

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

COPIE

DEMANDE RELATIVE A LA MODIFICATION DES TARIFS
ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT
D'HYDRO-QUÉBEC A COMPTER DU 1ER JANVIER 2009

DOSSIER : R-3669-2008

RÉGISSEURS : M. RICHARD CARRIER, président
Mme LUCIE GERVAIS
M. JEAN-FRANÇOIS VIAU

AUDIENCE DU 9 FÉVRIER 2011

VOLUME 10

DENISE TURCOT
sténographe officielle

Page 2	Page 4
R-3669-2008 9 FÉVRIER 2011 COMPARUTIONS Me JEAN-FRANÇOIS OUMETTE, procureur de la Régie REQUÉRANTE : Me ÉRIC DUNBERRY et Me MARIE-CHRISTINE HIVON et Me LAURENCE GÉVRY-FORTIER, procureurs de Hydro-Québec Transporteur (HQT) INTERVENANTS : Me DENIS FALARDEAU, procureur de Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF) Me PAULE HAMELIN, procureure de Énergie Brookfield Marketing inc. (EBMI) Me GENEVIEVE PAQUET, procureure de Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ) Me ANDRÉ TURMEL et Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS, procureurs de Newfoundland Labrador Hydro (NLH) Me LOUISE CADIEUX, procureure de Ontario Power Generation Me ANNIE GARIEPY, procureure de Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) Me DOMINIQUE NEUMAN, procureur de Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) Me HÉLÈNE SICARD, procureure de Union des consommateurs (UC) Me JEAN-FRANÇOIS GIRARD, procureur de Union des municipalités du Québec (UMQ)	LISTE DES PIÈCES Page 1 2 3 4 HQT-8-6.2: 5 Liste des ressources désignées 6 du distributeur pour 7 l'alimentation de la charge 8 locale 8 9 HQT-29-6.2: 10 Désignations de ressources par 11 le distributeur et retraits 9 12 HQT-44-1: 13 Présentation PowerPoint du 14 Transporteur intitulée 15 Ressources désignées, Sommaire 16 des éléments principaux. 18 17 C-13-38: 18 Convention de service accélérée 19 pour un service de transport à 20 long terme de point à point de 21 225MW portant sur 22 l'interconnexion HQT-HIGHGATE. 23 24 25
Page 3	Page 5
TABLE DES MATIÈRES Page 1 2 3 4 LISTE DES PIÈCES 4 5 LISTE DES ENGAGEMENTS 5 6 PREUVE DU TRANSPORTEUR 7 PANEL 12 8 SYLVAIN CLERMONT 9 Interrogé par Me Éric Dunberry 6 10 Contre-interrogé par Me Hélène Sicard 18 11 Contre-interrogé par Me Dominique Neuman 69 12 Contre-interrogé par Me André Turmel 87 13 14 AUDIENCE CONTINUÉE LE 10 FÉVRIER 2011 A 9 H 00 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25	LISTE DES ENGAGEMENTS Page 1 2 3 4 E-15: Vérifier si Hydro-Québec serait 5 d'accord pour intégrer à 6 l'article 37.1, paragraphe 1, 7 alinéa (i), l'exigence faite au 8 distributeur de fournir ses 9 prévisions mensuelles pour 10 l'année courante et pour l'année 11 suivante (tel que spécifié à 12 l'appendice C-1, section 13 3.a.iii), quatrième paragraphe). ... 74 14 E-16: Identifier à l'égard du respect 15 de l'article 37.1(iii) et (iv) 16 où exactement dans le plan des 17 charges coté HQT-8, document 5.1 18 on trouve la puissance exacte de 19 chaque centrale, contrat ou 20 ressource qui est désignée (et 21 non seulement disponible mais 22 désignée) et quelle est la 23 puissance totale désignée. 124 24 E-17: Vérifier si HQT pourrait inclure 25 dans sa proposition que

Page 6 1 l'attestation apparaissant à la 2 FERC 890-A au paragraphe 919 3 soit indiqué sur le site OASIS. . . . 149 4 ----- 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25	Page 8 1 pour le Transporteur : 2 Q.1 Alors, Monsieur Clermont, je vous 3 demanderais de prendre copie de deux 4 documents, les pièces HQT-8, document 6.2 5 et HQT-29, document 6.2. Alors, le 6 premier de ces deux documents, document 7 HQT-8-6.2, c'est la liste des ressources 8 désignées du distributeur pour 9 l'alimentation de la charge locale. Avez- 10 vous une copie de ce document, Monsieur 11 Clermont? 12 R. Oui. 13 Q.2 Est-ce que vous avez été impliqué dans la 14 préparation ou dans la supervision du 15 travail de préparation de cette pièce? 16 R. Oui. 17 Q.3 Et est-ce que cette pièce reflète toujours 18 la position du Transporteur concernant le 19 sujet qui y est abordé? 20 R. Oui. 21 Q.4 Alors, Monsieur le Président, je dépose 22 formellement cette pièce sous la cote HQT- 23 8, document 6.2 24 PIECE HQT-8-6.2: 25 Liste des ressources désignées du distributeur pour
Page 7 1 EN L'AN DEUX MILLE ONZE (2011), ce neuvième (9e) 2 jour du mois de février, 3 4 LA GREFFIERE: 5 Veuillez prendre place, s'il vous plaît. 6 LE PRÉSIDENT: 7 Alors, bonjour à toutes et à tous. Reprise de 8 l'audience. Madame Guilhermond. 9 LA GREFFIERE: 10 Protocole d'ouverture. Audience du 9 février 2011, 11 dossier R-3669-2008 - phase 2. Demande relative à 12 la modification des Tarifs et conditions des 13 services de transport d'Hydro-Québec à compter du 14 1er janvier 2009. Poursuite de l'audience. 15 LE PRÉSIDENT: 16 Alors, nous allons reprendre, Maître Dunberry. 17 Me ÉRIC DUNBERRY: 18 Alors, bon matin, Monsieur le Président, Madame, 19 Monsieur les régisseurs. Nous reprenons ce matin 20 avec le thème 12, les ressources désignées. 21 Nous débutons avec la production de quelques 22 documents qui sont déjà cotés. 23 PANEL 12 24 SYLVAIN CLERMONT 25 INTERROGÉ PAR Me ÉRIC DUNBERRY,	Page 9 1 l'alimentation de la charge locale. 2 Me ÉRIC DUNBERRY : 3 Q.5 Maintenant, Monsieur Clermont, je réfère 4 au second et dernier document, pièce HQT- 5 29, document 6.2, Désignations de 6 ressources par le distributeur et 7 retraits. Vous avez une copie de ce 8 document, Monsieur Clermont? 9 R. Oui. 10 Q.6 Et vous avez été impliqué dans la 11 préparation ou la supervision du travail 12 de préparation de ce document? 13 R. Absolument. 14 Q.7 Et le contenu reflète toujours fidèlement 15 la position du Transporteur concernant la 16 question qui était visée par cette 17 production documentaire? 18 R. C'est bien le cas. 19 Q.8 Alors, Monsieur le Président, nous 20 déposons formellement en preuve la pièce 21 HQT-29, document 6.2. 22 PIECE HQT-29-6.2: 23 Désignations de ressources par le distributeur et 24 retraits. 25 Q.9 Monsieur Clermont, je comprends que vous

Page 10	Page 12
1 avez maintenant préparé pour livrer, les 2 faits saillants de votre témoignage en 3 chef sur le thème désigné, une 4 présentation PowerPoint, c'est exact? 5 R. Oui, tout à fait. 6 Q.10 Alors, je vous inviterais à présenter 7 cette présentation au banc et nous verrons 8 ensuite à déposer la pièce en preuve. 9 Merci. 10 R. Alors, bonjour, Monsieur le Président, 11 Madame la régisseur, Monsieur le régisseur 12 Viau. 13 Alors, donc, le Transporteur propose 14 de modifier ses Tarifs et conditions afin 15 de, dans un premier temps, de préciser 16 l'information qui doit être fournie par le 17 client du service en réseau intégré et le 18 distributeur concernant les ressources 19 désignées. 20 Dans un deuxième temps, modifier la 21 procédure de désignation de nouvelles 22 ressources, modifier la procédure de 23 suppression de ressources et permettre 24 leur suppression temporaire. Préciser les 25 restrictions d'utilisation des ressources	1 et je pense que maintenant on est tous 2 familiers avec l'idée qu'il n'y a pas en 3 ce moment de tels clients au Québec, la 4 communication de l'information doit... 5 sera celle qui est précisée au paragraphe 6 29.2(v) des Tarifs et conditions. 7 Dans le cas du distributeur, 8 l'information qui est actuellement fournie 9 par le distributeur suivant l'article 10 37.1(iii) des Tarifs et conditions est 11 suffisante et fournit au Transporteur 12 l'information nécessaire. 13 Maintenant, l'attestation relative à 14 la propriété et à la disponibilité des 15 ressources. Alors, cette attestation 16 permet d'assurer la désignation d'une 17 ressource conformément aux conditions qui 18 sont prescrites. Il faut noter que 19 l'attestation est prise pour avérée 20 témoignant d'un acte unilatéral de celui 21 qui l'envoie et non d'une demande et, en 22 conséquence, donc l'attestation est 23 acceptée sans vérification, ni discrétion 24 de la part du Transporteur. 25 Cette attestation est exigible en
Page 11	Page 13
1 désignées. Et finalement, permettre le 2 partage des réserves avec des ressources 3 désignées. 4 Les propositions de... la proposition 5 de modification qui vous est soumise 6 aujourd'hui est juste et raisonnable en ce 7 qu'elle, dans un premier temps, favorise 8 l'exploitation optimale et transparente du 9 réseau, notamment par les règles 10 d'affichage en ce qu'elle, deuxièmement, 11 confirme les règles relatives à la 12 désignation des ressources et finalement 13 ces modifications reflètent les 14 modifications qui ont été apportées au 15 tarif pro forma de la FERC avec les 16 adaptations nécessaires au contexte du 17 Québec, notamment pour tenir compte de 18 l'existence de la Partie IV de 19 l'utilisation du plan des charges, de la 20 propriété des centrales et du point HQT. 21 Alors, l'information concernant les 22 ressources désignées. Il y a donc 23 l'information qui est relative aux 24 ressources situées hors réseau. Dans le 25 cas du client du service en réseau intégré	1 trois circonstances. Alors, avec le plan 2 des charges et des ressources qui est 3 transmis par le distributeur lors de la 4 désignation d'une nouvelle ressource et 5 lors de la suppression temporaire d'une 6 ressource. 7 Le contenu de cette attestation, dans 8 le cas du client en réseau intégré, le 9 contenu vise la propriété et la 10 disponibilité des ressources. Alors, dans 11 un premier temps, l'attestation vise à 12 établir que les ressources sont possédées 13 ou achetées par le client du service en 14 réseau intégré et vous avez là les 15 références aux articles et que ces mêmes 16 ressources sont disponibles pour alimenter 17 la charge en réseau intégré sur une base 18 qui est non interruptible. 19 Dans le cas du distributeur, 20 l'attestation doit attester de la 21 disponibilité des ressources. Donc, les 22 ressources sont disponibles pour alimenter 23 la charge locale sur une base non 24 interruptible. 25 Important de noter ici, le

	Page 14		Page 16
1	distributeur ne possède pas de centrale.	1	pour la désignation d'une nouvelle, alors
2	La Régie en est parfaitement au courant.	2	pour les ressources qui impliquent
3	Et, en conséquence, il serait	3	l'utilisation d'un chemin affiché sur
4	déraisonnable d'exiger une possession	4	OASIS, la suppression se fera par
5	puisque l'on sait que factuellement ce n'est	5	l'entremise du site OASIS. Dans le cas
6	pas le cas.	6	des ressources, des autres ressources, la
7	Alors, la procédure de désignation	7	suppression se fera par un avis écrit,
8	d'une nouvelle ressource. Dans le cas...	8	envoyé au Transporteur et cette
9	donc, la nouvelle procédure pour la	9	suppression sera affichée sur OASIS.
10	désignation d'une nouvelle ressource, il	10	Encore ici, important de noter, la
11	est important de noter ici, la procédure	11	suppression est donc encore ici un acte
12	est la même pour les clients du service en	12	unilatéral du client. Ce n'est pas une
13	réseau intégré et pour le distributeur,	13	demande puisque la notion de demande
14	donc pour l'alimentation de la charge	14	impliquerait l'exercice d'un jugement ou
15	locale.	15	d'une décision.
16	Alors, dans le cas où cette nouvelle	16	Toujours dans la procédure de
17	ressource implique l'utilisation d'un	17	suppression de désignation de ressource et
18	chemin qui est affiché sur le site OASIS	18	suppression temporaire. Alors, l'objectif
19	du Transporteur, la désignation sera faite	19	des suppressions temporaires, deux
20	par l'entremise du site OASIS, donc dans	20	objectifs qui sont visés par cette
21	le cas de la Partie IV alimentation de la	21	modification permettent la substitution
22	charge locale par l'inscription d'un QCRD.	22	temporaire de ressources pour une période
23	Dans le cas de ressources qui n'utilisent	23	qui est définie et permettent la
24	pas de chemin affiché sur OASIS, la	24	réalisation de vente non interruptible de
25	désignation se fera par un avis écrit et	25	façon temporaire.

	Page 15		Page 17
1	cette désignation sera affichée sur le	1	Les modalités d'utilisation de cette
2	site OASIS du Transporteur. Dans tous les	2	suppression temporaire, alors dans un
3	cas, cette nouvelle désignation devra être	3	premier temps il y aura rétablissement
4	accompagnée d'une attestation.	4	automatique de la désignation à la fin de
5	Puisqu'on vient de parler du site	5	la période de suppression. Encore ici une
6	OASIS, j'en profite, je sais qu'il y avait	6	attestation est requise.
7	beaucoup de curiosité là-dessus, le	7	Vraisemblablement, il y aura des demandes
8	nouveau site OASIS du Transporteur est en	8	de service point à point connexes et une
9	service depuis le 16 novembre 2010, donc	9	particularité, cette suppression sera
10	maintenant, bien sûr, ça se fait par	10	réputée sans effet si jamais les demandes
11	l'entremise... bien du seul site courant,	11	de service point à point connexes étaient
12	il y a toujours eu juste un site en	12	refusées.
13	opération mais en ce moment, donc depuis	13	Toujours dans la procédure de
14	le 16 novembre, il y a le fameux nouveau	14	suppression d'une ressource, dans ce cas-
15	site de web OATI, le web OASIS d'OATI qui	15	ci, dans le cas d'une ressource qui
16	est en service.	16	servirait à faire des ventes non
17	La procédure de suppression de	17	interruptibles à des tiers, important de
18	désignation de ressource, alors il y a	18	noter et de comprendre que les ventes sur
19	modification de la procédure pour la	19	une base interruptible ont toujours et
20	suppression de désignation d'une	20	sont toujours permises. Seules des ventes
21	ressource. Dans ce cas-ci encore, c'est	21	non interruptibles requièrent une
22	la même procédure pour les clients du	22	suppression de ressource.
23	service en réseau intégré et pour les	23	Alors, voilà qui complète ma
24	clients de la Partie IV.	24	présentation.
25	Alors, de façon miroir à la procédure	25	Q.11 Alors, merci beaucoup, Monsieur Clermont.

Page 18	Page 20
1 Nous déposons le document sous la cote, 2 sauf erreur, HQT-44, document 1, et la 3 cote B... et la cote B-184, le document 4 étant intitulé thème 12, Ressources 5 désignées, Sommaire des éléments 6 principaux. Présentation PowerPoint du 7 Transporteur. 8 PIECE HQT-44-1: 9 Présentation PowerPoint du Transporteur intitulée 10 Ressources désignées, Sommaire des éléments 11 principaux. 12 Me ÉRIC DUNBERRY : 13 Q.12 Alors, merci, Monsieur Clermont. Monsieur 14 le Président, nous sommes prêts au contre- 15 interrogatoire. 16 LE PRÉSIDENT: 17 Merci. Donc, nous allons procéder par ordre 18 alphabétique inverse. Est-ce que pour l'UMQ il y a 19 des questions? Pas de questions? Union des 20 consommateurs, Maître Sicard? 21 QH21 22 CONTRE-INTERROGÉ PAR Me HÉLENE SICARD, 23 pour l'Union des consommateurs (UC) : 24 Bonjour, Hélène Sicard pour l'Union des 25 consommateurs. Et on pose également les questions	1 qu'un line by line n'est pas nécessaire 2 quand on prend l'ordonnance 890 pour 3 l'adopter ici ou l'ajuster ici? 4 R. Bien, je ne veux pas nécessairement 5 paraphraser monsieur Rose parce que je ne 6 suis pas nécessairement dans le contexte. 7 Mais, c'est clair, effectivement. 8 Regardez, on dit toujours, et je pense que 9 vous l'avez vu dans toutes les 10 présentations, reflète les modifications 11 apportées au tarif pro forma avec les 12 adaptations nécessaires. Et encore là, je 13 pense que l'important c'est on a voulu, 14 quand c'était possible, donc dans 15 « adaptations nécessaires » il y a le mot 16 « nécessaires ». Donc, on fait les 17 adaptations seulement quand le contexte du 18 Québec le prescrit, sinon il n'y a pas de 19 raison de ne pas prendre les... pas 20 nécessairement line by line mais les 21 principes qui sont énoncés par la FERC, 22 effectivement. 23 Q.18 O.K. Je vais vous référer là à cette 24 pièce que vous avez déposée d'ailleurs en 25 réponse à une de nos questions si je ne me
Page 19	Page 21
1 pour le RNCREQ puisque maître Gariépy ne sera pas là 2 aujourd'hui. 3 Q.13 Bonjour, Monsieur Clermont. 4 R. Bonjour, Maître Sicard. 5 Q.14 Madame. Vous venez de nous faire une 6 présentation avec des modifications qui, 7 si je ne me trompe, s'inspire directement 8 de l'ordonnance 890. 9 R. C'est exact, avec, comme d'habitude et 10 comme je l'ai mentionné, les adaptations 11 nécessaires pour tenir compte des 12 particularités, notamment la Partie IV qui 13 n'existe pas dans l'OATT pro forma. 14 Q.15 En fait, vous transférez ce que 890 avait 15 annoncé ou a proposé pour le réseau 16 intégré directement à notre charge locale, 17 Partie IV? 18 R. Les principes, oui. Mais, comme je 19 disais, avec les adaptations nécessaires. 20 Q.16 C'est ça. 21 R. Il y a un certain nombre de nuances que 22 j'avais faites, mais les principes, oui. 23 Q.17 Donc, je dois comprendre que vous seriez 24 d'accord avec ce que votre expert, 25 monsieur Rose a dit devant un autre panel	1 trompe pas, HQT-8, Document 6.1, qui est 2 la « Liste des ressources désignées du 3 distributeur pour la charge locale ». Et 4 je vais également vous référer au document 5 HQT-29, Document 6.2, qui sont les 6 « Désignations de ressources par le 7 distributeur et retraits ». 8 Alors, dans un premier temps je vous 9 demande de prendre la pièce qui parle des 10 retraits. Question de clarification. On 11 a ici, quand vous aurez la pièce dites-le- 12 moi. 13 R. C'est bon, je l'ai devant moi. 14 Q.19 Voilà! 15 R. C'est bien celle le tableau, excusez, le 16 tableau avec huit éléments? 17 Q.20 C'est ça. 18 R. O.K. 19 Q.21 Alors, nous avons ici « Désignations de 20 ressources par le distributeur et 21 retraits », Cadillac (ph.), Nordais, 22 Lebel, Millbank, Mount Copper, Mount 23 Miller, Parc éolien du Renard, et les 24 années du retrait. 25 Je comprends de certaines de vos

Page 22	Page 24
1 réponses quand le distributeur fait un 2 retrait comme ça il ne vous donne pas les 3 motifs? 4 R. Bien, effectivement ce n'est pas requis ni 5 par l'avis ni par la transmission du plan 6 des charges et des ressources. 7 Q.22 O.K. Maintenant, ces centrales ont été 8 retirées en 2007 et 2008. Ce sont des 9 retraits, ce n'est pas... elles n'ont pas 10 été redésignées ou il n'y avait pas de 11 délai de donné pour qu'elles redeviennent 12 désignées par le distributeur, c'est bien 13 le cas? 14 R. C'est exact. Et les mécanismes qui sont 15 proposés comme modifications dans les 16 présents Tarifs et conditions ont été 17 introduits par 890, par FERC dans 890. 18 Donc, la notion de suppression temporaire, 19 bien, temporaire avec le mécanisme de 20 réintroduction c'est quelque chose que 21 FERC a elle-même introduit dans 890. 22 Q.23 O.K. Est-ce que je dois comprendre... 23 R. Donc, ce n'est pas applicable, excusez, ce 24 n'est pas... Nos tarifs actuels n'ont pas 25 de tels mécanismes.	1 oui. 2 Q.25 Et ces huit centrales n'ont pas été 3 reprises, n'ont pas été redésignées, c'est 4 bien ça? 5 R. Au meilleur de ma connaissance, non, elles 6 n'ont pas été redésignées par la suite. 7 Q.26 Bien, en fait, je dois vous... je vais 8 vous le dire, je l'ai vérifié. Elles ne 9 sont pas dans votre liste qui est à HQT-8, 10 Document 6.2. Alors, est-ce que je dois 11 comprendre que le distributeur ne reçoit 12 aucune énergie, aucune puissance de ces 13 ressources-là? 14 R. Je ne suis pas en mesure de vous donner la 15 réponse. Tout ce que je peux vous dire 16 c'est que s'il en reçoit, il ne s'en sert 17 pas pour approvisionner sa charge locale. 18 Q.27 O.K. 19 R. C'est une supposition, mais... 20 Q.28 Il ne s'en servirait pas? On est dans la 21 théorie. Vous ne faites pas de 22 vérification? 23 R. Non. 24 Q.29 Jamais? 25 R. Sur ce qui est reçu comme soit une
Page 23	Page 25
1 Q.24 Est-ce que je dois comprendre qu'avant 2 maintenant et la proposition que vous 3 faites, si le distributeur retirait une 4 centrale de ses désignations, il ne 5 pouvait plus y avoir de... il ne pouvait 6 plus de nouveau y avoir recours? 7 R. Non, ce n'est pas ce que je dis. Ce que 8 je dis c'est que dans les modifications 9 qu'on propose il y a la suppression qui 10 permet la réintroduction automatique après 11 une période définie de la ressource. 12 Donc, vous pouvez dire je la supprime pour 13 trois mois et à la fin du trois mois elle 14 sera automatiquement remise dans les 15 ressources désignées. 16 Ce qui se passait ou ce qui se passe 17 encore avec les tarifs qui sont en vigueur 18 en ce moment, vous pouvez la supprimer, 19 mais, pour qu'elle puisse revenir dans 20 votre liste, vous devez renvoyer un avis 21 de désignation, un nouvel avis de 22 désignation ou la réinclure à votre plan 23 des charges et des ressources ou le 24 distributeur peut la réinclure à son plan 25 des charges et ressources, des charges,	1 nouvelle désignation, suppression, 2 désignation ou plan des charges et des 3 ressources, non. C'est conforme 4 d'ailleurs, je l'ai dit, FERC en a parlé. 5 Les attestations, bien, les désignations 6 et les suppressions, désignations sont 7 prises pour avérées. 8 Q.30 O.K. Quand le distributeur a besoin 9 d'être alimenté, au jour le jour, qui vous 10 dit de quelles centrales l'énergie doit 11 provenir? Est-ce que c'est le 12 distributeur ou est-ce que c'est le 13 Producteur qui vous le dit « Va chercher 14 tant et tant à telle centrale », qui, qui 15 le fait ça? 16 R. On parle dans un horizon d'opération. 17 Q.31 Oui, dans un horizon d'opération... 18 R. Quotidienne. 19 Q.32 ... et d'alimentation au jour le jour 20 quotidien qui décide de quelle centrale on 21 allume nos lumières ici? 22 R. Hum-hum. En fait, à l'ultime le 23 contrôleur de réseau puisque sa mission 24 première est d'assurer la fiabilité. Ceci 25 dit...

