIRES

Le Transporteur demande également l'application rétroactive au 1<sup>er</sup> janvier 2005 des tarifs des services complémentaires.

---

<sup>62</sup> 1<sup>er</sup> décembre 2004.

<sup>63</sup> 15 avril 2005.

<sup>64</sup> Union Gas Limited, Commission de l'énergie de l'Ontario, décision EB-2005-0449, 13 octobre 2005 : « The Board understands the pressures imposed by the regulatory agenda; however, it is up to Union to resource itself appropriately so that it may achieve its priorities. It is inappropriate to seek to abbreviate the proceeding or justify an index-based approach solely on the basis of timing concerns. » (page 4).

**La Régie distingue cette demande de celle portant sur les tarifs de transport et la refuse. Elle autorise l'application des tarifs des services complémentaires à compter de la date de la présente décision.**

Les revenus de ces services sont versés à ceux qui les fournissent. Devant cette neutralité financière pour le Transporteur, celui-ci n'a pas présenté une preuve suffisante pour écarter le principe général de la non-rétroactivité.

La preuve du Transporteur n'est appuyée par aucune entente écrite avec son fournisseur de service complémentaire. La demande du Transporteur comprend la création d'un nouveau service et l'application de services existants à une nouvelle clientèle, alors qu'au moment de rendre la décision D-2004-253, de telles modalités n'existaient pas. Aussi, la demande ainsi que la preuve du Transporteur n'ont été déposées que six mois après la décision sur les tarifs provisoires. Il apparaît déraisonnable, dans de telles circonstances, d'imposer rétroactivement des tarifs pour ces services complémentaires à des clients qui n'en ont pas été adéquatement informés au préalable.

Cette décision est conforme au principe selon lequel la Régie fixe, sauf circonstances exceptionnelles, les tarifs du Transporteur de manière prospective. En refusant de faire rétroagir sa décision concernant les services complémentaires, la Régie assure un traitement juste, raisonnable et équitable à l'égard de tous. Elle assure la stabilité juridique des conventions de service liant le Transporteur et ses clients. Elle permet au fournisseur de services complémentaires de recevoir le montant approuvé par la Régie, à charge par le Transporteur de présenter une demande pour toute modification à ces services en temps opportun.

### **7.3 RÉTROACTIVITÉ DES CONDITIONS DE SERVICES DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ**

Le Transporteur demande enfin l'application rétroactive des modifications proposées aux conditions de service. Cette demande n'a pas été formulée lors du dépôt de la Phase 1. Elle n'est formulée, pour une première fois, qu'en juin 2005.

Le principe général est la non-rétroactivité et la rétroactivité, l'exception. Le Transporteur n'a pas fait la démonstration concluante de la nécessité de la modification rétroactive des conditions de service à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005. Hormis la mention des attentes de certains clients en regard de la hausse de la contribution du Transporteur aux ajouts au réseau, le Transporteur n'a pas soulevé d'objection substantielle à l'application prospective

des conditions de service. Enfin, le Transporteur n'ayant formulé explicitement une telle demande qu'en juin 2005, cette question n'a pas fait l'objet de la décision D-2004-253 ou même des décisions D-2005-50 et D-2005-63 à l'issue de la Phase 1.

**Dans ces circonstances, la Régie déclare les modifications aux conditions de service applicables à compter de la présente décision. À des fins de précision, il doit être compris que les nouvelles dispositions de l'article 12A et de l'Appendice J des Tarifs et conditions sur les ajouts au réseau s'appliquent aux ententes de raccordement conclues à compter de la présente décision.**

## **8. ARTICLE 75**

Dans le cadre de l'article 75 de la Loi, la Régie assure le suivi de certaines informations ainsi que de ses décisions. Elle demande au Transporteur d'inclure à ses rapports annuels les informations suivantes :

- le détail de l'énergie injectée au point de raccordement au réseau par chaque nouvelle centrale aux fins du calcul de la garantie financière du client.