Page 26	Page 28
1 Q.33 Ça, c'est le Transporteur? 2 R. Le contrôleur de réseau. C'est le 3 Transporteur. 4 Q.34 Bon. O.K. 5 R. A l'ultime donc c'est lui qui va décider 6 d'où il va prendre l'énergie. Ceci dit, à 7 la fois le Producteur pour les centrales 8 qui sont son contrôle fournit de façon, 9 dans un horizon opérationnel, fournit une 10 liste de ses centrales qui sont 11 disponibles et de ses centrales par ordre 12 ou... 13 Q.35 De priorité? 14 R. De priorité. 15 Q.36 Prenez d'abord à Manic, prenez ensuite à 16 Outardes, prenez... 17 R. Exact. 18 Q.37 C'est ce qu'il vous dit? 19 R. Le distributeur, et donc ça c'est pour les 20 centrales qui sont sous son contrôle. Les 21 producteurs éoliens, par exemple, qui sont 22 sous contrat avec le distributeur, ces 23 centrales ne sont pas sous la propriété ou 24 sous le contrôle du Producteur. Cette 25 détermination-là vient du distributeur.	1 deux. Je peux vous dire que, nous, on 2 reçoit les listes de l'un et l'autre. 3 Q.42 Dans la liste des centrales, puis là on va 4 regarder HQT-8, Document 6.2. C'est une 5 longue liste, et je regarde cette liste et 6 j'ai l'impression qu'à l'exception des 7 huit centrales... En passant, les huit 8 centrales d'HQT-29, Document 6.2, est-ce 9 qu'elles sont encore en opération ces 10 centrales-là? 11 R. Certaines oui, certaines non et certaines 12 je ne le sais pas vraiment. 13 Q.43 Intermittentes. O.K. Par contre, les 14 centrales à HQT-8, Document 6.2 sont 15 toutes des centrales en opération? 16 R. Bien, sont toutes des centrales qui 17 peuvent à un moment servir à alimenter la 18 charge locale, oui. 19 Q.44 O.K. A un moment? 20 R. Bien, parce que je ne peux pas... 21 Q.45 Je veux essayer de... Je ne veux pas vous 22 poser un lapin là, je veux vraiment 23 essayer de comprendre le but puis 24 l'utilisation pour le Transporteur dans le 25 système au Québec d'avoir des désignations
Page 27	Page 29
1 Q.38 Qui vous dit « Dans mes centrales, dans 2 les centrales éoliennes avec lesquelles 3 j'ai des contrats, allez chercher X, Y, 4 Z. » Mais pour toutes les centrales qui 5 sont la propriété du Producteur c'est le 6 Producteur qui décide? 7 R. C'est le Producteur qui suggère. Parce 8 que, comme je vous disais, à l'ultime 9 c'est une question... 10 Q.39 O.K. Qui vous suggère à vous et c'est 11 vous qui décidez? 12 R. Oui. 13 Q.40 Donc, le distributeur n'a finalement pas 14 de décision à prendre là-dessus? 15 R. Sur l'énergie va venir de quelles 16 centrales dans la prochaine heure. 17 Q.41 Et à quel moment. Bon. 18 R. Je ne peux pas vous dire, c'est-à-dire je 19 ne peux pas vous dire si la nature des 20 échanges, s'il y en a, entre le Producteur 21 et le distributeur parce que quand le 22 Producteur nous fournit sa liste de 23 centrales, est-ce qu'il l'envoie également 24 au distributeur? Je ne peux pas vous dire 25 les relations, ce qui se passe entre les	1 de ressources puis des dé-désignations et 2 tout ça. Dans le contexte suivant, ça ce 3 sont, HQT-8, Document 6.2, des centrales 4 du Producteur? 5 R. HQT? 6 Q.46 8, Document 6.2. 7 R. Bien, je vois aussi des producteurs 8 éoliens. Tout ce qui est Algonquin Power, 9 Boralex, Cartier. 10 Q.47 O.K. 11 R. Innergex. 12 Q.48 Ce sont toutes des centrales qui 13 n'appartiennent pas au distributeur mais 14 qui appartiennent soit à HQT, soit à un 15 autre producteur? On s'entend, le 16 distributeur n'est pas propriétaire 17 d'aucune centrale? 18 R. On s'entend que le distributeur n'est pas 19 propriétaire d'aucune centrale. La Régie 20 l'a reconnu d'ailleurs. 21 Q.49 Oui. Maintenant, si le distributeur, à 22 part ses surplus dont il essaie de 23 disposer, il ne fait pas de ventes fermes, 24 c'est le Producteur ou les producteurs qui 25 font en principe des ventes fermes?

Page 30 1 R. Ventes fermes à qui? 2 Q.50 Aux États-Unis, à n'importe qui. 3 R. A des tiers 4 Q.51 A des tiers. Parce qu'ici au Québec, à 5 part la charge locale, il n'y a pas 6 beaucoup d'autres consommateurs, on 7 s'entend? Vous me faites oui de la tête, 8 c'est parce que le... 9 R. Oui, on s'entend qu'au Québec, à part 10 l'alimentation de la charge locale et les 11 sept réseaux municipaux qui pourraient 12 s'approvisionner, oui. 13 Q.52 O.K. Et si un producteur veut faire une 14 vente ferme à partir de ces centrales-là, 15 est-ce qu'il doit dire au distributeur 16 « Dé-désigne le Barrage Larocque parce que 17 moi je veux faire une vente ferme pendant 18 X heures aux États-Unis puis je vais 19 prendre telle interconnexion pour 20 l'envoyer. Alors dé-désigne-moi ça, je 21 veux vendre du ferme parce que tu n'en as 22 pas besoin, tu ne l'as pas mis sur ta 23 liste ou c'est sur ta liste, mais on me 24 dit que dans le dispatch des énergies tu 25 n'en as pas besoin pour les prochaines	Page 32 1 que je comprends de votre témoignage. 2 R. Je pense que la logique que FERC a voulu 3 mettre dans la suppression, et qui est la 4 nôtre aussi, dans la suppression. A 5 l'ultime, oui. Je ne pense pas que la 6 logique qui est derrière tout ça c'est 7 d'envoyer des suppressions de désignation 8 temporaire pour une heure, après ça ça 9 revient, ça repart une heure. Je pense 10 que ça devient vite ingérable pour tout le 11 monde, pour celui qui désigne, pour celui 12 qui désigne ou qui supprime, celui qui les 13 reçoit, le Producteur. Je pense que la 14 logique c'est de le faire, et dans ma 15 présentation ça reflète ce que FERC 16 disait. 17 Les cas probables c'est les ventes, 18 comme on disait les ventes fermes, les 19 ventes non interruptibles de façon 20 temporaire ou la substitution pour une 21 période. Mais je pense que la logique 22 veut que ce soit fait pour des périodes 23 plus longues. 24 Ceci dit, strictement parlant, quand 25 je vous parle de la logique il n'y a rien
Page 31 1 trois semaines, ça fait que je veux 2 vendre »? Ou si elle reste désignée puis 3 la vente va se faire puis personne d'autre 4 en parle? 5 R. Bien, la logique des modifications 6 proposées aux Tarifs et conditions c'est 7 que quand un producteur veut faire une 8 vente non interruptible, donc une vente 9 ferme à des tiers, il doit y avoir 10 suppression de désignation pour la période 11 où il y a des ventes fermes à des tiers. 12 Q.53 La suppression est faite par qui? 13 R. Bien, on est toujours dans le cas de la 14 Partie IV au Québec. La désignation et 15 suppression ne peut être faite que par le 16 distributeur. 17 Q.54 Alors, le distributeur va être obligé, 18 selon ce que vous me dites, de gérer au 19 jour le jour à travers toutes ces 20 centrales-là auprès d'HQP et tous les 21 autres producteurs, s'informer est-ce 22 qu'il y a des ventes fermes à partir d'une 23 de ces centrales-là aujourd'hui, demain, 24 la semaine prochaine. Puis à chaque 25 effectuer une dé-désignation? C'est ce	Page 33 1 dans le texte qui limite la durée. Ça ne 2 dit pas que ça ne peut pas être fait pour 3 une heure. Je pense que dans la réalité 4 des choses, tout le monde va se rendre 5 compte vite qu'on ne voudra pas embarquer 6 dans ce régime-là. Bien, le distributeur 7 au premier plan ne voudra pas embarquer 8 dans un régime comme celui-là, mais le 9 texte ne précise pas la durée. 10 Q.55 Mais le texte, tel qu'il est là, impose un 11 fardeau important au distributeur et au 12 Producteur pour toutes les centrales qui 13 sont sur HQT-8, Document 6.2? 14 R. Bien, elle impose certainement des 15 contraintes supplémentaires. Par contre, 16 des ventes fermes à des tiers je ne sais 17 pas combien il s'en fait, je ne sais pas 18 de quelle nature il y en a, je ne sais pas 19 le nombre qu'il y en a. Dans le cas où on 20 se parlait, vous m'avez parlé de petits 21 producteurs. 22 Q.56 Hum-hum. 23 R. Je ne suis pas au courant non plus de la 24 nature exacte du contrat qui les lie à 25 HQD. Je peux dire que dans la réalité on

Page 34	Page 36
1 a jamais constaté que de tels producteurs 2 faisaient d'autres ventes que de vendre 3 leur énergie au distributeur. Est-ce que 4 leur contrat est exclusif? Je ne sais 5 pas, je n'ai pas vu les contrats. Je n'ai 6 pas à les voir d'ailleurs. Mais la 7 réalité des choses fait qu'on a... 8 Q.57 Je vais vous poser une autre question, un 9 exemple pratique. Hydro-Québec Production 10 a des contrats de ventes fermes. Il y a 11 des contrats fermes avec vous, mais je 12 suis certaine qu'il y a aussi des contrats 13 de ventes fermes avec les États-Unis. 14 Etes-vous d'accord? 15 R. C'est l'hypothèse que vous posez ou c'est 16 une question? 17 Q.58 Bien, êtes-vous d'accord avec moi que le 18 Producteur a des contrats de ventes fermes 19 avec les États-Unis? 20 R. Je ne... Non, je n'ai pas... 21 Q.59 Alors posons l'hypothèse qu'il en a. 22 Me ÉRIC DUNBERRY : 23 Monsieur le Président, j'aimerais entendre la 24 réponse, s'il vous plaît. 25 Me HÉLENE SICARD :	1 locale aussi et tous les contrats, toutes 2 les livraisons qui vous arrivent. 3 Est-ce que, en pratique, HQ 4 Production prend de différentes centrales 5 pour livrer ou il prend juste d'une seule 6 centrale lorsqu'il y a un 500 mégawatts, 7 par exemple, comme ça à livrer? 8 9H40 9 Me ÉRIC DUNBERRY : 10 Monsieur le Président, je vais simplement préciser 11 que, d'abord, elle pose, ma consœur pose une 12 hypothèse pour ensuite demander en pratique comment 13 les choses se feraient dans le cadre d'une hypothèse 14 qui n'est pas admise, bien au contraire. Le 15 témoignage de monsieur Clermont est assez clair. 16 Alors on lui dit « Présumez qu'il y a de telles 17 ventes et ensuite dites-nous en pratique comment de 18 telles ventes qui existent ou n'existent pas sont 19 réalisés dans les faits par un tiers qui n'est 20 pas... qui n'est pas présent ce matin pour 21 témoigner, le Producteur, on parle ici au 22 Transporteur. 23 Alors, de demander comment, en pratique, 24 se réalise une hypothèse, qui n'est qu'une 25 hypothèse, c'est en soi une impossibilité parce que
Page 35	Page 37
1 Oui oui. 2 Me ÉRIC DUNBERRY : 3 A plusieurs reprises, et ça c'est depuis le départ, 4 on coupe souvent. J'aimerais ça entendre les fins 5 des réponses. Simplement pour le témoin, un peu de 6 respect pour le témoin. 7 LE PRÉSIDENT : 8 Très bien, attendons la fin de la réponse. 9 Me HÉLENE SICARD : 10 J'essaie d'avancer le plus rapidement possible. Je 11 vais ralentir. 12 R. Donc, je disais je n'ai pas accès aux 13 contrats du Producteur. Je ne suis pas en 14 mesure d'affirmer qu'il a des contrats de 15 ventes fermes avec qui que ce soit. 16 Q.60 O.K. Je vais vous demander alors de... on 17 va prendre l'hypothèse qu'HQ Production a 18 des contrats de ventes fermes. On va 19 présumer qu'HQ Production a un contrat de 20 ventes fermes pour 500 mégawatts. On va 21 également... Vous êtes au courant, par 22 contre, de quelle façon HQ Production vous 23 donne ses priorités puis vous choisissez, 24 vous, d'où vous allez prendre pour livrer 25 ce 500 mégawatts-là puis nourrir la charge	1 ça présume qu'on est au courant de comment se fait 2 quelque chose qui ne se produit peut-être pas. 3 Alors, la question est assez circulaire puis mène à 4 une impossibilité pour le témoin, sinon de spéculer 5 sur comment se réaliserait une vente elle-même 6 hypothétique. 7 Alors, peut-être qu'elle veut reformuler 8 la question pour que le témoin puisse y répondre. 9 Mais dans le cadre actuel, c'est purement 10 hypothétique et ça ne peut pas permettre au témoin 11 de répondre sur une base factuelle. 12 Me HÉLENE SICARD : 13 La question est hypothétique, et en même temps, je 14 rappellerais à mon confrère et au banc, lorsque ma 15 consœur posait des questions sur l'ATC puis les 16 interconnexions, c'est mon confrère lui-même qui 17 s'est levé pour dire: « Bien, prenez une supposition 18 puis faites des hypothèses avec une autre 19 interconnexion que la réalité qui se passait à une 20 interconnexion précise où il y avait un problème. » 21 Alors, je pose une hypothèse où il y a une 22 vente, et à partir du moment où il y a cette vente, 23 comment le Producteur donne ses instructions au 24 Transporteur pour que ce soit livré cette vente-là. 25 Écoutez, tout ce que j'ai supposé, la

Page 38 1 seule hypothèse là-dedans c'est qu'il y a une vente 2 ferme. 3 LE PRÉSIDENT : 4 Écoutez, la... 5 Me HÉLENE SICARD : 6 Et si on veut comprendre l'application de ça, il 7 faut en faire des hypothèses. 8 LE PRÉSIDENT : 9 En fait, je pense que vous pouvez demander à partir 10 d'un cas hypothétique mais qui peut se produire en 11 réalité, comment s'administre le texte du Tarif 12 concrètement. Et à ce moment-là, ça, c'est devant 13 l'objet que doit entendre la Régie, comment 14 s'administre le Tarif dans une circonstance comme 15 celle-là. 16 Me HÉLENE SICARD : 17 Mais si je peux vous préciser, c'est parce que je 18 cherche à savoir si le Producteur va... est-ce qu'il 19 y a une seule centrale qui va livrer cette vente 20 ferme là ou s'il y en a plusieurs normalement qui 21 servent à alimenter le 500 mégawatts? 22 LE PRÉSIDENT : 23 C'est lié à l'administration du Tarif, la Régie est 24 prête à écouter... 25 Me HÉLENE SICARD :	Page 40 1 centrales précises? 2 Q.63 Non. Non, non, non. Lui, il a juste 3 signé un contrat de vente ferme. Vous 4 savez comme moi que les ventes à 5 l'extérieur, du Producteur, si ma 6 compréhension de tout notre système est 7 correcte, se font à partir du point HQT. 8 Mais le point HQT il faut qu'il soit 9 nourri par quelque chose, il faut 10 qu'elle... elle ne naît pas au point HQT 11 l'énergie, l'électricité, elle arrive de 12 centrales. Il faut que vous sachiez, 13 vous, de quelles centrales elle est venue 14 pour alimenter HQT pour l'envoyer à 15 l'interconnexion, non? 16 R. Oui, mais malheureusement, les électrons 17 ne sont pas colorés, je ne peux pas savoir 18 ce qui serait livré, par exemple, sur un 19 marché voisin de quelle centrale il va 20 venir. Rappelez-vous l'analogie du 21 docteur Hanser, de son bathtub, de son 22 grand bain. Dans la mesure où les 23 électrons ne sont pas colorés, le 24 Transporteur ou le contrôleur du réseau 25 chez le Transporteur va s'assurer qu'il y
Page 39 1 Ah O.K., alors, je... 2 Q.61 Si vous voulez répondre à la question 3 telle que posée par monsieur Carrier puis 4 la compréhension que vous en avez? 5 R. Bien, avec respect, je ne crois pas que 6 c'est l'administration du Tarif parce que, 7 dans ce cas-ci, j'estime qu'il me manque 8 des informations suffisantes pour pouvoir 9 répondre. 10 Vous partez d'hypothèses puis vous me 11 dites: « Comment vous allez traiter ça? » 12 Mais dans les hypothèses il manque quelles 13 sont les directives qu'Hydro-Québec 14 Production va nous donner qu'est-ce... et 15 la dé-désignation ou la suppression de 16 désignation là, soyons... 17 Q.62 O.K. Alors, disons qu'Hydro-Québec 18 Production vous dirait qu'il faut que vous 19 preniez cette ressource à partir de LG-1, 20 à partir de Manic et à partir de... 21 j'essaie de vous en trouver une qui... 22 Churchill Falls. Est-ce qu'il doit y... 23 R. Attention, ce que vous me dites c'est que 24 le Producteur nous informe qu'il a signé 25 un contrat de vente ferme à partir de	Page 41 1 a équilibre offre-demande, donc qu'il y a 2 suffisamment de production pour répondre à 3 l'ensemble des besoins, charge locale et 4 les transactions qui sont entendues. 5 Donc, sur une base factuelle, les 6 électrons ne sont pas colorés donc ce 7 n'est pas possible de savoir quelle 8 centrale alimente quelle partie des 9 besoins. 10 Q.64 Alors, ça sert à quoi de les désigner puis 11 de les dé-désigner? 12 R. Bien, attention, la suppression de 13 désignation concerne la notion de vente 14 ferme. 15 Q.65 Oui. 16 R. Dans des cas de figure, et aujourd'hui là, 17 on n'est pas devant des applications 18 pratiques, on est dans des cas de figure, 19 celui qui a un contrat de vente ferme, le 20 docteur Sinclair en a parlé d'ailleurs 21 dans son témoignage, a plusieurs choix, 22 peut signer plusieurs types de contrat. 23 Il peut signer des seller's choice, il 24 peut signer à partir d'une centrale 25 précise, il peut signer à partir d'une

Page 42	Page 44
1 vente système. 2 Donc, la suppression de désignation 3 vise à s'assurer que quand il y a un 4 contrat de vente ferme, que l'énergie qui 5 soit utilisée pour faire cette vente ne 6 provienne pas de ressources désignées... 7 donc qui ne proviennent pas des ressources 8 désignées mais il faut qu'il y ait un lien 9 clair entre le contrat et la désignation. 10 Ou il faut que la nature de l'alimentation 11 du contrat ait été précisée et que la 12 suppression de désignation soit faite en 13 conséquence. 14 Q.66 Donnez-moi une seconde. Je vais 15 simplifier une question. Dans le contexte 16 où je comprends de cette liste que toutes 17 les centrales du producteur sont désignées 18 comme étant pour l'alimentation de la 19 charge locale, je parle du producteur HQP, 20 comment peut-il, sans qu'il y ait de dé- 21 désignation, effectuer quelque vente ferme 22 que ce soit à l'exportation? 23 R. Sans qu'il y ait suppression de 24 désignation sous une forme ou sous une 25 autre?	1 temps, que ce type de vente, donc une 2 vente de type système, la compréhension de 3 l'industrie avait toujours été que ça ne 4 constituait pas une violation au Tarif 5 actuel. 6 Dans l'ensemble des 890, jusqu'à 890- 7 D, FERC a beaucoup discuté de cette 8 question, a fourni une interprétation sur 9 la notion de vente système et a introduit 10 des nouveaux mécanismes, celui notamment à 11 38.3 sur la suppression temporaire, qui 12 ont été ajoutés pour rendre opérationnelle 13 l'interprétation que FERC donnait de la 14 nature des ventes système. 15 Q.70 Et donc, les règles qui s'appliquent à 16 l'heure actuelle vont devenir encore plus 17 contraignantes avec la nouvelle 18 proposition? 19 R. Il y a des contraintes de plus avec 20 l'interprétation qui est celle que FERC a 21 donnée et les mécanismes qui ont été 22 ajoutés au Tarif et dont on propose 23 l'adoption. Effectivement, il y a des 24 contraintes supplémentaires. 25 Q.71 Et ici on peut s'attendre à ce que ces
Page 43	Page 45
1 Q.67 Oui. 2 R. A condition que ce soient des ventes... on 3 s'entend, vous m'avez bien dit des ventes 4 fermes? 5 Q.68 Oui, oui, parce que c'est la condition 6 pour la dé-désignation, s'il ne fait 7 pas... 8 R. Bien, normalement il devrait y avoir 9 suppression de désignation sous une forme 10 ou sous une autre. Le Transporteur 11 s'attendrait de recevoir un avis de 12 suppression de désignation de la part du 13 distributeur. 14 Q.69 O.K. Cette obligation-là existait-elle 15 avec le Tarif actuel? Pas ce que vous 16 voulez changer mais est-ce que cette 17 obligation existait avec le Tarif actuel? 18 R. La compréhension du Transporteur, et celle 19 qui prévalait dans l'industrie, était que 20 des ventes système, donc des ventes faites 21 à partir des surplus dégagés pour 22 l'alimentation de la charge locale, tant 23 qu'elles étaient faites sur une base où on 24 pouvait ramener chacune des centrales pour 25 l'alimentation de la charge locale en tout	1 contraintes-là soient plus importantes 2 pour le distributeur et pour le 3 Producteur. C'est eux qui vont être le 4 plus affectés parce que c'est eux qui sont 5 les plus présents sur le... 6 R. Bien, ne serait-ce que par la taille dont 7 il est question... 8 Q.72 Voilà. 9 R. ... c'est une supposition raisonnable de 10 croire que c'est eux qui sont le plus 11 affectés, oui. Ceci dit, il n'y a pas 12 nécessairement de raison de croire qu'ils 13 seraient les seuls affectés, il pourrait y 14 avoir... mais ne serait-ce que par la 15 taille et le volume d'énergie, c'est une 16 supposition raisonnable. 17 Q.73 Et avec les nouvelles règles, chaque fois 18 que HQP va vouloir faire une vente ferme 19 aux États-Unis, il va devoir demander au 20 distributeur de dé-désigner temporairement 21 une centrale à l'avenir? 22 R. Vous avez bien dit vente ferme? 23 Q.74 Voilà. 24 R. Oui. 25 Q.75 Maintenant, si dans l'éventualité où les

Page 46	Page 48
1 règles proposées étaient adoptées par la 2 Régie, ce que vous proposez, qu'advient-il 3 si elles ne sont pas respectées à la 4 lettre? Qui peut se plaindre, où, et 5 quelles vont être les sanctions ou les 6 conséquences? Je peux répéter morceau par 7 morceau si vous voulez. 8 R. Oui, s'il vous plaît. 9 9H53 10 Q.76 Alors, si les règles proposées sont 11 adoptées, qu'advient-il, dans un premier 12 temps, si elles ne sont pas respectées? 13 Et qu'advient-il, je veux savoir pour le 14 Transporteur mais pour le distributeur 15 aussi. Est-ce qu'il y a des conséquences? 16 Me ÉRIC DUNBERRY: 17 Est-ce que ma consoeur parle de conséquences au plan 18 technique? Parce que l'hypothèse qu'elle pose, 19 c'est qu'il y a une violation aux Tarifs et 20 conditions. C'est ce que je comprends? 21 LE PRÉSIDENT: 22 Oui. 23 Me ÉRIC DUNBERRY: 24 Alors, elle pose la question au témoin si vous 25 violez les Tarifs et conditions, quelles sont les	1 LE PRÉSIDENT: 2 Maître Sicard. 3 Me HÉLENE SICARD: 4 Dans le contexte où le témoin nous a dit tout à 5 l'heure, entre autres, là, on va adopter ça mais on 6 ne pensait pas à l'avoir vraiment, si c'est une 7 vente d'une heure. On cherche plutôt les choses 8 plus longues, il y a quand même un texte qui est 9 proposé, là, qui est précis. 10 On nous dit également en réponse aux 11 demandes de renseignements, on s'attend à ce que nos 12 clients, producteurs, distributeurs, le respectent. 13 Mais qu'est-ce qui arrive s'ils ne le respectent 14 pas? 15 Il me semble que... parce que ça sert à 16 quoi de faire des règles si on s'attend d'avance à 17 ce qu'elles ne soient pas respectées ou si c'est... 18 Me ÉRIC DUNBERRY: 19 C'est franchement incorrect pour le témoin que de 20 résumer la position qu'il a avancée comme celle qu'a 21 faite maître Sicard pour l'UC. Ce n'est pas du tout 22 ce qui a été dit, Monsieur le Président, là. Ce 23 n'est absolument pas... on était tous là pour 24 l'entendre, là, c'est vraiment incorrect que de 25 résumer les choses comme ça puis ça n'avance
Page 47	Page 49
1 conséquences? Si c'est ça la question, on peut 2 s'interroger sur l'utilité de ce genre de question. 3 Me HÉLENE SICARD: 4 Je ne cherche pas vraiment une question juridique, 5 Maître Dunberry. Je veux savoir, là, c'est quoi les 6 conséquences? Est-ce que... 7 Me ÉRIC DUNBERRY: 8 Bien, votre hypothèse, si je peux terminer, Maître 9 Sicard, votre hypothèse, c'est je vous pose comme 10 hypothèse que vous violez les Tarifs et conditions 11 et sur la base de cette hypothèse-là quelles sont 12 les conséquences? 13 Alors, je peux prendre les Tarifs et 14 conditions et je peux vous référer à la section qui 15 traite des sanctions à la violation des Tarifs et 16 conditions et aux mécanismes de plaintes et aux 17 mécanismes multiples qui sont en place déjà dans les 18 Tarifs et conditions. 19 Si vous voulez savoir qu'est-ce qui arrive 20 au plan technique, aux électrons lors d'une vente 21 système, c'est une autre question. Alors, j'essaie 22 juste de comprendre. Mais de demander à un témoin 23 qu'est-ce qui va vous arriver si vous violez vos 24 Tarifs et conditions, là, c'est un peu particulier 25 comme question, Monsieur le Président.	1 strictement à rien... 2 Me HÉLENE SICARD: 3 Bon. 4 Me ÉRIC DUNBERRY: 5 ... que d'argumenter de cette façon-là. 6 LE PRÉSIDENT: 7 Et est-ce que votre question c'est si un des clients 8 du réseau de transport ne respectait pas les règles, 9 qu'est-ce qui arrive au niveau des conséquences, au 10 niveau de l'application du Tarifs? C'est ce que 11 vous cherchez à savoir? 12 Me HÉLENE SICARD: 13 Il y a l'application du Tarif mais je cherche 14 également à savoir qui peut se plaindre parce que... 15 LE PRÉSIDENT: 16 Ça, c'est une deuxième question mais... 17 Me HÉLENE SICARD: 18 ... il y a aussi ça et ça va être quoi les sanctions 19 et qui peut les prendre? Est-ce que la Régie... la 20 question où je cherche à aller, est-ce que vous 21 allez devoir devenir le gardien constant de cet 22 affichage sur OASIS des dé-désignations et de 23 redésignations pour toutes les ventes fermes qu'il 24 pourrait y avoir au Québec? 25 Est-ce que le distributeur, s'il en oublie

Page 50	Page 52
1 une, va devoir faire face à des pénalités ou à des 2 plaintes qui vont être portées par des tiers? Par 3 des tiers, non, c'est dans notre réseau, et que ça 4 va tout surcharger le système? 5 Je veux essayer de comprendre, là, où on 6 s'en va exactement et comment on a envisagé... 7 LE PRÉSIDENT: 8 C'est ça, il faudrait faire attention. 9 Me HÉLENE SICARD: 10 ... la gestion pratique de ce aspect-là. 11 LE PRÉSIDENT: 12 Je pense que la Régie apprécierait. Il faudrait 13 faire attention à ce qu'est votre rôle quant à faire 14 votre preuve ou à faire une argumentation versus à 15 clarifier une preuve qui est au dossier, celle du 16 Transporteur. Vous pouvez poser des questions de 17 clarification sur la preuve mais pas faire votre 18 propre preuve dans le cadre du contre-interrogatoire 19 non plus. 20 Me HÉLENE SICARD: 21 Non, mais... 22 LE PRÉSIDENT: 23 Ça fait qu'essayez de faire une question précise sur 24 l'application du Tarif, la Régie va la permettre. 25 Sur des spéculations qui seraient votre	1 ce qui est fait comme... ce qui vous est 2 envoyé comme avéré. Elle a cependant 3 ajouté un niveau de réconfort 4 supplémentaire qui est l'attestation. 5 Elle a dit: Bien, en plus, je vais 6 demander que quelqu'un signe une 7 attestation, qui est un geste 8 supplémentaire, qui est un geste positif, 9 quelqu'un doit signer pour envoyer. Donc, 10 l'attestation qui sera envoyée en même 11 temps. 12 Alors, ce qui est déduit de ça, c'est 13 le droit ou la présomption raisonnable de 14 croire en l'honnêteté des gens qui vont 15 faire ça avec les mesures qui sont en 16 place, qui sont claires, les Tarifs et 17 conditions sont là. Il y a l'attestation 18 qui ajoute un niveau supplémentaire de 19 réconfort, si je peux dire. Alors, il n'y 20 a pas... il n'y a clairement pas, et je 21 pense que FERC a, à juste titre, n'a pas 22 voulu aller jusque-là, dire: Bien, vous 23 n'avez pas à enquêter sur les avis qui 24 vous sont envoyés ou sur l'interprétation 25 des contrats fermes, non fermes qui
Page 51	Page 53
1 interprétation ou votre position, bien, la Régie 2 vous écoutera au besoin. 3 Me HÉLENE SICARD: 4 Bien, on a besoin de certaines réponses pour aller 5 là. 6 Q.77 Alors, si une ressource n'est pas dé- 7 signée et qu'il y a une vente ferme à 8 l'extérieur à partir de cette ressource- 9 là, allez-vous quand même faire circuler, 10 là, livrer l'énergie? 11 R. Je vous ramène à une partie qui est 12 importante qui était dans la présentation 13 où d'ailleurs FERC l'a confirmé. FERC 14 confirme que le Transporteur n'a pas à 15 faire enquête sur la validité des 16 suppressions, des désignations, des non- 17 suppressions. Et FERC a clairement 18 expliqué qu'elle ne souhaitait pas que le 19 Transporteur ait un pouvoir d'enquête 20 puisqu'un pouvoir d'enquête introduit une 21 notion de discrétion, de conflits 22 potentiels, de manque de transparence ou 23 de situations pas claires. 24 Alors, ce que FERC a dit, c'est vous 25 n'avez pas à enquêter. Vous devez prendre	1 pourraient avoir lieu. 2 Juste revenir sur un élément qu'il y 3 a eu dans votre échange, là. Vous dites 4 que je vous dis que ce n'est 5 vraisemblablement pas pour des ventes 6 d'une heure. Dans la logique de la 7 business, puis probablement que vous 8 pourriez en parler à d'autres producteurs, 9 signer un contrat de vente ferme pour une 10 courte période, c'est bien de l'ouvrage. 11 C'est pour ça que c'est peu probable qu'un 12 contrat de vente ferme soit sur une base 13 courte. Ce n'est pas juste, là, une 14 spéculation. Ça apparaît raisonnable de 15 supposer ça. 16 Q.78 Type de contrat du marché, c'est dans ce 17 sens-là que vous faisiez cette réponse-là. 18 Je veux juste retrouver une... je 19 m'excuse, j'ai de la misère à gérer mes... 20 on vous a posé, je vous réfère, là, à la 21 question... à la pièce HQT-29, document 6. 22 Alors, il s'agit... je vais vous 23 référer à la citation qui est à la page 5 24 et après à la question 2.5. 25 Alors, à la citation dans votre

Page 54	Page 56
1 Description et justification de la 2 modification, vous nous dites: 3 « Les modifications 4 apportées permettent 5 de faire place à des 6 transactions 7 supplémentaires et de 8 favoriser 9 l'utilisation à long 10 terme du réseau. » 11 Alors, on vous pose la question 2.5: 12 « Veuillez expliquer 13 pourquoi le 14 Transporteur pense que 15 ces modifications 16 permettraient de faire 17 place à des 18 transactions 19 supplémentaires? » 20 Vous nous répondez: 21 « Le Transporteur se 22 conforme aux exigences 23 de l'ordonnance 890 et 24 à la justification que 25 la FERC y présente.	1 prenons un exemple... prenons un exemple 2 hypothétique mais clair, prenons l'exemple 3 d'une ressource qui est désignée et qui 4 utilise une interconnexion vers le Québec, 5 donc une centrale en Ontario, par exemple, 6 et l'interconnexion entre cette centrale 7 et le réseau du Québec est désignée, donc 8 il y a une inscription d'un QCRD. 9 Supposons maintenant que cette vente, 10 que cette centrale voudra faire l'objet de 11 vente sur des contrats fermes, on l'a dit, 12 il y aura suppression de la désignation, 13 donc il y aura libération d'une capacité 14 d'ATC, réduction du QCRD ou annulation du 15 QCRD, ce qui libérera sur l'interconnexion 16 une capacité soit pour la durée, soit pour 17 la totalité, ce qui libérera une capacité 18 supplémentaire qui est utilisable par tous 19 les clients du Transporteur. 20 Q.79 O.K. Alors, est-ce qu'on s'entend pour 21 dire qu'un des motifs principaux pour 22 lequel la FERC a demandé ces 23 modifications, c'est afin de justement 24 limiter et contrôler la congestion qu'ils 25 ont sur les réseaux américains, qui est
Page 55	Page 57
1 En cas de suppression 2 d'une ressource, la 3 capacité ainsi libérée 4 peut faire l'objet de 5 transactions 6 supplémentaires de la 7 part des autres 8 clients conformément 9 aux Tarifs et 10 conditions. » 11 J'ai l'impression un petit peu de tourner 12 en rond puis expliquez-moi un petit peu 13 plus clairement comment il pourrait y 14 avoir des ventes supplémentaires en dé- 15 désignant des ressources puisque la dé- 16 désignation est là pour faire une vente 17 mais les ventes se faisaient quand même en 18 ce moment ici au Québec, non? 19 Je vous vois hocher la tête, là; 20 c'est oui? 21 R. Oui, bien sûr, les ventes se font. Ce que 22 FERC dit et... ce que FERC dit, c'est à 23 partir du moment où il y a suppression 24 puis dans le cas du Québec, là, 25 illustrons-le dans le cas du Québec, là,	1 l'exemple que vous me donnez, là, 2 répondrait à cette priorité-là puisque ça 3 décongestionnerait une interconnexion 4 possiblement pour faire des ventes. 5 R. Dans les faits, au Québec, il y a peu de 6 ces situations mais c'était un cas de 7 figure. 8 Q.80 Je reviens quand même à ma question qui 9 est êtes-vous d'accord avec moi qu'un des 10 buts de la FERC pour adopter ces mesures- 11 là est justement de limiter et de 12 contrôler, de mieux contrôler la 13 congestion? 14 Me ÉRIC DUNBERRY: 15 Maître Sicard, est-ce que vous pouvez nous référer à 16 un extrait de la FERC? On pourra peut-être le 17 soumettre au témoin, parce que c'est quand même 18 assez volumineux l'ensemble et si vous avez un... 19 Me HÉLENE SICARD: 20 Je ne l'ai pas sous la main avec moi. Je vais vous 21 le dire tout de suite. 22 Me ÉRIC DUNBERRY: 23 Alors, je préférerais, Monsieur le Président, que si 24 on veut faire accepter un énoncé de la FERC, que le 25 témoin puisse s'y référer.

Page 58 1 LE PRÉSIDENT: 2 La Régie apprécierait aussi, à ce moment-là, d'avoir 3 une référence précise sinon... évidemment, la FERC a 4 une multitude de considérations dans ses décisions. 5 S'il y en a cinq, bien, il faut savoir à laquelle on 6 réfère et je pense, pour les besoins du bon 7 déroulement de l'audience, ce serait utile. 8 Me HÉLENE SICARD: 9 Je vais passer à autre chose puis pendant ce temps- 10 là j'ai quelqu'un qui va chercher pour moi puis je 11 vais y revenir. 12 Q.81 Alors, oui, sauf que dans... O.K., on 13 revient à l'exemple que vous me donniez 14 quand même pour la... là, vous me donnez 15 un exemple sur une ressource qui serait... 16 désignée, qui serait à l'extérieur du 17 Québec. Si je ne me trompe, la plupart 18 des ressources de la charge locale sont à 19 l'intérieur du Québec. 20 R. Vrai. 21 Q.82 Alors, de désigner, et je vais vous 22 demander, là, de faire... mes questions 23 font référence à la situation à l'interne 24 au Québec, de désigner et dé-désigner une 25 ressource au Québec qui alimente la charge	Page 60 1 aussi d'autres objectifs. Alors, la 2 suppression de désignation ou dé- 3 désignation, désignation, c'est possible 4 que FERC ait aussi eu d'autres objectifs 5 en tête que simplement celui de réduire la 6 congestion. 7 Q.84 Je suis d'accord avec vous, mais êtes-vous 8 d'accord avec moi que c'est probablement 9 un des motifs? Mais il peut évidemment y 10 avoir d'autres motifs, je ne le limite pas 11 à ça. 12 Me ÉRIC DUNBERRY : 13 Monsieur le Président, on référera le témoin. On a 14 eu cette discussion-là il y a 5 minutes, on référera 15 le témoin aux extraits de FERC quant à l'ensemble de 16 ses considérants pour convenir de la suppression ou 17 de la suppression temporaire parce qu'il y a 18 beaucoup de choses. 19 J'inviterais aussi ma consœur, parce que 20 j'ai moi-même beaucoup de difficulté à suivre, 21 lorsqu'elle parle de ventes et de centrales de 22 toujours nous rappeler s'il s'agit de ventes sur une 23 base... Parce que le mot « ferme » n'existe pas 24 dans les Tarifs. 25 LE PRÉSIDENT :
Page 59 1 au Québec, est-ce que ça aide à dégager 2 les interconnexions? 3 R. Je ne peux pas... je ne veux pas 4 nécessairement faire tous les cas de 5 figure mais vraisemblablement, non. 6 Q.83 Donc, est-ce que je me trompe si je vous 7 suggère que la désignation et la dé- 8 désignation de ressources situées au 9 Québec pour la charge locale ne va pas 10 affecter la congestion au Québec ou s'il y 11 en avait? 12 10H07 13 R. Bien, il n'y a pas de congestion à 14 l'interne sur le réseau au Québec, d'une 15 part. 16 Votre ligne de questions est dans 17 l'hypothèse où FERC a demandé ces 18 modifications-là seulement en réponse à la 19 question de la congestion des réseaux. Et 20 on l'a évoqué tout à l'heure, FERC a 21 toujours un ensemble de motifs. C'est 22 vrai qu'elle cherche souvent des façons de 23 décongestionner les réseaux qui est une 24 problématique assez criante aux États- 25 Unis. Mais d'autre part, elle poursuit	Page 61 1 Non. 2 Me ÉRIC DUNBERRY : 3 On parle de ventes sur une base interruptible et non 4 interruptible. Et on pourra débattre un peu plus 5 tard les distinctions entre les deux, d'une part. 6 Et, deuxièmement, si elle parle d'une 7 centrale ou si elle parle de l'ensemble des 8 centrales. Parce que c'est difficile à suivre quand 9 on connaît un petit peu les modifications qui sont 10 proposées par la FERC, les suppressions de 11 centrales, les suppressions de slice of system, unit 12 by unit. C'est complètement différent tout ça. Et 13 à la lecture des notes sténographiques on s'y perd 14 complètement, je suis sûr déjà. 15 Alors, peut-être préciser pour le témoin 16 et pour ceux qui reliront ça si on parle de ventes 17 sur une base interruptible, non interruptible, et si 18 on parle de la suppression d'une centrale et du type 19 de contrats dont on parle également. Parce que 20 c'est complètement différent suivant les précisions 21 qui seront apportées. 22 LE PRÉSIDENT : 23 Je pense, Maître Dunberry, il faut quand même 24 attendre une question spécifique avant de pouvoir 25 juger s'il y a une problématique.

Page 62 1 Me HÉLENE SICARD : 2 Et pour ce qui est du dernier commentaire du témoin, 3 ce n'est pas moi qui lui ai parlé des principes 4 évoqués par la FERC pour les modifications suscitées 5 à 890; c'est lui qui a parlé du problème de 6 congestion américain. 7 Alors, pour ce qui est des désignations, 8 je pense que tout le monde s'entend quand on parle 9 de vente ferme on parle d'une vente non 10 interruptible. Je pense que le témoin a été clair 11 et que les témoignages et que les réponses aux 12 demandes de renseignements en témoignent. Alors, je 13 continue. 14 Q.85 Je vous réfère maintenant au document 15 HQT-8. Alors le document HQT-8, Document 16 6. 17 R. Il s'agit des réponses du Transporteur à 18 la demande de renseignements numéro 1 du 19 RNCREQ et de UC, c'est ça? 20 Q.86 C'est bien ça. Puis je vous amène... en 21 fait, je vous amène à la page 26. On vous 22 a posé une série de questions, alors je 23 vais continuer, auxquelles vous répondez 24 systématiquement que vous ne proposez pas 25 de modifications à ce qui existe. Le	Page 64 1 dossiers où j'ai participé, y compris celui pour 2 lequel la Régie a déjà rendu une décision dans 3 laquelle elle reconnaissait ce fait-là que 4 l'électricité patrimoniale est une ressource 5 désignée. 6 Me HÉLENE SICARD : 7 L'électricité patrimoniale est une ressource 8 désignée selon UC et selon le RNCREQ. Je pose la 9 question au témoin, les nouvelles règles nous disent 10 que les ressources désignées vont être affichées sur 11 OASIS. Ce que je cherche à savoir c'est que la 12 ressource soit désignée par la Loi ou soit désignée 13 parce qu'elle doit, comme toutes nos centrales ici, 14 être affectée à la charge locale, il demeure que ça 15 va être sur le site OASIS cette liste. 16 Alors, est-ce que le contrat patrimonial 17 est-ce que le Transporteur s'attend à ce que cette 18 ressource-là soit... Que la Loi dise c'en est une 19 ça ne veut pas dire que le distributeur 20 nécessairement n'est pas obligé de dire « J'ai aussi 21 le contrat patrimonial en vertu de la Loi », alors 22 le contrat patrimonial se retrouve aussi sur OASIS. 23 Je veux juste savoir si c'est dans la 24 liste et s'il s'attend à ce que le distributeur le 25 désigne. La question est simple.
Page 63 1 contrat patrimonial n'est pas dans votre 2 liste de ressources désignées produite à 3 la pièce HQT-8, Document 6.2. Est-ce que, 4 en vertu du nouveau texte, il ne devrait 5 pas être dans les ressources désignées du 6 distributeur? 7 Me ÉRIC DUNBERRY : 8 Monsieur le Président, l'électricité patrimoniale 9 est désignée par l'effet de la loi, par l'effet des 10 Tarifs. C'est écrit à l'article 1.40.1. Alors, je 11 ne sais pas si on demande indirectement au témoin de 12 donner sa lecture des dispositions pertinentes de la 13 Loi sur Hydro-Québec, du Décret sur l'énergie 14 patrimoniale et de l'article 1.40.1 qui dit: 15 « Toutes ressources 16 désignées par le 17 distributeur, y 18 compris l'électricité 19 patrimoniale. » 20 Alors, je ne comprends pas vraiment la 21 question sinon que de lui demander de confirmer que 22 l'effet de la Loi sur Hydro-Québec, du Décret 23 patrimonial et des Tarifs est de désigner 24 l'électricité patrimoniale qui est un sujet qui a 25 fait l'objet d'admissions dans à peu près tous les	Page 65 1 Me ÉRIC DUNBERRY : 2 Monsieur le Président, juste pour bien comprendre la 3 question, je ne formule pas d'objection. La 4 question c'est de savoir si sur la liste on n'a pas 5 l'électricité patrimoniale. 6 LE PRÉSIDENT : 7 Maître Dunberry, je pense que pour avancer il 8 faudrait permettre au témoin de répondre. Si le 9 témoin ne comprend pas il pourra le dire puis à ce 10 moment-là la Régie, au besoin, va vous entendre. 11 Mais je pense que la question est adressée au 12 témoin, c'est au témoin d'abord à répondre et, au 13 besoin, on verra si on doit intervenir. 14 Me HÉLENE SICARD : 15 Q.87 Etes-vous en mesure de me répondre, 16 Monsieur Clermont? 17 R. Écoutez, j'ai l'impression que c'est une 18 question à forte teneur légale 19 d'interprétation. Je peux juste vous 20 référer à notre réponse à la question 21 suivante qui est la réponse 7.4.1R où on 22 a, parce que vous voyez à votre question 23 7.4.1 vous avez demandé: 24 « Veuillez préciser si 25 le contrat

Page 66

1 patrimonial... »
2 Et vous l'avez mis, je constate que vous
3 l'avez mis entre guillemets.
4 R. « ... ou si est traité
5 comme une seule et
6 unique ressource
7 désignée. »
8 Et on vous a répondu que l'électricité
9 patrimoniale est clairement une ressource
10 désignée du distributeur, mais qu'en vertu
11 des articles, de l'article 18.1 in fine
12 des Tarifs et conditions, les centrales
13 qui servent à alimenter la charge locale
14 en date du 1er, bon, sont des centrales
15 désignées. Ce qu'on a souvent appelé les
16 « centrales sources » de l'électricité
17 patrimoniale. Je pense que ça répond à
18 votre question.
19 Q.88 Est-ce que je comprends de votre réponse
20 que vous ne vous attendez pas à mettre le
21 contrat patrimonial ou à ce que le
22 distributeur désigne le contrat
23 patrimonial comme une ressource désignée;
24 vous vous attendez seulement à ce qu'il
25 vous donne la liste des centrales pour

Page 67

1 afficher sur votre site OASIS? Vous vous
2 attendez à quoi là?
3 R. Bien, le plan des... Écoutez, je vous
4 ramène au fait qu'on vous a dit dans les
5 réponses que nous ne proposons pas de
6 changements à cet égard. Or, depuis
7 longtemps, depuis au moins 2001, on vit à
8 chaque année avec un plan des charges et
9 des ressources qui liste une série de
10 centrales sources. Les articles 1.40.1,
11 31.8 des Tarifs et conditions ne sont à
12 peu près... ne sont pas affectés par ce
13 qu'on parle; ils sont affectés seulement
14 pour y introduire la notion de partage de
15 réserve, mais ne sont pas affectés par
16 rapport à ça. Il y a une pratique qui est
17 en cours. Nous ne proposons pas de
18 modifications aux Tarifs.
19 Donc, je ne veux pas parler à la
20 place du distributeur, mais je ne
21 m'attendrais pas, étant donné que les
22 Tarifs ne proposent pas de changements à
23 cet égard, je ne m'attendrais pas à ce
24 qu'il y ait modification de comportement
25 du distributeur.

Page 68

1 Mais, ceci dit, peut-être que le
2 distributeur, pour toutes sortes de
3 raisons qui lui appartiennent, les
4 analyses que lui pourra avoir faites.
5 Mais dans le mesure où nous ne proposons
6 pas de changements, qu'il y a quelque
7 chose qui fonctionne maintenant, je ne
8 m'attendrais pas à ce que le distributeur
9 change ses façons de faire.
10 Q.89 Est-ce que je dois comprendre que vous ne
11 vous attendez pas à ce qu'il désigne
12 directement le contrat patrimonial, pour
13 avoir une réponse claire?
14 R. Je vous réitère ma réponse précédente.
15 LE PRÉSIDENT :
16 La réponse a été donnée. Je crois que vous pourrez,
17 à partir de cette réponse, faire votre preuve et
18 votre argumentation au besoin.
19 Me HÉLENE SICARD :
20 Un instant, s'il vous plaît. Bon. Alors, je vais
21 préciser à la Régie qu'on n'a pas retrouvé la
22 référence. Si on la retrouve on va l'utiliser dans
23 notre propre preuve. Ça termine pour le moment. Je
24 vous remercie.
25 Q.90 Merci, Monsieur Clermont.