Pour ces motifs,

### **La Régie de l'énergie :**

**ACCUEILLE** en partie la demande révisée du Transporteur sur la Phase 2 de la cause tarifaire 2005;

**APPROUVE** la procédure accélérée d'examen des plaintes du Transporteur jointe à la présente décision comme Annexe A;

**ORDONNE** au Transporteur d'afficher cette procédure accélérée d'examen des plaintes sur son site OASIS;

**ADOpte** la méthodologie de répartition du coût de service de transport retenue dans la section 3 de la présente décision;

**REÇOIT** le rapport final du Transporteur sur sa politique transitoire de rabais pour la période du 15 janvier 2003 au 14 janvier 2004 déposé auprès de la Régie comme pièce HQT-2, document 3;

**ORDONNE** la création d'un groupe de travail sur la politique de rabais conformément aux instructions de la Régie et de lui faire rapport d'ici le 31 octobre 2006;

**DEMANDE** au Transporteur de déposer, d'ici le 31 octobre 2006, une étude portant sur les coûts minimaux des postes de départ;

**FIXE** à 2 482 974 000 \$, à l'Appendice H des Tarifs et conditions, le montant payable au Transporteur pour le service d'alimentation de la charge locale;

**FIXE** les tarifs auxquels l'électricité est transportée par le Transporteur, conformément à l'Annexe B de la présente décision. Ces tarifs entrent en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005;

**FIXE** les tarifs auxquels les services complémentaires sont offerts par le Transporteur, conformément à l'Annexe C de la présente décision. Ces tarifs entrent en vigueur à compter de la date de la présente décision;

**APPROUVE** le texte des Tarifs et conditions de service de transport joint à l'Annexe D de la présente décision, lequel entre en vigueur à compter de la date de la présente décision, sauf les tarifs des services de transport de point à point stipulés à ses annexes 9 et 10 ainsi que les revenus requis du service de transport pour l'alimentation de la charge locale et en réseau intégré stipulé à son Appendice H qui entrent en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2005.

Benoît Pepin  
Régisseur

François Tanguay  
Régisseur

Richard Carrier  
Régisseur

**Représentants :**

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) représentée par MM. Richard Dagenais et Vital Barbeau;
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ) représentée par M. Jean-François Samray;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par M<sup>c</sup> Pierre Pelletier;
- Brascan Énergie Marketing Inc. (BEMI) représenté par M<sup>c</sup> Paule Hamelin;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M<sup>c</sup> André Turmel;
- Hydro-Québec représentée par M<sup>c</sup> F. Jean Morel et M<sup>c</sup> Carolina Rinfret;
- Option consommateurs (OC) représentée par M<sup>c</sup> Stéphanie Lussier;
- Ontario Power Generation (OPG) représentée par M<sup>c</sup> Pierre Tourigny;
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M<sup>c</sup> Hélène Sicard;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M<sup>c</sup> Eve-Lyne H. Fecteau;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M<sup>c</sup> Steve Cadrin;
- M<sup>c</sup> Jean-François Ouimette pour la Régie de l'énergie.

# ANNEXE A

## PROCÉDURE ACCÉLÉRÉE D'EXAMEN DES PLAINTES

Annexe A (1 page)

B.P. \_\_\_\_\_

F. T. \_\_\_\_\_

R.C. \_\_\_\_\_

**PROCÉDURE ACCÉLÉRÉE D'EXAMEN DES PLAINTES DES CLIENTS DES  
SERVICES DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE EN  
MATIÈRE DE REJET D'UNE DEMANDE DE SERVICE DE TRANSPORT**

1. Pour toute question urgente relative au rejet d'une demande de service de transport, dont la date prévue de début du service se situe à l'intérieur d'un délai de quatre-vingt-dix (90) jours, le client est invité à contacter le délégué commercial s'il ne l'a pas encore fait.
2. Si le client a déjà communiqué avec le délégué commercial et qu'aucune entente n'est intervenue, il peut présenter à ce dernier une plainte. Cette plainte doit être déposée par écrit, en précisant les informations nécessaires à la compréhension de sa plainte et en précisant la solution recherchée. Sur demande, le délégué commercial assiste le client dans la formulation de sa plainte.
3. Le délégué commercial enregistre la plainte et recherche, en concertation avec le directeur Commercialisation, des solutions afin d'en arriver à une entente avec le client.
4. Dans les cinq (5) jours ouvrables suivant la réception de la plainte écrite par Hydro-Québec TransÉnergie, le client reçoit une réponse écrite du directeur Commercialisation. Cette réponse informe le client de la position retenue, des motifs appuyant cette position et de son droit de recours à la Régie de l'énergie, si le client est en désaccord avec la décision rendue par Hydro-Québec TransÉnergie.