Page 69

1 LE PRÉSIDENT :
2 Merci, Maître Sicard. Nous allons prendre une pause
3 jusqu'à 10 h 40.
4 SUSPENSION DE L'AUDIENCE
5 10H44
6 REPRISE DE L'AUDIENCE
7 LE PRÉSIDENT :
8 Alors, reprise de l'audience. Pour Stratégies
9 énergétiques et AQLPA?
10 CONTRE-INTERROGÉ PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :
11 pour Stratégies - énergétiques et Association
12 québécoise de lutte contre la pollution
13 atmosphérique (SÉ-AQLPA) :
14 Bonjour, Monsieur le Président, Madame et Monsieur
15 les Régisseurs. Bonjour, Monsieur. Dominique
16 Neuman pour Stratégies énergétiques et l'AQLPA.
17 Q.91 Pour mes questions, j'aimerais vous
18 référer à la pièce B-129 qui est la
19 version révisée du 23 juin 2010 des Tarifs
20 et Conditions, HQT-3, document 1, version
21 française. Je vous réfère à deux pages
22 spécifiquement de ce document.
23 D'une part, bien, l'article 37.1 qui
24 commence à la page informatique 151 qui
25 s'appelle « Feuillet original no. 148 ».

Page 70 1 Et également, après, je vais vous 2 référer à un extrait de l'appendice C-1 à 3 la section 3.a.iii), quatrième paragraphe, 4 qui se trouve à la page informatique 227, 5 au feuillet original 224. 6 Donc, je vais commencer... donc, 7 l'article 37.1 donne la liste des 8 informations requises annuellement du 9 distributeur, à la fois en ce qui concerne 10 la charge et les ressources. On va 11 commencer par la charge. 12 Donc, au premier item, donc l'article 13 37.1, item (i), il y a une liste de ce qui 14 est requis quant à la charge, une 15 description de la charge à chaque point de 16 livraison, fournissant différents détails. 17 Et la dernière phrase de ce paragraphe (i) 18 indique: 19 « La description doit 20 comprendre des 21 prévisions sur dix 22 (10) ans de la charge 23 et des ressources 24 nécessaires à la 25 pointe coïncidente et	Page 72 1 horaires et les 2 pointes de la demande 3 hebdomadaires 4 correspondant aux 5 prévisions mensuelles 6 du distributeur pour 7 l'année courante et 8 pour l'année 9 suivante. » 10 Donc, pour faire cela, le Transporteur 11 doit avoir reçu du distributeur les 12 prévisions mensuelles du distributeur pour 13 l'année courante et pour l'année suivante. 14 Or, cette information requise n'a pas été 15 mise par concordance à l'article 37.1 dans 16 le paragraphe qu'on a lu tout à l'heure. 17 Donc, est-ce qu'Hydro-Québec serait 18 d'accord pour inscrire dans la liste des 19 informations requises sur la charge, 20 requises du distributeur, ce qui 21 correspond à ce paragraphe de l'appendice 22 C-1 qu'on vient de lire, à savoir les 23 prévisions mensuelles du distributeur pour 24 l'année courante et pour l'année suivante? 25 R. Les objectifs de 37.1 et de l'annexe C-1
Page 71 1 non coïncidente, en 2 été et en hiver. » 3 Après cela, si je vais voir à la page 4 informatique 227 qui est la feuille 5 originale 224, dans l'appendice C-1... 6 excusez-moi, c'est la page informatique 7 226 à la feuille originale 223... attendez 8 un petit instant. Non, excusez-moi 9 encore, j'avais une erreur de numéro. 10 Donc, c'est la page informatique 224 et la 11 feuille originale 221. 12 Donc, au deuxième paragraphe de cette 13 page, le paragraphe qui commence par « Au- 14 delà de dix jours... », il est indiqué 15 donc les prévisions que fait le 16 Transporteur à partir de certaines 17 informations qu'il reçoit du distributeur, 18 donc le Transporteur fait: 19 « ... une prévision à 20 plus long terme, 21 révisée de deux à 22 quatre fois par 23 année... Cette 24 prévision établit les 25 besoins québécois	Page 73 1 sont bien sûr pas incompatibles mais pas 2 nécessairement les mêmes. Donc, est-ce 3 que toutes les données opérationnelles qui 4 sont transmises pour les besoins d'établir 5 la charge ou d'exploiter le réseau 6 devraient nécessairement se retrouver dans 7 le corps du texte des Tarifs, ça ne 8 m'apparaît pas évident. 9 Q.92 Cela ne serait-il pas souhaitable d'un 10 point de vue de transparence, justement 11 puisque un des objectifs de l'appendice C- 12 1 est d'assurer une plus grande 13 transparence dans l'établissement de la 14 TTC et de l'ATC? 15 Et l'article 37.1 identifie la liste 16 des informations qui doivent être 17 transmises par le distributeur, puis 18 éventuellement - puis ça c'est une autre 19 question - éventuellement on peut 20 s'assurer que cette information soit 21 publiée sur OASIS, donc ça... ça assure 22 une meilleure transparence de 23 l'information sur la base de laquelle on 24 calcule l'ATC et le TTC? 25 R. Je veux juste faire une vérification avant

Page 74 1 de vous répondre. 2 Je vais le prendre en engagement, je 3 pense qu'il faut juste s'assurer de... 4 d'en assurer la... Écoutez, a priori, ça 5 peut sembler une bonne idée mais ça peut 6 avoir des répercussions. Je pense qu'on 7 va le prendre en engagement puis on va 8 vérifier. 9 Me DOMINIQUE NEUMAN : 10 Est-ce qu'il est souhaitable que je formule la 11 question pour les fins de l'engagement? 12 LE PRÉSIDENT : 13 Madame Guilhermond? 14 LA GREFFIÈRE : 15 Oui. 16 Me DOMINIQUE NEUMAN : 17 Oui. Donc, vérifier, enfin, si Hydro-Québec serait 18 d'accord pour intégrer à l'article 37.1, paragraphe 19 1, alinéa (i), l'exigence faite au distributeur de 20 fournir ses prévisions mensuelles pour l'année 21 courante et pour l'année suivante (tel que spécifié 22 à l'appendice C-1, section 3.a.iii), quatrième 23 paragraphe). Engagement 15, O.K. 24 ENGAGEMENT #15 : 25 Vérifier si Hydro-Québec serait d'accord pour	Page 76 1 et d'autres qui sont sous contrat, est-ce 2 que cette information-là donnerait accès 3 d'autre part à des informations de 4 nature... ou permettrait de déduire des 5 informations de nature confidentielle. Je 6 pense qu'il faudrait regarder ça 7 attentivement. 8 Mais ça ne m'apparaît pas... j'essaie 9 de penser au site OASIS que je connais 10 autour et ceux auxquels je pense ne le 11 mettent pas. Ça ne m'apparaît pas une 12 pratique de l'industrie clairement 13 répandue non plus. 14 Q.94 O.K. D'accord mais ce que je vous signale 15 c'est qu'il y a déjà, tous les trois ans, 16 un plan d'approvisionnement décennal fait 17 par Hydro-Québec Distribution avec une 18 mise à jour annuelle vers le mois 19 d'octobre. Sauf que de cette manière-là, 20 on s'assurerait que c'est la, entre 21 guillemets, vraie information qui est 22 réellement transmise au Transporteur, qui 23 serait celle qui serait sur OASIS. C'est 24 plus ça que... il y aurait possiblement 25 des variations par rapport à la dernière
Page 75 1 intégrer à l'article 37.1, paragraphe 1, alinéa (i), 2 l'exigence faite au distributeur de fournir ses 3 prévisions mensuelles pour l'année courante et pour 4 l'année suivante (tel que spécifié à l'appendice C- 5 1, section 3.a.iii), quatrième paragraphe). 6 Me DOMINIQUE NEUMAN : 7 Q.93 Alors, ma question suivante. Est-ce que 8 l'information sur les charges du 9 distributeur, telle qu'énumérée à 10 l'article 37.1, est-ce qu'elle se trouve 11 sur OASIS, sur le nouvel OASIS? Et selon 12 vous, est-ce qu'il serait opportun ou 13 souhaitable qu'elle y soit? 14 R. Elle ne s'y trouve pas en ce moment. Je 15 ne crois pas, d'autre part, qu'il y ait 16 dans les modifications qu'on propose de 17 prescription à l'effet que ça deviendrait 18 obligatoire de les mettre, de les ajouter 19 sur le site OASIS. Donc, il n'y a rien 20 dans la proposition, à ma connaissance, il 21 n'y a rien dans la proposition tarifaire 22 qui l'imposerait. Il faudrait voir 23 l'utilité que ça pourrait avoir et la 24 nature... parce que, au Québec, il y a un 25 fournisseur important de la charge locale,	Page 77 1 édition du plan d'approvisionnement. 2 R. Oui mais... 3 Q.95 Mais l'idée serait de s'assurer que ce que 4 le Transporteur a comme information et sur 5 laquelle il se base pour prendre 6 différentes décisions, calculer des ATC et 7 des TTC, qu'on aurait la vraie information 8 dont se sert le Transporteur. 9 R. Mais en même temps, de l'information 10 déposée à la Régie dans le cadre d'une 11 exigence réglementaire, d'après moi, se 12 qualifie de vraie information. 13 Q.96 Quand je dis... 14 R. Et elle est accessible... en fait, je vois 15 que vous êtes habitué donc vous... elle 16 est accessible aux intervenants lors de 17 ces causes-là. 18 Q.97 Oui. 19 R. Ça m'apparaît être de la vraie 20 information. 21 Q.98 Le terme n'est peut-être pas exact quand 22 je dis vraie information, c'est 23 l'information dont se sert... qui est 24 celle qu'a reçue le Transporteur et sur 25 laquelle il se base pour prendre des

Page 94	Page 96
1 puis je vous invite à finir vos phrases 2 parce que pour les notes sténographiques 3 ça va être difficile plus tard puis 4 souvent c'est parce qu'on vous invite à 5 accepter une autre question mais finissez 6 vos phrases, s'il vous plaît. Vous aviez 7 commencé à dire... madame peut peut-être 8 nous rappeler, vous avez dit: « La 9 majorité des centrales sont... » sont 10 quoi, Monsieur Clermont? 11 R. Sont la propriété, mais sans le débat 12 juridique, d'Hydro-Québec. 13 Me ANDRÉ TURMEL: 14 Q.128 D'accord. Alors, ma première question, 15 c'est est-ce que vous auriez un problème 16 si on modifiait 37.1 pour indiquer que, 17 bien, que HQD peut attester qu'une grande 18 partie de ses approvisionnements viennent 19 de ressources provenant de centrales 20 d'Hydro-Québec? Mettons qu'on mettait 21 Hydro-Québec dans le texte, est-ce que ça 22 causerait un problème? Est-ce que vous 23 voyez un impact problématique, ne serait- 24 ce que pour aider le lecteur du texte à le 25 comprendre?	1 pertinent? 2 R. Je vous réitère ma réponse à la question, 3 à votre question précédente. Je ne vois 4 pas le texte des Tarifs comme devant 5 préciser des situations particulières. 6 Bien sûr, vous avez raison, la Partie IV 7 est unique au Québec, c'est une adaptation 8 à un contexte. 9 Ceci dit, pourquoi un 10 propriétaire plus que l'autre, parce qu'on 11 vous a... tantôt dans la liste il y a des 12 Boralex, il y a des Innergex, il y a des 13 Cartier. Et pourquoi préciser des 14 propriétaires, donc des situations qui 15 peuvent changer dans le temps plutôt que 16 de s'en tenir à un principe? 17 Et les Tarifs, comme je le 18 disais, me semble, doivent refléter des 19 principes utiles. 20 Q.131 D'accord. Mais n'est-ce pas là ce 21 principe le même pourtant qu'on retrouve à 22 29.2 où on demande justement de donner les 23 liens avec la propriété? Je veux dire ce 24 que vous me dites qui serait infaisable à 25 37 pourtant et demandé à 29.2, et la FERC
Page 95	Page 97
1 R. Et ça servirait quel objectif? Parce que, 2 d'une part, je vous rappelle... bien, en 3 tout cas, ma conception des Tarifs et 4 conditions est que ça doit, bien sûr, 5 avoir un niveau de détail suffisant mais 6 ça doit contenir des principes. Pourquoi 7 faudrait-il se mettre à lister des 8 propriétaires de centrales, un plutôt que 9 l'autre et pourquoi pas tous? Pourquoi 10 pas... 11 Q.129 Voilà. 12 R. Ça ne m'apparaît pas servir d'objectif 13 utile pour l'ensemble... pour 14 l'utilisation du Tarifs et conditions. 15 11H14 16 Q.130 Mais ne dites-vous pas habituellement que 17 la Partie IV est spécifique au Québec et 18 que, en conséquence, ce ne serait pas 19 inutile de spécifier cet élément puisque 20 95%, je dis un ordre de grandeur, des 21 centrales appartiennent pas à HQD mais à 22 Hydro-Québec? 23 Est-ce que ce serait... si on parle 24 d'adaptation, c'est un thème qui vous est 25 cher, là, est-ce que ça pourrait être	1 l'a vu. Alors, j'essaie de soupeser ce 2 que vous me dites. 3 R. Tous les textes des Tarifs de la Partie 4 III, dans la mesure où on l'a dit, et on 5 le sait tous, il n'y a pas en ce moment 6 d'utilisation, d'utilisateur de la Partie 7 III des Tarifs et conditions. 8 Puis vous vous rappelez dans mes 9 présentations j'ai toujours « avec les 10 adaptations nécessaires ». Dans le cas de 11 la Partie III, dans la mesure où il n'y a 12 pas de situation factuelle au Québec, 13 bien, les adaptations nécessaires sont 14 généralement à peu près textuellement 15 celles présentées par la FERC puisqu'il 16 n'y a pas de raison de faire d'adaptations 17 nécessaires. 18 Dans le cas de la Partie IV, la 19 Partie IV donc des Tarifs, vous le savez 20 sans doute, a fait l'objet de longues 21 discussions quelque part en 2002 pour son 22 adoption. Le texte actuel des Tarifs, la 23 logique des Tarifs, de la Partie IV, a 24 fait l'objet de nombreuses discussions 25 devant la Régie au fil des causes

Page 98	Page 100
1 tarifaires successives. Et la Régie, je 2 pense même que, en 2002, il y avait des 3 intervenants qui avaient soulevé cette 4 question. On n'était pas dans 5 l'attestation à ce moment-là puisque c'est 6 un concept qui est nouveau. 7 Q.132 Nouveau. 8 R. Mais qui est introduit de façon récente. 9 Mais ce débat avait eu lieu, je pense que 10 c'est RNCREQ qui l'avait soulevé en 2002 à 11 la Régie. Et la Régie, dans sa décision, 12 avait adopté le texte tel qu'on le voit là 13 et les notions d'attestation, pas 14 d'attestation, pardon, de propriété n'y 15 ont jamais été. Elles ont été débattues 16 au fil du temps à la Régie et la Régie, je 17 pense, a toujours reconnu cette notion 18 qu'elle n'était pas propriétaire et qu'il 19 n'y avait pas de... 20 Donc, que ça représentait, que ça 21 reflétait, que le texte reflétait, de 22 l'avis de la Régie, une situation correcte 23 et répondait aux besoins que la Régie 24 identifiait. 25 Q.133 Vous êtes d'accord avec moi, vous l'avez	1 entre le réseau et Partie III et Partie 2 IV », et dans d'autres vous divergez. 3 R. Oui. 4 Q.135 Et vous avez habituellement une 5 explication dite d'adaptation. Mais ici, 6 j'essaie de voir quel problème il y a à 7 attester que sur la production achetée ou 8 approuvée par la Régie pour un contrat 9 signé. 10 R. Bien, je reviens à la Partie III. 11 Clairement, il n'y a pas d'adaptation. 12 Et, comme je vous l'ai dit, dans tous mes 13 textes il y a toujours « adaptations 14 nécessaires ». Donc on fait les 15 adaptations quand on juge qu'elles 16 reflètent un besoin ou une réalité du 17 Québec. 18 Ceci dit, la Partie IV et la 19 Partie III visent les mêmes objectifs, 20 mais au fil des décisions de la Régie il 21 n'y a pas nécessairement symétrie partout. 22 Dans le cas de votre... donc en 23 préambule, dans le cas de votre... La 24 Régie, le contexte est particulier ici 25 puis le distributeur doit venir voir la
Page 99	Page 101
1 dit que l'attestation est un nouveau 2 concept, n'est-ce pas? Ça n'existait pas 3 en 2002, c'est exact? 4 R. L'attestation est un concept que FERC a 5 introduit dans ses ordonnances 890, 6 effectivement. 7 Q.134 Passons maintenant à une autre question, 8 mais toujours dans le même texte. Ce que 9 vous aviez rayé mais qui est comparable à 10 29.2: 11 « ... s'est engagé à 12 acheter la production 13 pour les quantités 14 approuvées par la 15 Régie ou conformément 16 à un contrat signé. » 17 Alors, vous le proposiez, vous ne le 18 proposez plus, pourtant le miroir est par 19 ailleurs présent à 29.2. 20 Quel problème y a-t-il à attester des 21 contrats que la Régie a approuvés ou des 22 contrats autres? J'essaie de voir la 23 problématique qui vous fait retirer... 24 Parce que dans certains cas vous nous 25 dites « Ah! On adopte une position miroir	1 Régie à chaque année et lui présenter son 2 plan d'appro, donc la liste des contrats 3 qu'il s'engage et de l'énergie à laquelle 4 il a accès. 5 Donc, l'objectif, l'objectif est 6 rencontré par un processus qui est encore 7 plus, je peux dire contraignant, mais 8 plus, encore plus formel que celui des 9 Tarifs et conditions qui est celui de 10 venir à la Régie le faire approuver. 11 Donc, je pense que là-dedans, dans la 12 mesure où la Régie y donne son sceau, 13 c'est débattu lors d'audiences à la Régie, 14 clairement, on rencontre plus que 15 l'objectif d'informer ou de s'assurer que 16 le distributeur dépose ses contrats. 17 Alors c'est ça l'optique qui fait que 18 l'article 37.1 est libellé, modifié est 19 libellé tel qu'il l'est maintenant. 20 Q.136 D'accord. Merci. Expliquez-moi d'abord 21 pourquoi HQD ne pourrait pas attester de 22 l'information qu'elle fournit par ailleurs 23 à l'article 37.1(iii)? Parce qu'à 24 37.1(iii) un peu plus haut, on parle là 25 des productions pour les quantités

Page 102 1 achetées, les contrats signés. C'est 2 somme toute la même information. Donc, 3 dans un contexte différent ce qui est bon 4 pour un n'est pas bon pour l'autre. 5 J'essaie de comprendre pourquoi vous 6 retirez. Parce que là, évidemment, on 7 s'entend qu'on est, là on est dans l'ère 8 890, hein, et on fait ça, 890, la Régie le 9 ait pour accroître la transparence. O.K. 10 37.1(iii) était là déjà depuis longtemps 11 et là on ajoute un article (v), j'imagine, 12 pour... On l'a dit, l'attestation est là 13 pour rendre ça fluide, mais en même temps 14 pour accroître la transparence de 15 l'information. 16 N'est-il pas souhaitable, logique que 17 de l'information déjà fournie par ailleurs 18 ou l'équivalent ne serait pas, ne pourrait 19 pas être fourni à 5. Comme vous l'aviez 20 en tête d'ailleurs la première mouture que 21 vous avez déposée vos propositions avant 22 de colorer ça en bleu. 23 Me ÉRIC DUNBERRY : 24 Monsieur le Président, je veux juste bien comprendre 25 la question. Ce n'est pas une objection. On	Page 104 1 « HQD attestant que 2 toutes les ressources 3 du distributeur 4 énumérées à l'article 5 37.1(iii) satisfont 6 aux conditions 7 suivantes: 8 1- Le distributeur 9 possède la ressource 10 et s'est engagé à 11 acheter... » 12 Et caetera. Alors, pourquoi vous retirez 13 cette modification-là qui, quand on l'a 14 vue, nous, la première fois on se disait, 15 ah!, bien voilà c'est tout à fait logique. 16 Alors que, par ailleurs, l'information à 17 (iii) est là et elle demeure. C'est une 18 question de cohérence. Bien, une 19 question, en tout cas, je vous demande 20 quelle est la cohérence? 21 R. Bien, la cohérence c'est que l'attestation 22 vise, on l'a dit, à donner un niveau de 23 réconfort supplémentaire par rapport à 24 tout l'exercice qui est déjà fait. 25 Dans ce cas-ci, le niveau de
Page 103 1 demande au témoin si le distributeur est prêt à 2 attester une seconde fois de son propre plan des 3 charges et des ressources? 4 Me ANDRÉ TURMEL : 5 La question n'est pas posée à vous, elle est posée à 6 monsieur Clermont. 7 Me ÉRIC DUNBERRY : 8 Bien, c'est parce que je veux la comprendre. 9 Me ANDRÉ TURMEL : 10 Bien, écoutez sa réponse, vous allez la comprendre. 11 La question est adressée à monsieur Clermont, ça va 12 très bien. Alors je ne sais pas là. S'il me dit 13 qu'il ne la comprend pas je vais la reformuler. 14 Mais je ne pose pas mes questions à maître Dunberry. 15 LE PRÉSIDENT : 16 Poursuivons. 17 R. Juste pour être sûr que je réponds à la 18 bonne question, pourriez-vous me la 19 reposer, s'il vous plaît? 20 Me ANDRÉ TURMEL : 21 Q.137 Oui, bien sûr. Alors, écoutez, à 37, à 22 HQD-5, vous faites en sorte qu'HQD 23 n'atteste pas. On est dans l'attestation 24 ici et là on a rayé les informations. On 25 disait que:	Page 105 1 réconfort équivalent, ou à la limite même 2 supérieur, est l'exercice qui est fait 3 devant la Régie. Je pense que de demander 4 au distributeur de réattester ce qu'il a 5 présenté à la Régie, ce que la Régie a 6 adopté, les décisions de la Régie sont du 7 domaine public, sont... 8 Ça fait que la logique, la cohérence, 9 bien, à partir du moment où ça émane d'une 10 décision de la Régie, il me semble que ça 11 rencontre plus que suffisamment l'objectif 12 d'attester. 13 Q.138 Bon, d'accord. Où ces attestations sont- 14 elles affichées sur le site OASIS, comme 15 la FERC. Est-ce que vous avez... bien, je 16 comprends qu'elles seront affichées 17 nécessairement, Monsieur Clermont, c'est 18 exact? Ces attestations dont il est fait 19 mention elles seront affichées sur le 20 site? 21 R. Les attestations? Ça ne m'apparaît pas 22 évident qu'elles doivent être affichées 23 sur OASIS. 24 Q.139 Bien, je vous pose la question. Seront- 25 elles affichées?

Page 106	Page 108
1 R. Écoutez, à moins que ce soit une pratique 2 répandue, je ne crois pas qu'elles le 3 sont. Ce qui sera clairement affiché 4 c'est les désignations et les suppressions 5 de désignations. Ça faisait l'objet de ma 6 présentation ce matin, ça fait l'objet de 7 modifications dans les Tarifs et 8 conditions. 9 Q.140 Oui. 10 R. Maintenant, l'affichage de l'attestation? 11 Je ne crois pas que FERC ait requis ou... 12 Mais écoutez, dans FERC peut-être que dans 13 les 3000 pages vous allez me trouver une 14 texte qui semble suggérer ça. Écoutez... 15 Q.141 Si d'emblée... non d'accord. On ne 16 s'éternisera pas là-dessus. Si d'emblée 17 on trouvait que FERC trouvait que c'est 18 une bonne idée, est-ce que ça peut vous 19 aider dans votre réflexion? 20 R. Et que c'était une pratique de l'industrie 21 et que ça semblait rencontrer des 22 objectifs, oui. Mais ça ne m'apparaît pas 23 une évidence que les attestations doivent 24 être affichées. 25 Q.142 Mais assurément dans le texte que vous	1 que c'est exact de penser comme ça? Donc, 2 c'est la cas de 29.2, le cas de Sherbrooke 3 et Millbank. Je vous suggère que oui, 4 mais juste me confirmer si je comprends 5 bien. 6 R. Bien, que ce soit Millbank ou peu importe, 7 la centrale n'a pas d'importance. 8 Q.145 Oui, voilà! 9 R. L'attestation qui devra être fournie par 10 Hydro-Sherbrooke en vertu de 29.2(viii) 11 est à l'effet que le client du réseau 12 intégré possède la ressource, s'est engagé 13 à acheter la production conformément à un 14 contrat signé ou s'est engagé à acheter la 15 production lors d'un contrat. 16 Q.146 D'accord. 17 R. Et, évidemment, conditionnel à la 18 disponibilité du service de transport 19 prévu à la Partie III des présentes. 20 Q.147 D'accord. 21 R. C'est le texte des Tarifs. 22 Q.148 Tout à fait. Mais on s'entend que la 23 Ville de Sherbrooke doit quand même 24 attester à l'égard d'un contrat d'achat 25 d'électricité? C'est ma question.
Page 107	Page 109
1 proposez il n'y a pas de texte à cet 2 égard? 3 R. Il n'y a pas de texte dans les 4 modifications qu'on propose au Tarif, 5 c'est vrai. 6 Q.143 D'accord. 7 R. D'où ma réponse que, bien, ça ne 8 m'apparaît pas évident que les 9 attestations doivent être affichées. 10 Q.144 Et juste pour bien comprendre donc la 11 dynamique entre 29.2(viii) et l'article 12 que nous venons de discuter 37.1(v). 13 Supposons à 29.2(i) que l'on a un exemple, 14 je vous donne un exemple, un cas de 15 figure, Monsieur Clermont. Supposons la 16 Ville de Sherbrooke achète de la centrale 17 Millbank au Nouveau-Brunswick, c'est 18 possible, Sherbrooke en réseau achèterait 19 de Millbank, donc hors système, off 20 system, je comprends qu'à ce moment-là la 21 Ville de Sherbrooke, qui est le client 22 dont on parle à 29.2(viii), devrait 23 attester qu'elle a un contrat d'achat 24 d'électricité hors système qui est désigné 25 comme ressource pour son réseau. Est-ce	1 R. Bien, elle ne doit pas attester à l'égard 2 d'un contrat, elle peut attester d'un 3 contrat. Je vous rappelle, je vous 4 réitère au texte que je viens de vous 5 lire. 6 Q.149 Si elle a un contrat. 7 R. Effectivement. 8 Q.150 On s'entend si elle a un contrat. O.K. 9 R. Il faut s'en tenir à ce qui est dans le 10 texte des Tarifs. 11 Q.151 C'est vrai. Dans le même exemple, si HQD, 12 cette fois-ci on remplace Sherbrooke par 13 HQD, fait le même type de transaction avec 14 Millbank ou un autre mais hors système, on 15 doit comprendre qu'HQD n'aurait pas à 16 attester à l'égard d'un contrat qu'elle 17 pourrait avoir avec Millbank? Je veux 18 juste bien qu'on s'entende pour faire 19 marquer les différences. Donc, il y 20 aurait une différence entre ce que la 21 Ville de Sherbrooke attesterait pour le 22 contrat avec Millbank et ce qu'HQD 23 attesterait pour le contrat avec Millbank? 24 R. La Ville de Sherbrooke étant bien sûr un 25 cas hypothétique.

Page 110

1 Q.152 Oui.
2 R. Alors que celui du distributeur n'étant
3 pas un cas hypothétique et son contrat ou
4 sa source d'approvisionnement, restons
5 général, sa source d'approvisionnement
6 aurait été approuvée par la Régie.
7 Q.153 Bien, la question, ma question est est-ce
8 que si Hydro-Québec Distribution fait un
9 achat, un cas de figure, O.K., c'est une
10 exemple là, un achat hors réseau, elle
11 devrait, elle n'aurait pas à l'égard de
12 l'attestation à attester qu'elle a un
13 contrat d'achat d'électricité? C'est ce
14 que vous avez rayé. Je veux juste qu'on
15 s'entende bien, c'est ce que vous avez
16 rayé en bleu?
17 R. Le texte proposé dans les Tarifs et
18 conditions est que le distributeur atteste
19 du fait que les ressources qu'il a
20 désignées ne font pas l'objet de ventes
21 non interruptibles à des tiers. L'objet
22 de l'attestation c'est le texte proposé
23 des Tarifs.
24 Q.154 Je comprends. Mais vous ne parlez pas,
25 l'objet d'attestation pour HQD ne parle

Page 111

1 pas des contrats d'achat?
2 R. Ce n'est effectivement pas à l'article 5
3 des Tarifs. Bien, l'article 37.1(v) des
4 Tarifs.
5 Q.155 Voilà! O.K.
6 R. Parce que des mécanismes équivalents
7 supérieurs, ou comme je l'ai mentionné à
8 plusieurs reprises, ont permis de
9 rencontrer le même objectif.
10 Q.156 Je vais vous citer, je vais vous demander
11 d'aller à l'ordonnance 890-A, paragraphe
12 861. C'est HQT-6 révisé, sauf erreur.
13 C'est 6 ou 7. C'est 6. 890-A. Donc,
14 nous sommes... Vous me dites quand vous y
15 êtes.
16 R. J'y suis, mais laissez-moi, s'il vous
17 plaît, juste deux minutes que je regarde
18 dans quelle section on est et quel
19 chapitre, quel contexte.
20 Q.157 Oui oui. C'est dans off-system,
21 Commission Détermination à 861, mais c'est
22 pour off-system resource.
23 R. Vous avez dit paragraphe?
24 Q.158 861.
25 R. Je l'ai.

Page 112

1 Q.159 D'accord. Je vais simplement vous lire un
2 court passage de 861. Je suis à la fin,
3 la dernière ligne de 861 et je cite:
4 « Providing both the
5 control area in which
6 the off-system
7 resource is located
8 and the delivery
9 point(s) to the
10 transmission
11 provider's system is
12 usually sufficiently
13 specific to allow a
14 transaction to be
15 evaluated for its
16 effects on ATC of the
17 local transmission
18 system. »
19 LE PRÉSIDENT :
20 A quel endroit, je vous ai perdu?
21 Me ANDRÉ TURMEL :
22 Oui. Donc, dans 861.
23 LE PRÉSIDENT :
24 Oui.
25 Me ANDRÉ TURMEL :

Page 113

1 A la page c'est la dernière ligne de la première
2 page 451.
3 LE PRÉSIDENT :
4 De la première page, O.K.
5 Me ANDRÉ TURMEL :
6 Oui, excusez-moi.
7 Q.160 Alors donc, ce que nous dit ce texte-là,
8 je vais vous demander simplement de
9 commenter, c'est l'importance d'une telle
10 information pour le calcul de l'ATC
11 relativement à l'interconnexion. Est-ce
12 qu'il ne vous apparaît pas approprié que
13 l'attestation, notamment dans le cas
14 d'achat de ressources qui viennent, de
15 ressources hors système, quand on sait
16 l'impact que cela a l'utilisation des
17 interconnexions sur l'ATC. Je vous
18 demande est-ce que ce ne serait pas
19 approprié, est-ce que ça vous causerait un
20 problème à HQT d'afficher ou d'inclure
21 dans l'attestation cette information-là?
22 R. D'une part, je ne crois pas que dans la
23 section dans laquelle on se trouve dans
24 890 porte sur l'attestation.
25 Q.161 Non, ça porte sur off-system resource.

Page 114 1 R. Oui. 2 Q.162 C'est juste un lien avec l'ATC, 3 l'interconnexion. 4 R. Non, mais prenons un cas, prenons... Oui. 5 Mais donc on ne porte pas sur 6 l'attestation. Là vous me parlez de 7 l'attestation, mais la référence que vous 8 me citez n'est pas dans la section sur 9 l'attestation. 10 Q.163 On s'entend. 11 R. Ensuite ce que l'extrait dit c'est que: 12 « Providing both the 13 control area in which 14 the off-system 15 resource is 16 located... » 17 Dans le cas d'une ressource qui serait 18 hors système, l'énergie devra, à moins que 19 je me trompe, forcément transiter par un 20 chemin OASIS. 21 Q.164 Une interconnexion. 22 R. Une interconnexion, un chemin sur OASIS. 23 Q.165 Oui. 24 R. Et donc, devra être affichée sur OASIS, si 25 c'est le cas du distributeur comme un	Page 116 1 Monsieur le Président, là on demande... est-ce qu'on 2 est revenu à la question de savoir si les contrats 3 devraient apparaître à l'attestation? Ça fait cinq 4 fois que la question est posée. Je comprends qu'on 5 passe par un détour mais est-ce qu'on redemande la 6 cinquième fois de... est-ce qu'on devrait avoir dans 7 l'attestation, Partie IV, une référence aux 8 contrats? Je pense que ça a été largement couvert 9 ça. Est-ce que c'est toujours la même question? 10 Me ANDRÉ TURMEL : 11 L'intervention de maître Dunberry m'apparaît 12 totalement inutile à ce stade-ci. Je comprends que 13 ça donne du temps à son... un avocat d'expérience le 14 fait. Il me semble que c'était clair, on est 15 vraiment dans l'attestation toujours. On veut 16 vérifier... il me dit qu'aux États-Unis la FERC avec 17 l'OASIS... au Québec avec l'OASIS c'est suffisant. 18 Je lui dis qu'aux États-Unis il y a la même 19 information mais ils demandent l'attestation en plus 20 pour les contrats. 21 Q.167 Alors, ma question c'est l'exemple que 22 vous me donnez n'est-il pas limité, 23 Monsieur Clermont? 24 R. Non mais j'en reviens toujours à la même 25 chose.
Page 115 1 QCRD, auquel cas l'information que la 2 Commission fait référence ici est 3 clairement accessible à tout le monde et 4 on y voit clairement le control area d'où 5 l'énergie va provenir. Donc, cette 6 information-là est aujourd'hui, par la 7 nature même de telles transactions, tel 8 que FERC l'a dit, connues et affichées, 9 bien affichées, disponibles de façon 10 transparente à tous sur le site OASIS. 11 11H35 12 Q.166 Oui, mais aux États-Unis c'est disponible 13 sur le site OASIS aussi, mais ils 14 demandent l'attestation quand même. Alors 15 quelle est la difficulté? Donc, je vous 16 suis là mais aux États-Unis, dans la FERC, 17 l'attestation est requise pour la Partie 18 III à l'égard des contrats, ils ont aussi 19 un site OASIS. 20 Donc, ce qui est vrai, je vous suis 21 pour l'information QCRD affichée sur 22 OASIS, mais c'est également le cas aux 23 États-Unis. Alors, quelle est la 24 différence, Monsieur Clermont? 25 Me ÉRIC DUNBERRY :	Page 117 1 Q.168 Merci. 2 R. Ce qui est fait, ce qui est prévu dans la 3 Partie IV, ce qui est fait aujourd'hui 4 dans la Partie IV, parce qu'il y a des 5 bouts parce que l'attestation est 6 nouvelle, mais il y a une partie quand 7 même de tout le processus de désignation 8 et d'inscription sur OASIS. Ce qui est 9 fait maintenant fonctionne, remplit les 10 mêmes objectifs, par parfois des moyens 11 différents. J'ai évoqué venir voir la 12 Régie plutôt que l'attestation. Donc, il 13 me semble y avoir un équivalent au niveau 14 des objectifs qui sont visés. 15 L'information qui est nécessaire ou 16 qui est utile est disponible, elle l'est, 17 dans le cas qu'on vient de le voir, de 18 façon transparente, elle est sur OASIS, 19 pour les fins de calcul de l'ATC, parce 20 que la référence que vous m'avez parlé, 21 que vous m'avez montrée, n'était pas dans 22 l'attestation mais bien pour l'ATC. Donc, 23 cette information-là est là. 24 L'information par rapport aux 25 contrats ou tout cela est là, elle est

Page 130 1 après. La première phrase qui vise dans 2 le cas d'un chemin qui est affiché sur le 3 site OASIS du Transporteur, étant donné 4 que cette suppression de désignation va 5 nécessairement affecter une capacité 6 disponible sur cette interconnexion-là, il 7 est important qu'un délai soit celui 8 requis par, d'autre part, pour libérer 9 cette capacité sur ce chemin pour qu'elle 10 puisse être utilisée par d'autres clients 11 du service de transport. 12 Dans le cas où ce n'est pas sur un 13 chemin, donc on l'a dit ce matin dans la 14 présentation, ça devra faire l'objet... 15 donc, et je veux juste revenir au cas où 16 c'est sur un chemin, donc quand c'est sur 17 un chemin, l'inscription sur OASIS, il y a 18 un délai qui est prescrit pour s'assurer 19 de libérer la capacité pour qu'elle puisse 20 être utilisée à temps par d'autres clients 21 et bien sûr quand vous l'entrez dans 22 OASIS, aussitôt que vous appuyez sur OK ou 23 Envoyer, je ne sais pas le bouton, là, 24 mais aussitôt que vous appuyez sur le 25 bouton, c'est instantané, l'information se	Page 132 1 originale 109 où là il y a une différence. 2 Donc, à 30.3, dans le... à mi- 3 paragraphe, on dit... je vais vous 4 laisser, Messieurs les régisseurs, Madame 5 le régisseur le prendre, là. 6 LE PRÉSIDENT: 7 Vous êtes dans le pro forma de la FERC? 8 Me ANDRÉ TURMEL: 9 Oui, de 890. 10 LE PRÉSIDENT: 11 Lequel 890? 12 Me ANDRÉ TURMEL: 13 A, 30.3, page 109. 14 R. Je ne veux pas faire d'exercice de 15 comparaison le temps qu'on cherche mais 16 ça, c'est le pro forma de 890-A. Il y a 17 eu un pro forma également avec 890-B qui, 18 à ma connaissance, est le dernier pro 19 forma des ordonnances 890. 20 Me ANDRÉ TURMEL: 21 D'accord. On pourra vérifier si ma question sur 22 laquelle je veux faire la comparaison ça a changé ou 23 pas mais bon point. 24 Q.192 Donc, à 30.3, donc, vous venez de faire la 25 lecture de 38.3 qui, dans les faits, est
Page 131 1 retrouve dans le site et tout le monde 2 peut la voir dans la milliseconde ou dans 3 la seconde d'ensuite. 4 Dans le cas où ce n'est pas sur un 5 chemin, ce qui est dit, c'est que cet avis 6 devra être envoyé par écrit, donc par 7 écrit, donc on suppose une lettre ou un 8 processus, là, qui est manuel et pas 9 instantané comme celui de l'affichage. 10 Et compte tenu que ce n'est pas sur 11 un chemin, la considération du timing pour 12 le faire n'a pas de répercussion sur la 13 libération possible de capacité. 14 Q.191 D'accord. Est-ce que vous avez une 15 objection parce que... donc, 38.3, la 16 lecture que l'on vient de faire, vous me 17 donnez une explication, est-ce que vous 18 avez une objection, HQT, à adopter le 19 libellé de l'article 30.3 du texte de 20 l'OATT du FERC pro forma, donc 30.3 que je 21 vais vous lire que vous devez avoir, là, 22 c'est le HQT-6, sauf erreur? Toujours le 23 même HQT-6. 24 Donc, prenez, si vous voulez, le 30.3 25 du pro forma HQT, pro forma FERC à la page	Page 133 1 similaire à 30.3 de ce que vous proposiez 2 mais c'est différent... les deux textes 3 que vous proposez à 30.3, votre 30.3 et 4 38.3 ici sont similaires mais sont 5 différents de ce que la FERC a discuté à 6 30.3 de son pro forma 890-A, on se 7 comprend? Et je vais vous lire, on dit: 8 « The network customer 9 may terminate the 10 designation of all or 11 part of a generating 12 resource as a Network 13 Resource by providing 14 notification to the 15 Transmission Provider 16 through OASIS as soon 17 as reasonably 18 practicable, but not 19 later than the firm 20 scheduling deadline 21 for the period of 22 termination. » 23 Et, là, je souligne ce qui suit: 24 « Any request for 25 termination of Network

Page 134

1 Resource status must
2 be submitted on OASIS,
3 and should indicate
4 whether the request is
5 for indefinite or
6 temporary
7 termination. »
8 Fin de la citation. Quand on lit ce
9 dernier bout de phrase là, on comprend
10 bien que ça doit être fait avant, avant
11 la... alors qu'ici vous introduisez une
12 différence pour les chemins? Je vous
13 demande de m'éclairer sur cette
14 différence.
15 R. On introduit une différence entre la
16 situation où la ressource utilise un
17 chemin et celle où elle n'utilise pas un
18 chemin. Là, vous me posez une... je n'ai
19 toujours pas compris votre avant et après.
20 Q.193 Bien, c'est parce que c'est vous... bien,
21 moi, je cherche à comprendre votre
22 proposition. Dans votre proposition à
23 38.3, oubliez l'avant et l'après, là, vous
24 faites une distinction quand vous lisez...
25 vous faites une distinction à l'égard du

Page 136

1 appelle chemins internes, là, et puis
2 c'est clair que de décisions de la Régie
3 et de l'expérience que les chemins
4 internes ne sont pas affichés.
5 Alors, dans la pratique générale
6 américaine, tout est toujours... tout est
7 un chemin et tout est toujours sur OASIS.
8 Alors, dans la logique de FERC, c'est
9 parfaitement cohérent de dire: Bien, à
10 partir du moment où tout est toujours sur
11 OASIS, bien utilisez sur OASIS.
12 Ici, c'est un beau cas d'adaptation
13 nécessaire, et vous l'avez souligné,
14 autant les articles 30.3 que 38.1... 38.3,
15 pardon, sont similaires à cet égard, là,
16 il n'y a pas de différence entre la Partie
17 III et la Partie IV.
18 La seule différence qui est faite et
19 elle est nécessaire, c'est qu'au Québec la
20 majorité des ressources utilisent des
21 chemins internes et ces chemins... un
22 chemin interne n'étant pas affiché, ce
23 n'est pas possible de juste entrer dans
24 OASIS, aller sur ce chemin et indiquer une
25 désignation ou une suppression de

Page 135

1 chemin affiché, O.K.?
2 R. Clairement, oui.
3 Q.194 Que l'on ne retrouve pas dans le pro forma
4 890-A à 30.3. Question: Pourquoi est-ce
5 différent? C'est peut-être plus simple
6 comme ça, excusez-moi, j'ai fait un long
7 tour, là, mais bon...
8 R. Écoutez, dans la logique... dans la
9 logique de... dans la logique de FERC et
10 la configuration des réseaux américains,
11 les chemins internes sont beaucoup plus
12 rares sur les réseaux américains.
13 Notamment en regard au Québec, vous le
14 savez, je n'ai pas besoin de vous le
15 réexpliquer sans doute, l'ensemble du
16 réseau est modélisé par le point HQT et ce
17 qui fait qu'ayant une représentation
18 commerciale et opérationnelle du réseau en
19 un seul point, bien, il y a peu... il n'y
20 a que des chemins vers... à peu près, là,
21 que vers des interconnexions ou vers des
22 réseaux voisins.
23 C'est rarement le cas aux États-Unis.
24 Aux États-Unis, si vous allez voir les
25 sites OASIS, les chemins, ce que nous on

Page 137

1 désignation.
2 Donc, dans le cas où ça ne peut pas
3 être fait par le site OASIS, la
4 modification proposée semble être celle
5 qui est la plus raisonnable de dire:
6 Bien, tu vas m'envoyer un avis écrit pour
7 qu'il y ait quand même un acte positif, un
8 geste volontaire de fait et bien c'est
9 l'avis écrit.
10 Donc, d'où la distinction entre ce
11 qui peut être fait sur OASIS et dans le
12 cas des États-Unis, à peu près tout peut
13 être fait sur OASIS, donc pas de... dans
14 le pro forma pas de nécessité de nuances à
15 cet égard mais dans le cas où ça ne
16 peut... et donc, notre logique que quand
17 ça peut être fait sur OASIS, la logique
18 est la même que celle du pro forma de FERC
19 mais dans le cas où ce n'est pas possible,
20 bien, je pense que ce qui est proposé est
21 l'alternative la plus vraisemblable, la
22 plus simple ou la plus évidente qui est
23 celle de l'avis écrit.
24 Q.195 D'accord.
25 Me ANDRÉ TURMEL :

Page 138	Page 140
1 Avant de continuer, Monsieur le Président, je vois 2 l'heure, est-ce que vous pensez que c'est un bon 3 moment? 4 LE PRÉSIDENT: 5 Ce serait un bon moment. Il vous en reste pour 6 combien de temps? 7 Me ANDRÉ TURMEL: 8 J'en ai encore... j'ai fait environ le tiers. Donc, 9 les prochaines questions vont être plus rapides, 10 alors j'imagine encore peut-être pour une heure, une 11 heure et quart, là, si ça va bien. 12 LE PRÉSIDENT: 13 Nous allons prendre une pause jusqu'à 1 h 15 et 14 revenir pour la suite de l'audience. 15 SUSPENSION DE L'AUDIENCE 16 13H20 17 REPRISE DE L'AUDIENCE 18 LE PRÉSIDENT : 19 Alors reprise de l'audience. Maître Turmel. 20 Me ANDRÉ TURMEL : 21 Merci, Monsieur le Président. 22 Q.196 Rebonjour, Monsieur Clermont. Peut-être 23 une ou deux questions, si vous voulez, 24 pour revenir et clore le sujet de 25 l'attestation qui me sont revenus ou	1 au niveau juridique mais juste de manière 2 générale, on s'entend qu'il atteste, il a 3 une certaine... On attend de lui des 4 informations claires, nettes et précises. 5 Est-ce que ça apparaît correct de 6 comprendre ceci? 7 R. Bien, l'attestation étant dans sa nature 8 même un geste positif. 9 Q.200 Oui. 10 R. C'est-à-dire vous prenez la peine d'écrire 11 une attestation, de la signer et de la 12 transmettre. Sans rentrer dans la portée 13 légale d'un tel geste, bien, il y a 14 clairement un geste positif supplémentaire 15 qui est posé. 16 Q.201 On peut dire l'attestation a pour objectif 17 de valider l'information affichée, valider 18 l'information qui est envoyée en général? 19 R. Bien, ma compréhension c'est que FERC l'a 20 beaucoup positionné comme un, le mot que 21 j'ai utilisé ce matin, comme un niveau de 22 réconfort supplémentaire, donc comme un 23 geste de plus que l'envoi de l'avis. 24 Q.202 D'accord. 25 R. Un geste, comme je dis, positif, un geste
Page 139	Page 141
1 soufflés par mes collègues à la pause. 2 Somme toute, celui qui atteste dans 3 la Partie IV c'est HQD, n'est-ce pas, qui 4 atteste des informations, c'est exact? 5 R. Non. Dans la Partie IV, l'attestation, 6 comme le plan des charges et des 7 ressources ou les avis de désignation de 8 nouvelles ressources ou de suppression de 9 ressources, des désignations ou de 10 suppressions de ressources doivent venir 11 du distributeur, la Partie IV s'applique 12 au distributeur. 13 Q.197 O.K. Excusez-moi je voulais dire le 14 distributeur, je ne sais pas qu'est-ce que 15 je vous ai dit, le Transporteur? 16 R. Vous avez dit Producteur. 17 Q.198 Ah! D'accord. C'est D. Alors je disais, 18 somme toute, c'est bel et bien HQD, 19 distributeur, qui atteste, nous sommes 20 d'accord? 21 R. Oui. 22 Q.199 D'accord. Et c'est lui qui en porte la 23 responsabilité, quelqu'un qui atteste 24 d'une information c'est lui qui en emporte 25 la responsabilité? Et là je n'en suis pas	1 volontaire de plus que juste la 2 transmission. 3 Q.203 D'accord. Le réconfort est un mot que 4 vous utilisez souvent. Mais qu'en est-il 5 si, d'emblée, quelle est la conséquence 6 dans le texte des Tarifs, je veux bien 7 vous parler, dans le texte des Tarifs si 8 l'information qui y est attestée serait 9 inexacte? Que se passe-t-il à ce moment- 10 là dans le texte du Tarif? Qui est saisi 11 de quoi, si on saisit quelqu'un? 12 R. Bien, je vous rappelle que, d'une part, et 13 je sais que ce n'est pas l'objet de la 14 question, mais je veux juste le mettre en 15 contexte. Vous comprenez aussi, je l'ai 16 expliqué clairement, le Transporteur ne 17 fait pas enquête sur les attestations ou 18 sur les avis qui lui sont transmis, ils 19 les prend pour avérés comme étant 20 corrects. Et je l'ai dit aussi ce matin, 21 FERC reconnaît que c'est correct, elle n'a 22 pas voulu donner au Transporteur un 23 pouvoir d'enquête ou un devoir d'enquête. 24 Donc, quelqu'un qui enverrait un... 25 Donc, votre question c'est il y aurait une