# ANNEXE B

## TARIFS DES SERVICES DE TRANSPORT

**Annexe B (1 page)**

**B.P.** \_\_\_\_\_

**F. T.** \_\_\_\_\_

**R.C.** \_\_\_\_\_

<b>Tarifs des services de transport</b>			
<b>Services de transport</b>			<b>Tarifs</b>
Point à point	Annuel	Ferme	72,90 \$/kW/an
	Mensuel	Ferme	6,08 \$/kW/mois
	Mensuel	Non ferme	6,08 \$/kW/mois
	Hebdomadaire	Ferme	1,40 \$/kW/semaine
	Hebdomadaire	Non ferme	1,40 \$/kW/semaine
	Quotidien	Ferme	0,28 \$/kW/jour
	Quotidien	Non ferme	0,20 \$/kW/jour
	Horaire	Non ferme	8,33 \$/MW/heure
Réseau intégré			0 \$
Alimentation de la charge locale			2 482 974 000 \$

# ANNEXE C

## TARIFS DES SERVICES COMPLÉMENTAIRES

<b>Annexe C (1 page)</b>	
<b>B.P.</b>	_____
<b>F. T.</b>	_____
<b>R.C.</b>	_____

<b>Tarifs des services complémentaires</b>			
<b>Services complémentaires</b>			<b>Tarifs</b>
Réglage de tension	Annuel	Ferme	0,38 \$/kW/an
	Mensuel	Ferme	0,03 \$/kW/mois
	Mensuel	Non ferme	0,03 \$/kW/mois
	Hebdomadaire	Ferme	7,25 \$/MW/semaine
	Hebdomadaire	Non ferme	7,25 \$/MW/semaine
	Quotidien	Ferme	1,45 \$/MW/jour
	Quotidien	Non ferme	1,03 \$/MW/jour
	Horaire	Non ferme	0,04 \$/MW/heure
Réglage de fréquence	Annuel	Ferme	0,39 \$/kW/an
	Mensuel	Ferme	0,03 \$/kW/mois
	Mensuel	Non ferme	0,03 \$/kW/mois
	Hebdomadaire	Ferme	7,50 \$/MW/semaine
	Hebdomadaire	Non ferme	7,50 \$/MW/semaine
	Quotidien	Ferme	1,50 \$/MW/jour
	Quotidien	Non ferme	1,07 \$/MW/jour
	Horaire	Non ferme	0,04 \$/MW/heure
Réserve d'exploitation – Service de maintien de réserve tournante	Annuel	Ferme	1,40 \$/kW/an
	Mensuel	Ferme	0,12 \$/kW/mois
	Mensuel	Non ferme	0,12 \$/kW/mois
	Hebdomadaire	Ferme	26,87 \$/MW/semaine
	Hebdomadaire	Non ferme	26,87 \$/MW/semaine
	Quotidien	Ferme	5,37 \$/MW/jour
	Quotidien	Non ferme	3,83 \$/MW/jour
	Horaire	Non ferme	0,16 \$/MW/heure
Réserve d'exploitation – Service de maintien de réserve arrêtée	Annuel		0,70 \$/kW/an
	Mensuel		0,06 \$/kW/mois
	Hebdomadaire		13,43 \$/MW/semaine
	Quotidien	Ferme	2,69 \$/MW/jour
	Quotidien	Non ferme	1,91 \$/MW/jour
		Horaire	Non ferme
Compensation d'écart de livraison	Livraison supérieure à la programmation		11,25 ¢/kWh
	Livraison inférieure à la programmation		3,75 ¢/kWh
Compensation d'écart de réception	Réception inférieure à la programmation		11,25 ¢/kWh
	Réception supérieure à la programmation		3,75 ¢/kWh

# ANNEXE D

## TARIFS ET CONDITIONS

Annexe D (209 pages)

B.P. \_\_\_\_\_

F. T. \_\_\_\_\_

R.C. \_\_\_\_\_