Page 158

1 R. Oui, forcément.
2 Q.222 D'accord. Quand je regarde le tableau
3 donc Année de désignation de la ressource,
4 beaucoup commencent en 2001 et 2002, 2005
5 et la plupart se terminent en 2006 et
6 surtout en 2007. Et on en a parlé ce
7 matin également, donc, pour la période
8 entre 2001 et 2007 il est correct de dire
9 que la quasi totalité des ressources au
10 Québec étaient désignées sauf les quelques
11 petites centrales, là, c'est exact?
12 Si on ajoute tout le parc sur notre
13 côté, ces sept, huit stations-là
14 centrales, qui demeurent désignées par
15 ailleurs, là, dans le patrimonial, entre
16 2001 et 2008 quand Hydro-Québec Production
17 faisait ou a pu faire des ventes fermes,
18 l'information relativement à la dé-
19 désignation comment a-t-elle pu faire des
20 ventes fermes, à ce moment-là, si tout
21 était dé-désigné?
22 Me ÉRIC DUNBERRY:
23 Monsieur le Président, évidemment l'hypothèse est
24 dans la question. On présume qu'il y a eu des
25 ventes fermes. Il n'y a rien dans la preuve du

Page 159

1 Transporteur ni dans la preuve d'aucun des
2 intervenants qu'il y a eu des ventes fermes. Alors,
3 on prend pour acquis qu'il y a eu des ventes fermes
4 pour ensuite dire: Comment vous avez pu faire pour
5 faire quelque chose que vous n'auriez pas dû faire
6 alors que le point de départ c'est il n'y a aucune
7 preuve que ça a été fait, il y a eu des ventes
8 fermes, c'est-à-dire sur une base non interruptible
9 qui ne pouvaient être rappelées pour alimenter la
10 charge locale? C'est ça qui a été dit ce matin par
11 monsieur Clermont, est-ce qu'il était possible de
12 ramener ces centrales-là pour alimenter la charge
13 locale?
14 Alors, moi, je pense, là, que sur cette
15 série de questions-là où on va tenter de faire dire
16 au témoin qu'ils ont fait quelque chose qui était
17 contraire au Tarif, là, il n'y a aucune preuve à cet
18 effet-là d'aucune sorte.
19 Me ANDRÉ TURMEL:
20 Q.223 Prenons un cas de figure, Monsieur
21 Clermont, si on... jusqu'à maintenant si
22 ces suppressions-là ou si des suppressions
23 n'existent pas, si l'ensemble de la
24 ressource est désignée au Québec, on
25 comprend bien que des ventes fermes à

Page 160

1 partir de ces ressources-là ne peuvent pas
2 être faites? On s'entend bien? C'est ça,
3 je pense que c'est le principe, là, vous
4 êtes d'accord avec moi?
5 R. Bien, dans nos Tarifs actuels, l'article
6 1.40.1 et l'article 38.1 effectivement ne
7 permettaient pas de faire, et avec les
8 modifications proposées, ne permet
9 toujours pas de faire des ventes sur une
10 base non interruptible.
11 Q.224 O.K.
12 R. Donc, le texte du Tarif ne le permettait
13 pas et ne le permet pas toujours.
14 Q.225 D'accord. Et si on laisse de côté le
15 passé, si on regarde vers l'avenir, quand
16 ces dispositions entreront en vigueur, si,
17 par exemple, la centrale Beauharnois
18 demeure désignée, en aucun cas il pourrait
19 y avoir des ventes non interruptibles
20 fermes à moins qu'il n'y ait une
21 désignation qui apparaisse... bien, qui
22 soit effectuée, un, des dé-désignations
23 qui apparaissent, qui soient effectuées et
24 qui apparaissent sur le site de l'OASIS?
25 Est-ce que c'est comme ça que quand on

Page 161

1 regarde l'avenir, qu'on devra comprendre
2 l'administration de l'OATT?
3 Me ÉRIC DUNBERRY:
4 Monsieur le Président, encore une fois, il faut
5 revenir au texte quand on pose la question puis je
6 ne veux pas... je ne veux pas intervenir inutilement
7 mais la question qui est posée c'est... ce que le
8 texte du Tarif dit c'est qu'on ne peut pas faire une
9 vente sur une base non interruptible à partir d'une
10 ressource désignée, qui peut être une centrale.
11 Alors, la question, c'est est-ce que vous
12 avez fait une ressource... une vente sur une base
13 non interruptible à partir d'une ressource désignée,
14 d'une centrale? Est-ce que vous avez fait une vente
15 à partir de cette centrale X ou de cette centrale Y
16 ou vous l'avez faite à partir d'autres choses?
17 Alors, je pense qu'il faut préciser, parce
18 que dans les notes sténographiques c'est absolument
19 pas clair quand on écoute les questions qui sont
20 posées puis il y a beaucoup de confusions autour de
21 ça. J'invite mon client... mon client. J'invite
22 mon collègue à poser des questions à partir du texte
23 du Tarif parce que le texte du Tarif, c'est la base
24 qui devrait servir à poser les questions pour que la
25 réponse puisse être utile.

Page 162	Page 164
1 LE PRÉSIDENT: 2 Je pense que la ligne de questions allait dans ce 3 sens-là. Tentez de... 4 Me ANDRÉ TURMEL: 5 Oui, tout à fait. Je vais tenter d'être... 6 LE PRÉSIDENT: 7 ... à la question. 8 Me ANDRÉ TURMEL: 9 Oui, c'est ça, c'est que donc... moi, je veux 10 mesurer... 11 LE PRÉSIDENT: 12 Donnez un exemple. 13 Me ANDRÉ TURMEL: 14 D'accord, Monsieur le Président. 15 Q.226 Je veux mesurer, bien comprendre l'impact 16 d'une désignation, ce qui a été fait dans 17 le passé c'est intéressant mais c'est 18 surtout, ce qu'on veut comprendre à partir 19 de maintenant et pour l'avenir, comment le 20 tout se fera. 21 Donc, on a dit que les trois 22 divisions d'Hydro-Québec, je comprends que 23 celui qui possède l'autorité pour désigner 24 une ressource, qui est déjà cette 25 autorité, Monsieur, ou qui est celui qui	1 une centrale à ce groupe-là. Il n'y a pas 2 de cas de figure parfait. 3 Il y a une série de cas de figure qui 4 sont possibles et qui dépendront de la 5 nature de celui qui aura négocié le 6 contrat et les gestes qui découleront ou 7 qui pourraient découler de ça sont 8 forcément en lien avec la nature des 9 engagements et de la forme de contrat. Il 10 n'y a pas de cas de figure, un cas de 11 figure qui est universel. 12 Q.229 O.K. J'essaie juste de voir parce qu'on 13 est d'accord que l'ensemble des ressources 14 au Québec, si on vous comprend, des 15 ressources du distributeur sont désignées, 16 n'est-ce pas? C'est ce que je comprends, 17 là. Et j'essaie juste de comprendre, 18 parce que si c'est impossible, si jamais 19 il n'y aura de dé-désignation ou de 20 suppression par le distributeur, c'est 21 comme il faut peut-être le comprendre avec 22 vous, tout comme la Partie III est peu ou 23 pas... pas ou peu utilisée, donc je 24 cherche vraiment des exemples. Si vous en 25 avez, si vous n'en avez pas, vous me
Page 163	Page 165
1 désigne? C'est bel et bien... 2 R. La Partie IV, donc forcément les articles 3 qui parlent de la désignation s'adressent 4 au distributeur. 5 Q.227 D'accord. Donc, seul le distributeur, 6 quand on parle de la Partie IV, peut 7 désigner une ressource? 8 R. C'est ce que les Tarifs prévoient 9 effectivement. 10 Q.228 Oui. Dans quelles circonstances HQD peut- 11 elle avoir à dé-désigner une ressource 12 conceptuellement, là? Des cas de figure 13 où on peut, HQD peut... 14 R. De façon... c'est parce que FERC en traite 15 longuement aussi puis j'ai fait référence 16 un peu à une réponse à maître Sicard ce 17 matin, les cas de figure peuvent être 18 nombreux et dépendre forcément de la 19 nature des engagements de celui qui fera 20 une vente ferme parce que dans un contrat 21 de vente vous pouvez avoir des clauses, 22 puis je m'en tiens vraiment à des cas 23 génériques, là, vous pouvez avoir des 24 clauses seller's choice, vous pouvez avoir 25 des ventes par système, vous pouvez dédier	1 dites: Bien, écoute, je ne peux pas voir. 2 Vous parlez de contrats spécifiques, là. 3 Il n'y a pas un exemple qui vous vient à 4 l'esprit pour être capable de dire pour 5 quelle raison HQD pourrait dé-désigner? 6 Est-ce que... 7 R. Attendez. Dans votre question il y a 8 plusieurs éléments. Le premier, vous me 9 dites que l'ensemble des ressources est 10 désigné. Bon. Ce qui est désigné, c'est 11 ce qui est au plan des charges et des 12 ressources. C'est ce qui est prévu par 13 l'effet de 38.1 in fine, là, ou de... 14 l'ensemble... je ne veux pas commenter sur 15 le pourcentage de ce qui est désigné ou de 16 ce qui ne l'est pas. Ce qui est désigné, 17 c'est ce qui est dans le plan des charges 18 et des ressources, ce qui l'a été par 19 l'effet, là, de 38.1 in fine, première 20 précision. 21 Ensuite, vous me posez ça comme 22 hypothèse puis ensuite vous me dites: 23 Etes-vous capable d'imaginer un cas de 24 figure où il y aurait dé-désignation? 25 Q.230 Oui, tout simplement, est-ce que c'est...

Page 166

1 un exemple, là, d'une situation.
2 Maintenance, est-ce qu'une maintenance de
3 trois semaines, c'est un cas où on aurait
4 à dé-désigner, par exemple ou dans ce cas-
5 là, est-ce qu'on appelle ça une dé-
6 désignation ou c'est autre chose?
7 R. L'indisponibilité est une ressource, n'a
8 jamais...
9 Q.231 D'accord.
10 R. ... dû faire l'objet d'une suppression de
11 désignation et il n'y a rien dans le texte
12 qui est proposé...
13 Q.232 Parfait.
14 R. ... qui permet de le faire. Ce que FERC
15 a précisé dans l'ordonnance 890, c'est...
16 en fait, préciser, même avant 890 il
17 n'était pas permis de faire des ventes sur
18 une base non interruptible sans qu'il y
19 ait... à partir de ressources désignées.
20 Comme je l'ai déjà dit ce matin, il n'y a
21 pas de raison à ce moment-ci de croire que
22 cette situation-là se produit, s'est
23 produite ou se produira parce que le
24 Transporteur vous l'a expliqué, monsieur
25 Louis-Omer Rioux l'a expliqué dans

Page 167

1 d'autres situations, pour le Transporteur
2 toutes les centrales ont toujours pu et
3 peuvent toujours être ramenées sur le
4 réseau du Québec pour l'alimentation de la
5 charge locale, ce qui fait qu'aucune de
6 ces centrales-là ou de ces groupes-là n'a
7 fait l'objet vraisemblablement, selon ce
8 qu'on peut voir, de ventes fermes à des
9 tiers.
10 13H50
11 Q.233 Prenons le cas d'une ressource on system,
12 donc au Québec, on system, désignée à
13 pleine capacité comme ressource du
14 distributeur, O.K.? Un exemple facile.
15 Est-ce qu'Hydro-Québec Distribution doit
16 dé-désigner ou faire une suppression, tout
17 ou seulement une partie de cette
18 ressource, lorsque celle-ci est utilisée
19 pour faire une vente ferme off-system? Tu
20 sais, je veux dire, il peut y avoir des
21 unités, 10 unités sont désignées, pour X
22 raison on décide d'en prendre cinq pour
23 faire une vente non interruptible hors
24 réseau. Est-ce que c'est une situation
25 plausible?

Page 168

1 Me ÉRIC DUNBERRY :
2 Encore une fois...
3 Me ANDRÉ TURMEL :
4 Je pense qu'il a compris. On est en train de
5 décrire...
6 LE PRÉSIDENT :
7 La question... mais en tout cas, allez-y, je vais
8 vous écouter.
9 Me ÉRIC DUNBERRY :
10 Merci, Monsieur le Président.
11 C'est une vente système? C'est un
12 seller's choice? C'est quel genre de vente parce
13 que ça change complètement la réponse.
14 Me ANDRÉ TURMEL :
15 Encore là, la question est posée...
16 LE PRÉSIDENT :
17 Écoutez, la question était claire là-dessus.
18 Me ANDRÉ TURMEL :
19 La question a été posée à monsieur Clermont.
20 Écoutez la réponse, peut-être vous allez comprendre.
21 R. Je m'excuse mais est-ce que je peux vous
22 demander de...
23 Q.234 Oui, c'est parce qu'on a été interrompu,
24 excusez-moi.
25 R. ... de reformuler la question?

Page 169

1 Q.235 Donc, nous sommes dans le cas d'une
2 ressource on-system désignée à pleine
3 capacité par HQD comme ressource du
4 distributeur. Est-ce qu'Hydro-Québec
5 Distribution doit dé-désigner ou faire une
6 suppression, tout ou seulement une partie
7 de cette ressource, lorsque celle-ci, la
8 ressource, est utilisée pour faire une
9 vente ferme hors système, off-system?
10 R. Je comprends votre question mais il
11 manque, malheureusement, il manque de
12 l'information dans votre question pour que
13 je sois en mesure de...
14 Q.236 Bien, supposons qu'il y a une centrale au
15 Québec qui a 10... on disait tout à
16 l'heure 10... on appelle ça des unités,
17 des...
18 R. Des groupes, non, non...
19 Q.237 ... des groupes, et que cinq sont...
20 soudainement, le Producteur veut les
21 utiliser pour faire une vente hors
22 système, à l'extérieur d'une vente non
23 interruptible. Est-ce que c'est un cas de
24 figure d'une dé-désignation qui durerait
25 une heure, huit heures, une journée, 24

Page 170	Page 172
1 heures, un an, un mois? 2 R. Bien, un cas de figure... c'est important, 3 excusez, je ne veux pas... donc, vous 4 prenez pour acquis... et là, je ne veux 5 pas rentrer dans la nature des contrats 6 parce que... mais vous comprendrez que 7 celui qui va supprimer une ressource, lui 8 il va rentrer dans le détail des contrats. 9 Donc, lui il va savoir le type 10 d'engagement qui a été pris pour faire la 11 vente. Est-ce que c'est avec les surplus 12 des systèmes de l'ensemble du réseau, une 13 vente système, est-ce que c'est la 14 centrale au choix de celui qui vend, est- 15 ce que... c'est pour ça que j'ai besoin de 16 cette information-là pour être en mesure 17 de vous répondre correctement. 18 Q.238 O.K. Mais c'est intéressant que quand 19 vous me dites vous avez besoin, vous comme 20 Transporteur pour répondre à ma question, 21 mais quand le Transporteur lui reçoit 22 cette demande-là, vous avez toujours dit 23 que vous n'allez pas voir les contrats, le 24 détail des contrats, c'est exact? 25 R. C'est exact mais c'est important... non,	1 devoir envoyer l'avis de suppression, lui 2 il va devoir connaître les détails pour 3 que son avis de suppression reflète la 4 nature réelle du contrat. 5 Le rôle du transporteur va être de 6 recevoir l'avis de suppression et l'avis 7 de suppression va contenir la forme de 8 suppression qui est conforme au contrat où 9 à l'engagement de celui qui doit vendre. 10 Q.240 D'accord. Et supposons que la forme de la 11 suppression serait de dire: « Bien, on va 12 dé-désigner ou supprimer cinq groupes », 13 c'est de l'information que vous allez 14 demander, j'imagine, pour être capable de 15 faire la... de noter dans vos grands 16 livres qu'il y a une suppression pour cinq 17 groupes. C'est exact de penser comme ça? 18 R. Bien, c'est possible que l'avis de 19 suppression spécifie des groupes. C'est 20 possible aussi, FERC... 21 Q.241 Si c'est le cas. 22 R. Si c'est le cas. Mais FERC dit clairement 23 dans les ordonnances et elle aborde les 24 différents modes qui sont possibles, elle 25 ne les définit pas mais elle précise un
Page 171	Page 173
1 ce que je vous dis c'est que... vous me 2 demandez de présumer comment l'avis de 3 suppression sera formulé. Ce que je vous 4 dis c'est que celui qui va formuler l'avis 5 de suppression, lui il va avoir accès à 6 cette information-là et son avis de 7 suppression va être conforme à la nature 8 du contrat. 9 Donc, pour le Transporteur, ce qu'il 10 va recevoir c'est un avis de désignation, 11 de suppression de désignation, qui, en 12 présumant de l'honnêteté et... avec les 13 attestations et les mécanismes qui sont en 14 place, que cette suppression va être 15 conforme à la nature de l'engagement de... 16 Le Transporteur va recevoir dans l'avis de 17 suppression toute l'information nécessaire 18 pour lui dire comment la suppression va 19 être effectuée. 20 Q.239 O.K. 21 R. Donc, nous, nous n'avons pas besoin de 22 voir le contrat. Mais dans votre cas de 23 figure, vous me posez un cas de figure où 24 le distributeur sait qu'il y a quelqu'un 25 d'autre. Je vous dis juste celui qui va	1 certain nombre de cas de figure. Est-il 2 possible que l'avis de suppression vise 3 un, des groupes, une centrale, des 4 centrales? C'est un cas de figure 5 possible qui est abordé par FERC mais ce 6 n'est pas nécessairement le seul mode 7 possible de suppression de ressource. 8 Q.242 D'accord. Et juste pour revenir, tout à 9 l'heure vous m'avez donné la réponse 10 partiellement, juste pour m'assurer que 11 j'ai bien compris, si une ressource 12 désignée subit un entretien ou une 13 maintenance pendant quelques semaines, on 14 n'a pas à la dé-désigner, c'est ce que 15 vous m'avez dit, c'est un autre cas, est- 16 ce que c'est exact? 17 R. Bien, je vous ai dit que ce n'était pas un 18 cas ni de désignation ni de suppression et 19 désignation. C'est la même différence que 20 je vous faisais un peu plus tôt entre le 21 timing programmation et l'horizon, excusez 22 timing, horizon programmation et l'horizon 23 où on fait l'exercice de désignation ou de 24 suppression. 25 Q.243 D'accord, O.K. Autre question plus

Page 174

1 rapide. Avant de faire une vente ferme à
2 un tiers hors système, faut-il programmer
3 du service de transport point à point?
4 Vous allez me confirmer que c'est le cas
5 mais je veux juste m'assurer que je
6 comprends bien. Donc, avant de faire une
7 vente ferme à un tiers hors système, faut-
8 il programmer du service de transport
9 point à point?
10 R. Bien, la notion de vente ferme ou non
11 interruptible...
12 Q.244 Non interruptible.
13 R. ...le langage des Tarifs est plus non
14 interruptible mais je ne vous reprends pas
15 sur la terminologie. Le concept de vente
16 est relié à des activités marchandes. Le
17 Transporteur n'a pas de concept de vente
18 ou de qualité de vente ferme, vente non
19 ferme, vente rappelable.
20 Q.245 Oui.
21 R. Pour le Transporteur, il y a une
22 réservation de service ou une désignation
23 de ressource ou une inscription QCRD.
24 Donc, pour le Transporteur, ce qu'il y a
25 en dessous de la réservation ou de la

Page 176

1 une vente ferme ou pas ou une vente non
2 ferme, s'il veut que de l'énergie soit
3 transitée vers un autre réseau, il doit
4 faire une transaction, donc programmer une
5 transaction d'énergie.
6 Q.249 Parfait.
7 R. Peu importe la nature de la vente qu'il
8 veuille faire, qu'il veuille vendre au
9 marché, qu'il veuille approvisionner un
10 contrat particulier, que la vente soit...
11 peu importe la nature de la vente, s'il
12 veut que de l'énergie soit transitée vers
13 le réseau voisin, vers un réseau voisin,
14 il doit la programmer.
15 Q.250 D'accord. Donc, quelques questions
16 rapides encore. Un exemple qui... par
17 exemple, si New York ISO accepte une offre
18 d'Hydro-Québec Production de vendre de
19 l'énergie dans le marché day ahead
20 aujourd'hui, New York ISO accepte une
21 offre d'HQ Production de vendre de
22 l'énergie dans le marché day ahead de New-
23 York ISO, est-ce que cet engagement est
24 une vente ferme en vertu des Tarifs et
25 conditions quand c'est dans le day ahead?

Page 175

1 programmation, à la limite, ça lui est
2 indifférent.
3 Q.246 Oui, vous avez raison, j'ai... avant qu'un
4 producteur, enfin, un client du
5 Transporteur, fasse une vente ferme, peut-
6 être que là c'est différent, à un tiers
7 hors système, celui-ci doit-il programmer
8 du service de transport point à point? On
9 ne parle pas du Transporteur mais du
10 client du Transporteur.
11 R. Bien, s'il n'a pas de réservation ou s'il
12 ne programme pas, sa transaction ne sera
13 pas convenue avec le réseau vers lequel
14 elle s'en va et il n'y aura pas de
15 transaction qui sera effectuée.
16 Q.247 Prenons pour acquis qu'il avait du
17 transport ferme.
18 R. O.K.
19 Q.248 Alors donc, transport ferme, puis cette
20 journée-là, donc, il veut réaliser la
21 vente à un tiers hors système. La
22 question c'est dans ce cas-là doit-il
23 programmer du service de transport point à
24 point? Oui?
25 R. Bien, la réponse est qu'il veuille faire

Page 177

1 Pour vous?
2 R. Je vous ramène à ma question, je n'en ai
3 aucune idée. Moi, ce que je peux vous
4 dire, ce que je peux savoir, je peux
5 savoir si c'est du transport ferme, du
6 transport non ferme, la nature de
7 l'engagement ou du type de vente que le
8 producteur d'énergie, peu importe, quel
9 qu'il soit, essaie de faire, est
10 indifférente au Transporteur.
11 Donc, les services, les produits si
12 je peux dire que le Transporteur offre,
13 vous les savez, c'est du ferme annuel,
14 hebdomadaire, quotidien, horaire. Donc,
15 moi, le Transporteur, tout ce qu'il va
16 voir c'est un programme quotidien,
17 horaire, pour les heures et ce qui sera
18 transité dans ce programme d'énergie, le
19 Transporteur n'en a aucune idée.
20 Q.251 Tout à fait mais l'engagement...
21 évidemment, c'est comme tout à l'heure, je
22 comprends que vous ne regardez pas la
23 transaction entre P et New York ISO mais
24 le transport qui y est associé est un
25 transport ferme en vertu des Tarifs.

Page 198	Page 200
1 R. Ma compréhension serait que ce serait 2 l'article 38.5. 3 14H24 4 Q.293 D'accord. Est-ce que 38.5, bien, dans 5 votre... Est-ce qu'il est en tous points 6 similaire à 30.4? Je vous suggère que non 7 et je vous oriente directement pour gagner 8 du temps. Vous indiquez à 38.5 à la 9 cinquième ligne, bon, je lis: 10 « ... plus les ventes 11 réalisées dans le 12 cadre d'un programme 13 de partage des 14 réserves, plus les 15 ventes pouvant être 16 interrompues sans 17 pénalité avant 18 d'alimenter les 19 charges désignées de 20 la charge locale... » 21 Et là, j'ajoute, je mets l'emphase sur: 22 « ... à moins qu'il 23 n'ait conclu avec le 24 Transporteur à cet 25 effet une convention	1 convention de service 2 point à point. » 3 R. A l'article 30.4 que je vous suggère qui 4 est probablement identique... notre 30.4 5 que je vous suggère, qui est probablement 6 identique au 30.4 pro forma OATT, il y a: 7 « ... plus les ventes 8 non fermes réalisées 9 en vertu d'un service 10 de transport sous la 11 Partie II des 12 présentes. » 13 Je comprends qu'il y a un libellé qui est 14 un peu différent, mais ça m'apparaît 15 représenter la même réalité. 16 Q.296 O.K. Mais ceci étant dit, qu'est-ce qu'on 17 veut, qu'est-ce que ça veut dire? Comment 18 je dois le comprendre? Quand on lit 38.5 19 on dit: 20 « HQD ne peut pas 21 s'approvisionner de 22 ses ressources 23 désignées situées dans 24 la zone de réglage du 25 Transporteur, de
Page 199	Page 201
1 de service de 2 transport point à 3 point en vertu de la 4 Partie II des 5 présentes. » 6 Alors, qu'est-ce que vous voulez dire par 7 là? Quel est le but de cette différence 8 que l'on note avec ce que nous enseigne la 9 FERC? 10 R. Permettez-moi juste de relire 30.4. 11 Q.294 Oui, oui, bien sûr. 12 R. Oui, O.K. 13 Q.295 Donc, ma question c'est pourquoi faites- 14 vous cet ajout qui semble ne pas se 15 retrouver à 30.4, là, de FERC pro forma? 16 Vous faites une obligation un peu 17 conditionnelle parce que 38.5 est là pour 18 - comment dire, là - faire en sorte que le 19 tout soit fait justement, qu'on n'utilise 20 pas de manière non prévue aux Tarifs les 21 ressources et, là, vous dites: 22 « ... sauf, à moins 23 qu'il n'ait conclu 24 avec le Transporteur à 25 cet effet une	1 manière à ce que la 2 production de ses 3 installations dépasse 4 la charge locale 5 désignée plus les 6 pertes... » 7 Disons c'est le principe, là. 8 « ... plus les ventes 9 de puissance réalisées 10 dans le cadre d'un 11 programme de partage 12 de réserve, et cetera, 13 plus les ventes - bla, 14 bla, bla - à moins 15 qu'il n'ait conclu 16 avec le Transporteur à 17 cet effet-là. » 18 Je veux juste bien comprendre pourquoi... 19 à moins qu'il y ait une vente, je ne sais 20 pas, il y a comme le principe fort c'est 21 on ne peut pas... on ne peut pas aller au- 22 delà de nos engagements et, là, on vient 23 de dire, bien on vient couper le principe, 24 à moins qu'on ait fait une vente. Je veux 25 comprendre cet... parce que ce texte-là

Page 202	Page 204
1 s'y retrouvait avant mais avec ce qui est 2 ajouté autour, je ne suis pas sûr de 3 saisir ce que vous voulez réaliser. 4 R. O.K. L'idée c'est de dire, puis c'est 5 vrai pour la Partie III, là, c'est une 6 question de vocabulaire, là, c'est 7 exactement le même concept. L'idée c'est 8 de dire autant Partie III que Partie IV 9 que le distributeur ne peut pas excéder en 10 quantité d'énergie ce qu'il a besoin pour 11 alimenter sa charge locale, les pertes 12 évidemment, les programmes de partage de 13 réserves et s'il y a... en fait, c'est une 14 formulation à l'inverse, mais s'il y a 15 excédant des trois termes qu'on vient 16 d'additionner, il doit donc forcément être 17 en Partie II. 18 Donc, il doit donc être... s'il tire 19 plus d'énergie que ce qu'il a besoin pour 20 alimenter sa charge locale, les pertes et 21 son programme de partage de réserves, 22 l'excédant doit faire l'objet d'un service 23 point à point. 24 Donc, c'est soit vous prenez tout ça, 25 vous additionnez le service point à point	1 différence. Bien, corrigez-moi si je me 2 trompe, là. 3 R. A 30.4, on voit aussi le: 4 « ... plus non-sale 5 firms delivered 6 pursuant to Part II of 7 the Tariff. » 8 Q.300 Et donc, pour vous ça inclut... 9 R. Puis à 30.4 c'est la même chose. 10 Q.301 O.K., c'est comme on a paraphrasé de 11 manière très brève ce qu'on a d'expliqué 12 de manière plus détaillée ici à 38.5? 13 R. On a expliqué à 38.5 qu'il devait y avoir 14 convention pour pouvoir faire du service 15 point à point. FERC s'en tient à une 16 expression plus short, plus courte, 17 pardon, en disant: 18 « Pursuant to Part II 19 of the Tariff... » 20 Mais c'est la même chose. 21 Q.302 O.K. Maintenant, je vous demanderais, 22 s'il vous plaît, de prendre l'article 13.7 23 b) du Tarif actuel de l'OATT si vous 24 voulez. 25 R. Notre Tarif?
Page 203	Page 205
1 et ça doit être égal à l'énergie qui tire 2 ou soit que vous dites: Bien, s'il en 3 tire plus, il faut forcément qu'elle soit 4 soumise à une Partie II. 5 Q.297 Mais donc, ce que vous dites, c'est qu'il 6 a ses obligations, il y a la désignation 7 et si jamais il dépasse cette limite, ces 8 limites, il pourra... il ne peut pas 9 dépasser la limite à moins qu'il ait, par 10 exemple, en import, signé une convention 11 de service de transport avec HQT. C'est 12 comme ça qu'il faut comprendre? 13 R. Bien, peu importe avec qui, là, mais 14 l'idée... 15 Q.298 Bien, en tout cas. 16 R. ... c'est que la quantité d'énergie, il ne 17 peut pas excéder ses obligations charge 18 locale. S'il y a excédent, il sait 19 forcément... bien, il doit y avoir un 20 service point à point. 21 Q.299 O.K. Et le fait que ça ne se retrouve 22 pas, ce type, sauf erreur, à 30.4 OATT 23 FERC, sauf erreur, pourquoi? Pourquoi y 24 a-t-il cet... dans ce cas-ci, ce n'est pas 25 une adaptation, là, sauf erreur, c'est une	1 Q.303 Oui, oui, le HQT OATT. 2 R. Oui. 13.7? 3 Q.304 Oui, b) que je vais vous... 13.7 b). 4 Évidemment, ce texte-là n'est pas modifié 5 mais il est en lien nécessairement avec 6 les modifications qui sont apportées pour 7 voir un peu l'inter-relation. 13.7 b) du 8 Tarif actuel d'HQT, ça nous dit, et je 9 cite: 10 « Le client du service 11 de transport peut 12 acheter un service de 13 transport pour faire 14 des ventes de 15 puissance et d'énergie 16 provenant de 17 différents groupes 18 turbines alternateurs 19 qui se trouvent sur le 20 réseau de transport du 21 Transporteur. Pour un 22 tel achat de service 23 de transport, le point 24 HQT est désigné comme 25 point de réception,

Page 206	Page 208
1 sauf si les différents 2 groupes turbines 3 alternateurs sont 4 situés dans la même 5 centrale électrique 6 auquel cas ils sont 7 traités comme un point 8 de réception unique. » 9 Fin de citation. Et, là, j'ai un cas de 10 figure que je veux explorer avec vous, 11 Monsieur Clermont. 12 Donc, si en vertu de l'article qu'on 13 vient de lire, un client du service de 14 transport n'est pas obligé d'identifier 15 individuellement chacune de centrales de 16 production, c'est un peu, là, ce qu'on 17 discute depuis un certain temps, pour 18 fournir la puissance et l'énergie pour une 19 réservation du service de transport point 20 à point, comment pouvez-vous contrôler ou 21 quel type de contrôle peut-il y avoir afin 22 de s'assurer encore là que les ressources 23 désignées ne seront pas utilisées pour 24 approvisionner cette transaction d'export? 25 Ça revient un peu à la même question	1 contiendrait les détails nécessaires pour 2 permettre au Transporteur d'évaluer 3 comment ça se passe. 4 Q.307 D'accord. Maintenant, je vous demanderais 5 de prendre l'article 13.7 de l'OATT de 6 FERC, 13.7 de l'OATT de FERC. 7 R. Encore là, il n'y a probablement pas de 8 différence, mais a) ou b)? 9 Q.308 Un instant. J'arrive. Sauf erreur, b). 10 Etes-vous d'accord ou, en tout cas, 13.7 11 de cette OATT FERC : 12 « ... permet au client 13 de conclure une seule 14 et même convention du 15 service de transport 16 point à point à 17 l'égard d'électricité 18 provenant de plusieurs 19 unités de production 20 et tout en précisant - 21 c'est ce qui est 22 important, là - que 23 l'acquéreur devra 24 spécifier et 25 identifier
Page 207	Page 209
1 que tout à l'heure mais dans le prisme de 2 l'article 13.7 b)? 3 R. Donc, par le prisme de 13.7 b), vous me 4 demandez comment on fait pour s'assurer... 5 Q.305 De contrôler qu'il n'y a pas de ressources 6 désignées qui ne seront pas utilisées pour 7 approvisionner des transactions d'export? 8 R. Bien, ce n'est pas illégal qu'une 9 ressource désignée utilise, alimente une 10 transaction d'export pourvu que ce soit 11 sur une base interruptible. Ça ne l'a 12 jamais été. Ça ne l'est toujours pas. On 13 s'entend tous là-dessus. 14 Q.306 Ma question est plus relative au type de 15 contrôle, là. Vous me parlez 16 d'interruptible mais quand c'est non 17 interruptible, êtes-vous équipé pour 18 contrôler ce type de transaction là? 19 R. Bien, si on prend l'hypothèse qu'il y a 20 alimentation sur une base non 21 interruptible, on a convenu que dépendant 22 de la forme du contrat visé, il y aurait 23 vraisemblablement une forme de suppression 24 de ressource reçue du distributeur et que 25 cette suppression de ressource	1 individuellement le 2 point de réception 3 pour l'énergie livrée 4 à partir de chaque 5 centrale. » 6 Donc, j'en ai plus sur l'identification 7 précise qui ici apparaît à 13.7. On ne 8 retrouve pas ce type, bien l'équivalent ou 9 le miroir à 13.7. Pourriez-vous 10 m'expliquer pourquoi? 11 R. Oui. La nature du point HQT - et vous et 12 moi en avons discuté à quelques reprises 13 et devant la Régie à quelques occasions... 14 Q.309 Oui. 15 R. ... la représentation du réseau complet du 16 Transporteur par la notion générique de 17 point HQT est un concept unique qui 18 n'existe pas ailleurs et qui est possible 19 à cause des caractéristiques du réseau du 20 Québec, notamment son asynchronicité avec 21 le reste de l'interconnexion de l'Est, 22 avec le fait, bon, qu'on a un réseau 23 linéaire, que les sources sont loin des 24 charges, que toutes les sources sont 25 intégrées fermes, donc en planification,

Page 210	Page 212
1 le réseau est planifié pour qu'en tout 2 temps l'ensemble de la production puisse 3 se rendre aux charges, même à la pointe et 4 que tous les services de transport 5 puissent être acheminés en même temps. 6 Donc, et la nature du point HQT et 7 l'utilisation du point HQT comme point de 8 désignation, comme point de réception ou 9 point de livraison, c'est reflété sur 10 l'OASIS actuel, ça a été reflété sur 11 l'OASIS précédent, c'est dans le mode 12 d'emploi OASIS, c'est même dans les Tarifs 13 et conditions. C'est une réalité qui a 14 été reconnue par la Régie, mais c'est une 15 réalité qui n'existe pas ailleurs. 16 Si vous regardez les réseaux 17 fortement maillés comme ceux qu'on voit 18 dans le Nord-Est, là, avec lequel je suis 19 plus familier mais qu'on voit partout aux 20 États-Unis, notamment et dans le reste du 21 Canada aussi, on va voir une 22 multiplication de nombre de points 23 possibles de réception ou livraison sur le 24 réseau. 25 Alors, dans notre cas, il y a une	1 peut-être expliquer, là, pour le panel, 2 qu'est-ce qui motive cet ajout? 3 R. Il y a eu une réponse à une DDR là-dessus. 4 Je ne suis pas sûr laquelle. Vous me 5 pardonnerez, je ne suis pas sûr laquelle 6 précisément. C'est vraiment une question 7 de clarté de précision. Il n'y a là 8 aucune intention de changer une réalité ou 9 d'introduire un concept différent. C'est 10 juste les ressources désignées sont un 11 terme défini. Ça apparaissait plus clair 12 d'ajouter la notion de ressources 13 désignées. C'est vraiment juste une 14 question de clarté. C'est ce qu'on a 15 répondu à la DDR à cet égard d'ailleurs. 16 Q.311 Et est-ce qu'il y a une différence 17 maintenant entre ressource du 18 distributeur, qui est un terme défini 19 comme vous le savez, et une ressource 20 désignée du distributeur qui sera un 21 terme, qui apparaît à 38.1? 22 R. Je veux juste revoir la définition. 23 Q.312 Oui, oui, oui, oui, tout à fait, bien sûr. 24 R. Donc, votre question, c'est est-ce que 25 ressource du distributeur telle que
Page 211	Page 213
1 représentation de l'ensemble du réseau qui 2 est possible à cause des caractéristiques, 3 je vous ai énuméré l'absence de congestion 4 et tout le reste. 5 Donc, il y a une représentation par 6 le point HQT, ce qui permet de dire que 7 toutes les centrales qui sont intégrées au 8 point HQT peuvent être désignées par le 9 simple point HQT. C'est une façon 10 pratique et convenue avec les clients de 11 transiger sur le réseau du Québec. 12 Q.310 D'accord. Maintenant, passons aux 13 questions finales en rafale. Il y en a 14 quand même quelques-unes, plusieurs. 15 A l'article 38.1 vous avez... donc 16 38.1 de votre pro forma, pardon, de votre 17 tarif que vous proposez, là, vous ajoutez, 18 vous proposez un ajout, soit l'ajout du 19 mot « désigné » que vous connaissez bien. 20 Donc, à 38.1, le mot « désigné » a été 21 ajouté aux ressources du distributeur, si 22 on regarde bien le texte. 23 Pourriez-vous expliquer qu'est-ce qui 24 motive cet ajout? Je sais que dans les 25 explications vous parlez d'ambiguïté mais	1 désignée et ressource désignée sont la 2 même chose? 3 Q.313 C'est-à-dire vous avez sauté, là, est-ce 4 que ressource du distributeur, telle que 5 définie est la même chose qu'une ressource 6 désignée du distributeur? 7 R. Oui. 8 Q.314 Pour vous, c'est l'équivalent? 9 R. Oui. 10 Q.315 D'accord. 38.1 mentionne également que 11 les ressources du distributeur incluent 12 toute la production achetée par le 13 distributeur et désignée pour alimenter la 14 charge locale. On a vu ça. Et, par 15 ailleurs, l'article 1.51 que vous 16 connaissez, peut-être laisser... vous 17 l'avez déjà, là, où on donne la définition 18 de ressource du distributeur: 19 « Renvoi à 20 l'électricité 21 patrimoniale et aux 22 autres ressources du 23 distributeur. » 24 Je pense que votre procureur ce matin en 25 a parlé un peu mais est-ce que je

Page 214	Page 216
1 comprends que... est-ce que le bloc 2 patrimonial est une ressource désignée, 3 Monsieur Clermont? Bien, le bloc... oui, 4 le bloc... 5 R. Oui, juste un instant, s'il vous plaît. 6 Q.316 Oui, oui, oui, tout à fait. 7 R. Je veux juste... excusez, j'étais... 8 j'étais à ma question précédente, à votre 9 question précédente plutôt. Si vous 10 regardez la fiche, nos fiches, c'est 11 les... vous allez trouver réponse à votre 12 question dans notre preuve, les fiches 13 c'est HQT-2, donc la fiche de l'article 14 38.1, on précise la nature du changement, 15 juste pour fins d'être encore plus précis, 16 là, vous m'avez... on y dit: 17 « L'amendement précise 18 que les centrales qui 19 pouvaient servir à 20 alimenter la charge 21 locale du distributeur 22 en date du 1er janvier 23 2001 font partie des 24 ressources désignées 25 du distributeur par le	1 LE PRÉSIDENT: 2 O.K. Merci. 3 Me ANDRÉ TURMEL: 4 Q.319 Alors, Monsieur Clermont, donc, ma 5 question c'était est-ce que l'électricité 6 patrimoniale est bel et bien une ressource 7 désignée? Je pense que la réponse c'est 8 oui mais je veux juste l'entendre, que 9 vous nous confirmiez, là? 10 R. Par l'effet de... 11 Q.320 Je ne vous demande pas l'effet, là, mais 12 la question c'est plutôt... mais vous 13 pouvez donner l'effet si vous voulez mais 14 la question c'est est-ce que l'électricité 15 patrimoniale est une ressource désignée du 16 distributeur? 17 R. Je vais quand même vous référer... 18 Q.321 Oui, oui. 19 R. ... même si vous ne me l'avez pas demandé, 20 à l'article 38.1 des Tarifs et 21 conditions... 22 Q.322 Oui. 23 R. ... et à 1.40.1... 24 Q.323 Oui. 25 R. ... des Tarifs et conditions. Alors, par
Page 215	Page 217
1 seul effet des Tarifs 2 et conditions. » 3 Alors, l'objectif de la modification est 4 celui qui est présenté à la fiche, là. 5 Q.317 O.K. 6 R. Ça précise la... 7 Q.318 Puis si je comprends bien, là, quand ce 8 matin votre procureur mentionnait que le 9 bloc patrimonial, l'électricité 10 patrimoniale est désignée par l'effet de 11 la Loi, il faisait référence, avec ce que 12 vous venez de me dire, aux Tarifs et 13 conditions dont vous me parlez, Monsieur 14 Clermont, c'est exact? 15 Me ÉRIC DUNBERRY: 16 Monsieur le Président, je ne pense pas que monsieur 17 Clermont puisse savoir à quoi je faisais référence 18 spécifiquement. Les notes référeront au fait que 19 j'ai référé à la Loi sur Hydro-Québec, au décret sur 20 l'électricité patrimoniale et aux dispositions 21 tarifaires dont l'article 1.40.1 qui vise 22 spécifiquement dans la définition de ressource du 23 distributeur, dans la composante désignée, la partie 24 qui est l'électricité patrimoniale. C'est ça que 25 j'ai dit ce matin. Alors, les notes le refléteront.	1 38.1... votre question c'est est-ce que 2 l'électricité patrimoniale est désignée? 3 Q.324 Est une ressource désignée du 4 distributeur? 5 R. Je vous réfère quand même aux articles que 6 je viens de vous dire, là, 1.40.1 et 38.1. 7 38.1 dit que les centrales qui servaient 8 au 1er janvier 2001 sont des ressources 9 désignées, sont des centrales sources. 10 Donc, par l'effet de 38 in fine, les 11 centrales qui servaient à alimenter 12 l'électricité patrimoniale au 1er janvier 13 sont des ressources désignées et par 14 1.40.1 effectivement l'électricité 15 patrimoniale est une ressource désignée. 16 14H45 17 Q.325 Voilà! Donc, l'électricité patrimoniale 18 est une ressource désignée. La question 19 qui suit c'est est-ce qu'il y a - et, là, 20 je fais référence notamment à vous savez 21 pas le cahier des charges mais le plan des 22 charges, là, dont on a beaucoup discuté - 23 est-ce qu'au moins une des centrales 24 fournissant l'électricité patrimoniale est 25 une ressource désignée du distributeur?

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

COPIE

DEMANDE RELATIVE A LA MODIFICATION DES TARIFS
ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT
D'HYDRO-QUÉBEC A COMPTER DU 1ER JANVIER 2009

DOSSIER : R-3669-2008

RÉGISSEURS : M. RICHARD CARRIER, président
Mme LUCIE GERVAIS
M. JEAN-FRANÇOIS VIAU

AUDIENCE DU 10 FÉVRIER 2011

VOLUME 11

DENISE TURCOT
sténographe officielle

Page 2 R-3669-2008 10 FÉVRIER 2011 COMPARUTIONS Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE, procureur de la Régie REQUÉRANTE : Me ÉRIC DUNBERRY et Me MARIE-CHRISTINE HIVON et Me LAURENCE GÉVRY-FORTIER, procureurs de Hydro-Québec Transporteur (HQT) INTERVENANTS : Me DENIS FALARDEAU, procureur de Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF) Me PAULE HAMELIN, procureure de Énergie Brookfield Marketing inc. (EBMI) Me GENEVIEVE PAQUET, procureure de Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ) Me ANDRÉ TURMEL et Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS, procureurs de Newfoundland Labrador Hydro (NLH) Me LOUISE CADIEUX, procureure de Ontario Power Generation Me ANNIE GARIEPY, procureure de Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) Me DOMINIQUE NEUMAN, procureur de Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SE-AQLPA) Me HÉLENE SICARD, procureure de Union des consommateurs (UC) Me JEAN-FRANÇOIS GIRARD, procureur de Union des municipalités du Québec (UMQ)	Page 4 LISTE DES PIÈCES Page 1 2 3 4 C-6-77: Standard MOD-008-1 - TRM 5 Calculation Methodology. 148 6 C-6-78: Tarif de ISO New England avec 7 une date de révision du 15 8 décembre 2010. 170 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25
Page 3 TABLE DES MATIÈRES Page 1 2 3 4 LISTE DES PIÈCES 4 5 LISTE DES ENGAGEMENTS 5 6 PREUVE DU TRANSPORTEUR 7 PANEL 12 8 SYLVAIN CLERMONT 9 Contre-interrogé par Me André Turmel (suite) .. 10 10 Contre-interrogé par Me Geneviève Paquet 49 11 Contre-interrogé par Me Paule Hamelin 62 12 Contre-interrogé par Me Denis Falardeau 80 13 Interrogé par Me Jean-François Ouimette 98 14 Interrogé par Mme Lucie Gervais 101 15 Interrogé par Le Président 116 16 Réinterrogé par Me Eric Dunberry 107 17 PANEL 2 (CONTINUATION) 18 PHILIP HANSER 19 SYLVAIN CLERMONT 20 Contre-interrogés par Me Paule Hamelin (suite) 120 21 22 AUDIENCE CONTINUÉE LE 11 FÉVRIER 2011 A 9 H 00 23 24 25	Page 5 LISTE DES ENGAGEMENTS Page 1 2 3 4 E-18 : Informer si, dans les dossiers 5 3648-2007, Phase 1, et 3734- 6 2010, il n'y aurait pas lieu de 7 supprimer la désignation faite 8 de l'ensemble des groupes des 9 centrales compte tenu du risque 10 de vente ferme à des tiers. 11 (SOUS RÉSERVE) 38 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25

Page 14	Page 16
1 avec une limite à 38.5 de votre texte, 2 mais dans tous les cas, vous allez à 3 l'encontre du principe général de la 4 prohibition de la FERC qui dit qu'on doit 5 faire une vente... on ne peut pas faire de 6 telles ventes sans condition? 7 R. Je ne suis pas sûr que je vous ai suivi. 8 On s'entend à 1.40.1 des Tarifs actuels et 9 il y a pas de changement à ça après les 10 modifications qui sont présentées et tous 11 les articles qui en découlent. Les ventes 12 sur une base non interruptible, à partir 13 de ressources désignées, ne sont pas 14 permises. 15 38.1 vise plus des... 16 Q.8 38.5, pardon? 17 R. 38.5, pardon, oui, oui, c'est 38.5 ou 18 30.... son équivalent dans la Partie III. 19 Q.9 4? 20 R. Vise plus à... en fait, son objectif n'est 21 pas le même mais n'est pas incompatible 22 non plus mais son objectif est de 23 s'assurer que s'il devait y avoir... bien, 24 qu'il n'y a pas ou que les arrangements 25 sont faits dans le cas où il y aurait de	1 « à moins qu'il n'ait conclu avec le 2 Transporteur à cet effet »? Ça vient... 3 je vous dirais que ça vient annihiler le 4 principe qui est présenté. Je vous 5 entends là-dessus. 6 R. Vous êtes dans le monde que nos tarifs 7 proposés sont adoptés ou dans le monde 8 actuel? 9 Q.13 Dans le monde... 10 R. Parce que la réponse est un peu 11 différente. 12 Q.14 Bien non, je suis dans le monde de ce que 13 vous proposez, bien sûr. 14 R. O.K. Donc, une fois que ces Tarifs 15 seraient approuvés. 16 R. Oui. 17 Q.15 Le lien entre l'énoncé et le principe, là, 18 des ventes fermes, non interruptible, une 19 base non interruptible ne peuvent pas être 20 faites à partir de ressources désignées 21 avec l'article qui dit que vous devez 22 réserver du point à point si vous avez une 23 quantité d'énergie plus grande que celle 24 requise pour alimenter votre charge 25 locale, c'est sûr qu'advenant le cas, par
Page 15	Page 17
1 l'énergie supplémentaire pour 2 l'alimentation de la charge locale. Donc, 3 s'il y en a... celui qui a désigné utilise 4 une plus grande quantité d'énergie que 5 requise pour alimenter sa charge locale. 6 Alors, cette énergie doit forcément faire 7 l'objet d'un autre type d'arrangement de 8 transport. 9 Q.10 Oui. Mais comment... 10 R. C'est l'objectif de 38.5. 11 Q.11 O.K. Comment... 12 R. Et ils sont libellés aussi, excusez. 13 Q.12 D'accord. Non, excusez-moi, excuse-moi, 14 je pensais que vous aviez terminé. 15 Comment l'utilisation prohibée de 16 ressources désignées pour des ventes à des 17 tiers, c'est le principe, comment cette 18 utilisation-là prohibée qu'on vise à... 19 dont on parle à 38.5, peut-elle être 20 détectée, la détection, là, vous, vous 21 êtes HQT, vous êtes le gardien du Tarif, 22 vous appliquez le Tarif, comment pouvez- 23 vous détecter une utilisation qui serait, 24 bien, à l'encontre, illicite, illégale, 25 là, quand vous avez l'utilisation du mot:	1 exemple, où le distributeur demanderait un 2 service point à point, bien, il 3 apparaît... le lien entre les deux, là, 4 c'est qu'il devrait y avoir... il faudrait 5 que ce soit clair que cette énergie visée 6 par le service point à point ne provienne 7 pas d'une ressource qui est désignée parce 8 que si c'était le cas, il y aurait non- 9 respect du principe qui est prévu à 10 1.40.1. 11 Q.16 D'accord. Pourquoi, à votre avis, la FERC 12 n'a pas permis la telle... l'équivalent de 13 30.4 de la FERC, ne permet pas une 14 telle... l'utilisation du tel mot unless, 15 là, à moins de moindre condition? Alors, 16 ce que vous me dites, c'est ce que... ce 17 que vous dites faire au Québec qui, selon 18 vous, ne poserait pas de problème, je vous 19 soumetts que la FERC, elle, bien, n'a 20 pas... ne permet pas cette dérogation au 21 principe. Pourquoi, selon vous? 22 R. Bien, il n'y a pas de dérogation au 23 principe. 30.4... 30.5, l'équivalent dans 24 la Partie III, c'est ça? 25 Q.17 30.4.

Page 18	Page 20
1 R. 30.4. 2 Q.18 Sauf erreur. 30.4. 3 R. 30.4. 30.4 et 38.5 ont, je les ai relus, 4 là, quant à moi exactement la même portée. 5 L'idée, c'est que vous ne pouvez pas 6 recevoir, si vous êtes client réseau 7 intégré ou distributeur, vous ne pouvez 8 pas recevoir une quantité d'énergie plus 9 grande que celle réservée pour 10 l'alimentation de votre charge, à moins, 11 donc, que vous ayez, par ailleurs, réservé 12 des droits de transport en vertu de la 13 Partie II. Mais c'est équivalent. Pour 14 moi, là, ce qu'il y a dans FERC, ce qu'il 15 y a dans 30.4 et ce qu'il y a dans 38.5, 16 ça dit la même chose. 17 Q.19 D'accord. 18 R. Donc, il n'y a pas de violation ou il n'y 19 a pas de... 20 Q.20 C'est la lecture que vous en faites, là? 21 R. Oui. 22 Q.21 Je comprends. O.K. Donc, dans un autre 23 ordre d'idée, lorsque... pour fournir le 24 service de transport de charge locale, 25 est-ce que vous devez savoir si la	1 pour que le système alimente les charges. 2 Alors, bien sûr quand le distributeur 3 fournit son plan des charges et des 4 ressources, les charges et les ressources 5 sont en équilibre. Il y a au moins autant 6 de ressources que de charges à alimenter. 7 Q.24 D'accord. 8 R. Donc, à ce point-là, le pool, si je peux 9 dire, est suffisant. Le Transporteur a 10 l'information nécessaire pour voir qu'il y 11 a les ressources nécessaires pour 12 alimenter la charge qui est y prévue. 13 Q.25 D'accord. Et quand vous me parlez de 14 vente système je comprends la vente en 15 pool, vous me dites que FERC a dit que 16 c'était correct. C'est ce que vous avez 17 fait dans le passé. Dans le futur, avec 18 l'application du nouveau, de l'entrée en 19 vigueur de ce texte-là tel qu'il est 20 proposé, s'il est adopté tel quel, est-ce 21 que cette vente-là système comme vous le 22 dites serait possible ou sera possible? 23 R. Bien, dans le cas de l'alimentation de la 24 charge locale ce n'est pas une vente 25 système, c'est une alimentation de la
Page 19	Page 21
1 ressource source est désignée de manière 2 pratique? Donc, quand, vous... quand vous 3 fournissez le service de transport à la 4 charge locale, est-ce que la connaissance 5 de la ressource source, là, appelons-là 6 centrale A, B ou C, le fait qu'elle soit 7 désignée, est-ce que c'est nécessaire? 8 R. Pouvez-vous me préciser sur quel horizon? 9 Bien, vous voulez dire en programmation, 10 là, le jour pour le lendemain ou... 11 9H15 12 Q.22 Court, moyen... 13 R. ... sur une base comme annuelle? 14 Q.23 Bien, court, moyen et long termes, tiens. 15 R. Bien, au Québec, et ça ce n'est pas 16 nécessairement spécifique au Québec parce 17 que FERC l'adresse aussi, bien, FERC en 18 parle aussi parce que ça existe ailleurs 19 aussi. La notion de vente système est un 20 concept qui est totalement accepté 21 partout. Donc, l'idée d'avoir un ensemble 22 de centrales, un groupe de centrales, ce 23 qui est prévu au plan des charges et des 24 ressources, donc la partie ressources du 25 plan des charges, ça fournit l'information	1 charge à partir d'un ensemble de 2 ressources. 3 Q.26 Oui, c'est ça. Oui. Mais est-ce que ce 4 serait possible dans le nouveau texte, 5 bien, de continuer à faire ce que vous 6 faisiez puis l'identification, finalement, 7 générale du mot pool? 8 R. Hum-hum. Donc, désigner un ensemble de 9 ressources qui vont alimenter un ensemble 10 de charges. 11 Q.27 Oui. 12 R. Oui, ça va être encore possible. 13 Q.28 Donc, on ne pourra jamais savoir d'où 14 provient, comment dire, ce que je veux 15 dire c'est que vous vous contentez de... 16 pour vous le plan des charges et les 17 quantités s'équivalent et cela vous 18 satisfait, c'est ce que je comprends? 19 R. Bien, il y a plus que ça. C'est toujours 20 cette espèce de notion qui fait sourire 21 mes confrères ingénieurs. En plus, je 22 l'ai dit souvent, les électrons ne sont 23 pas colorés. Alors, la réalité physique 24 aussi fait que, même si vous alliez voir 25 aujourd'hui d'où vient l'énergie qui

Page 22

1 alimente les lumières ici, personne le
2 sait.
3 Q.29 Oui. Mais, comment fait-on à ce moment-
4 là, Monsieur Clermont, quand quelqu'un dit
5 je veux, à partir d'une centrale X, qui
6 fait partie de votre pool, je veux faire
7 une vente hors système, hors Québec,
8 ferme, tous les critères. Comment fait-on
9 à ce moment-là pour apparier votre grand
10 network? Parce que sinon ce que vous me
11 dites on ne sera jamais capable de donner
12 vie au texte et de vérifier le texte.
13 C'est ça le fondement de la question.
14 Puis l'effet de ça vous le savez,
15 c'est l'utilisation des ATC, c'est ce
16 pourquoi on s'échine à travailler sur le
17 dossier depuis plusieurs mois. Comment
18 fait-on? Parce qu'avec ce que vous me
19 dites, vous ça vous arrange comme
20 Transporteur, vous faites vos affaires,
21 c'est correct. Mais, les participants au
22 marché ne sont pas capables ou un lecteur
23 indépendant, Market Monitoring regarderait
24 ça, bien, comment font-ils?
25 R. Votre question est différente de la

Page 23

1 précédente. Précédemment vous m'avez
2 demandé pour l'alimentation de la charge
3 locale.
4 Q.30 Oui.
5 R. Là, vous me demandez pour l'alimentation
6 de ressources hors réseau, de ventes non
7 interruptibles sur des ressources pour
8 alimenter des charges ou faire des
9 livraisons hors réseau.
10 Q.31 Oui.
11 R. O.K. Bien, ma réponse tient pour
12 l'alimentation de la charge locale. S'il
13 devait y avoir des contrats, et je vous
14 l'ai dit ils ne sont pas, mais s'il devait
15 y avoir des contrats sur une base non
16 interruptible à des ressources hors
17 réseau, il serait raisonnable de
18 s'attendre du point de vue du
19 Transporteur, il serait raisonnable de
20 s'attendre à ce que ceux qui les fassent
21 fournissent une suppression de
22 désignation, sous une forme ou sous une
23 autre, qui soit respectueuse du contrat
24 qu'ils auront pour faire cette vente-là.
25 Q.32 D'accord.

Page 24

1 R. Et si c'était le cas, s'il y avait un tel
2 contrat sur une base de vente sur une base
3 non interruptible, bien, normalement, il
4 devrait y avoir une suppression de
5 désignation sous une forme ou sous une
6 autre.
7 Q.33 Je pense que l'on s'entend sur ce
8 principe-là, certainement. La question qui
9 suit c'est comment faites-vous pour vous
10 assurer que... On vit dans un monde où de
11 l'information circule. Vous avez, je
12 dirais, une obligation, entre guillemets,
13 fiduciaire de s'assurer que ce qu'on vous
14 dit ou ce qu'on vous représente c'est que
15 l'on est dans un monde d'informations
16 réelles et véridiques. Comment faites-
17 vous pour vous assurer de cela?
18 R. Bien, ...
19 Q.34 Et là on revient à l'attestation vous
20 allez me dire, là on va dire HQD, lui, n'a
21 pas les mêmes obligations. Est-ce que
22 c'est...
23 Me ÉRIC DUNBERRY :
24 Monsieur le Président, on a encore une fois posé une
25 question. Le témoin s'apprête à répondre. Maître

Page 25

1 Turmel intervient pour répondre à sa place « Vous
2 allez me dire ceci, vous allez me dire cela. » Est-
3 ce qu'on peut fonctionner simplement question-
4 réponse et permettre au témoin de répondre aux
5 questions une à la fois?
6 Me ANDRÉ TURMEL :
7 D'accord.
8 LE PRÉSIDENT :
9 La Régie apprécierait si...
10 Me ANDRÉ TURMEL :
11 Oui oui. Excusez-moi.
12 LE PRÉSIDENT :
13 ... vous laissez le témoin répondre à une question
14 avant de poser la suivante.
15 Me ANDRÉ TURMEL :
16 Une à la fois, c'est vrai.
17 R. Bon, je vais vous dire... Mais, d'une
18 part, je vais devoir vous rappeler ce que
19 j'ai dit hier sur l'obligation de
20 fiduciaire. Ce n'est pas la compréhension
21 du Transporteur, et je pense que FEREC l'a
22 dit assez clairement que le Transporteur
23 n'avait pas cette obligation fiduciaire.
24 Je l'ai dit hier sous forme faire enquête
25 ou on peut utiliser la terminologie qu'on

Page 26 1 veut. Mais FERC a été assez claire à 2 l'effet qu'il n'y avait pas cette 3 obligation que vous appelez fiduciaire ou 4 de faire enquête ou de vérifier ou de 5 s'assurer. 6 Par contre, oui, et oui je vais en 7 arriver à l'attestation. FERC a ajouté un 8 niveau supplémentaire qui est 9 l'attestation, donc qui donne un niveau, 10 j'ai toujours utilisé de réconfort, mais 11 de garantie. Parce que l'attestation est 12 un geste volontaire positif. Il faut que 13 vous preniez la peine de l'envoyer cette 14 attestation. 15 Donc, cette obligation fiduciaire je 16 ne suis pas d'accord et je pense que FERC 17 a clairement dit qu'elle ne souhaitait pas 18 que les transporteurs aient cette 19 obligation fiduciaire parce que ça ouvrirait 20 la porte à toutes sortes de choses. On en 21 a parlé. Le niveau d'enquête qu'il faut 22 faire, quelles informations il faut avoir. 23 FERC a clairement dit que les 24 transporteurs n'avaient pas à se lancer 25 là-dedans.	Page 28 1 comprendre puis de résoudre l'apparente 2 incohérence ou clarification. Mais pour 3 moi ce n'est pas le pouvoir d'enquête. 4 Q.36 Je comprends. Je comprends. Mais, ce que 5 vous me dites c'est si vous vous rendez 6 compte ou il y a quelque chose qui ressort 7 qu'il y a un problème, donc vous pouvez 8 vous en rendre compte par vous-même, c'est 9 exact? Si un tiers, je veux dire si un 10 tiers vous soumet qu'il y a un problème et 11 vous fait la représentation « Regardez là, 12 je pense qu'il y a un problème », que 13 faites-vous, faites-vous la même démarche? 14 Parce que, tu sais, je comprends que vous 15 ne faites pas enquête, mais en même temps 16 je comprends qu'il est possible pour un 17 tiers qui dit « Bien, je pense qu'il s'est 18 passé... ». L'information qui apparaît, 19 est-ce que vous êtes d'accord avec moi 20 qu'il est possible ou confirmez-moi qu'il 21 sera possible pour un participant de 22 marché de vous soumettre qu'il y aurait 23 peut-être un problème sur le réseau, est- 24 ce que c'est possible? 25 R. C'est certainement possible qu'un tiers
Page 27 1 D'autre part, j'ai aussi répondu, je 2 ne sais pas si c'était à vous ou à la 3 question de quelqu'un d'autre, que si le 4 Transporteur était face à une situation où 5 il y avait clairement quelque chose qui 6 est... j'ai utilisé aberration je pense, 7 donc une situation qui, clairement, quand 8 on regarde des faits sans enquête, quand 9 on regarde des faits qu'on se rend compte 10 qu'il y a quelque chose qui ne marche pas, 11 bien, je pense que le Transporteur va 12 certainement s'assurer de demander les 13 clarifications nécessaires pour être en 14 mesure de respecter ses Tarifs et 15 conditions. Parce que le Transporteur ne 16 veut pas se mettre en situation de violer 17 ses Tarifs et conditions. 18 Q.35 D'accord. 19 R. Donc, si on était face à une situation où 20 clairement il y avait quelque chose qu'on 21 ne comprenait pas ou qui semblait ne pas 22 être cohérent, bien, le Transporteur, et 23 je le distingue de l'enquête, je pense 24 qu'il aurait le devoir de poser des 25 questions puis de s'assurer de bien	Page 29 1 soumettre au Transporteur « Écoute, je vois 2 sur OASIS » ou « J'ai connaissance de 3 telle situation ». Ça nous semble être 4 une incohérence, une aberration, et je 5 pense que dans ce cas-là le Transporteur 6 vérifierait les informations qui sont... 7 Encore là, vérifier mais pas dans le sens 8 de faire enquête, obtenir des contrats et 9 tout ça, mais vérifier l'information, 10 demander, s'il arrivait à la même 11 conclusion, demander des clarifications 12 nécessaires. 13 Q.37 Vérifier mais pas enquêter, si je prends 14 vos mots? 15 R. Bien, vérifier c'est s'assurer de 16 comprendre. 17 Q.38 Oui. 18 R. S'assurer que ce qui peut sembler comme 19 une incohérence ou une aberration l'est 20 vraiment. Parce que ça peut être juste 21 une... ça peut être juste une 22 incompréhension de ce qui est fait. Alors 23 s'assurer que ce qui semble être une 24 incohérence l'est vraiment. 25 Q.39 D'accord. Maintenant changeons de propos.

Page 30 1 Là j'arrive à la fin réelle. Pour la 2 stabilité et la fiabilité des opérations, 3 on en a parlé un peu durant cette 4 audience, de votre système de transport, 5 est-ce que vous devez en tout temps 6 connaître la demande à chaque poste, entre 7 guillemets, à chaque point - je pense 8 comme ingénieur vous comprenez ce que je 9 veux dire, j'espère - de votre système et 10 aussi connaître la fourniture à chaque 11 point où l'électricité est injectée sur 12 votre réseau? Donc, est-ce que c'est 13 nécessaire de connaître cette information- 14 là? Là, évidemment, on entre dans le 15 milieu de la fiabilité, vous en avez 16 parlé. Je peux vous la relire si vous 17 voulez. Vous réfléchissez, d'accord. 18 R. Bien, en temps réel, bien sûr le 19 Transporteur sait ce qui se passe dans 20 chacune de ses installations ou sur 21 chacune de ses installations, chaque 22 transfo, chaque barre, chaque ligne, 23 chaque sortie de centrale ou en fait 24 chaque entrée sur son réseau. Dans la 25 mesure où le réseau est conçu pour	Page 32 1 ça se traduit par une variation de 2 fréquence et les automatismes vont 3 corriger cette variation de fréquence. 4 Q.40 D'accord. Si un contrat est désigné, donc 5 un contrat désigné cette fois-ci, comme 6 une ressource, parce que vous savez qu'on 7 peut désigner un contrat, c'est exact, 8 Monsieur Clermont? 38.1, 1.40.1. C'est 9 parce que je ne veux pas présumer pour 10 vous mettre des mots dans la bouche. 11 R. 1.40.1, effectivement: 12 « Une ressource peut 13 être un contrat, une 14 centrale, un programme 15 commercial, un 16 engagement ou une 17 obligation. » 18 Q.41 Oui. Donc, si un contrat est désigné 19 comme une ressource servant à la charge 20 locale, là du point de vue du Transporteur 21 est-ce que vous êtes obligé de connaître 22 la ressource de production, la ressource 23 de production je dirais locale si vous 24 voulez, servant à alimenter ce contrat 25 afin d'assurer la fiabilité de
Page 31 1 alimenter toute la charge, même à la 2 période de pointe. 3 Donc, en temps réel, bien sûr, cette 4 information-là est connue du Transporteur 5 et c'est cette information-là que les 6 systèmes utilisent pour détecter un 7 déséquilibre entre l'offre et la demande, 8 donc une variation de fréquence, et les 9 automatismes vont agir pour corriger. 10 Mais, ça, ça se fait d'un point de vue 11 système, ça ne se fait pas barre par barre 12 ou transfo par transfo. 13 Mais, l'information est bien sûr 14 connue. Nos systèmes d'acquisition de 15 données nous donnent la lecture de 16 l'ensemble de ce qui se passe sur le 17 réseau. C'est rafraîchi à chaque trois 18 secondes très exactement. Donc, à chaque 19 trois secondes on sait exactement ce qui 20 se passe sur l'ensemble des équipements du 21 réseau. Mais la fréquence, comme je 22 l'expliquais, ne varie pas par région ou 23 par poste, la fréquence est une notion 24 provinciale. Donc, quand il y a un 25 déséquilibre entre l'offre et la demande,	Page 33 1 l'exploitation de votre système? Là on 2 est nécessairement moins macro, on va plus 3 dans le... 4 R. Donc, avec un contrat qui est désigné est- 5 ce qu'on doit connaître la centrale ou les 6 groupes ou le groupe qui vont fournir 7 l'énergie sous-jacente à ce contrat? 8 Q.42 Oui. 9 R. Pas nécessairement. Puis je vais vous 10 donner le cas évident. Prenons le cas 11 d'un contrat qui serait hors réseau qui 12 aurait été désigné. Dans ce cas-là, ça va 13 passer par une interconnexion, donc c'est 14 un import, un wheel-in ou un import simple 15 pour le Transporteur. La centrale ou le 16 groupe de production n'est pas une 17 information nécessaire puisqu'on sait que 18 ça rentre sur le réseau par 19 l'interconnexion NB ou par 20 l'interconnexion MASS. 21 Q.43 O.K. Mais à l'intérieur du réseau, on- 22 system? 23 R. L'ensemble des centrales bien sûr du 24 Producteur, et c'est le cas aussi des 25 petits producteurs, qui sont sous contrat

Page 34 1 avec HQD dans le cadre des appels 2 d'offres, sont ce qu'on appelle, puis vous 3 l'avez déjà entendu, intégrés au réseau de 4 façon ferme. Donc l'ensemble du parc, 5 l'ensemble des centrales qui s'y trouvent, 6 qui se trouvent sur notre réseau, parce 7 que vous venez de me parler du cas sur le 8 réseau, l'ensemble des centrales qui sont 9 sur le réseau sont intégrées au réseau de 10 telle sorte, comme je l'ai dit, le réseau 11 est conçu de cette façon-là, planifié de 12 cette façon-là et opéré de cette façon-là, 13 est intégrée pour être capable d'envoyer, 14 donc le réseau de recevoir en tout temps 15 l'énergie de l'ensemble de... alors, le 16 contrat, l'adéquation entre le contrat et 17 la ressource, encore là, n'est pas 18 nécessaire. 19 9H30 20 Q.44 D'accord. En 2007, dans le dossier 3648- 21 2007 de la Régie, la Régie a autorisé le 22 report des livraisons des contrats venant 23 de... des contrats entre HQP et HQD, les 24 contrats de LG-1, Robert-Bourassa, à 250 25 mégawatts et 350 mégawatts, je n'irai pas	Page 36 1 En 2007, dans le dossier 3648-2007, 2 Phase I, la Régie a autorisé le report des 3 livraisons des contrats HQP-HQD de 350 et 4 250 mégawatts, que la Régie connaît bien. 5 La question c'est n'y aurait-il pas lieu 6 de supprimer la désignation faite de 7 l'ensemble des groupes de ces deux 8 centrales compte tenu du risque de vente 9 ferme à des tiers? 10 Dans les faits c'est qu'il apparaît 11 que ce sont des... ces deux contrats 12 sont... et ces centrales font partie de la 13 charge du plan des charges, donc des 14 ressources désignées, et ils sont 15 reportés. Alors, la question c'est de 16 vérifier donc en conséquence. 17 L'engagement, Madame, numéro 18. 18 Me ÉRIC DUNBERRY : 19 Alors, Monsieur le Président, d'abord, en formulant 20 sa demande, le procureur de NLH a annoncé plusieurs 21 faits qui résumaient sa compréhension de la 22 situation. Je vais moi-même vérifier ces faits-là 23 qui ne sont pas à ma connaissance, d'une part. 24 D'autre part, une fois que j'aurai 25 davantage de faits et une meilleure information sur
Page 35 1 dans les détails mais c'est sur la notion 2 du report, donc du... alors donc, en 2007, 3 la Régie a autorisé le report des 4 livraisons de production aux centrales 5 continues. 6 Dans ce cas-là, quand c'est un 7 report, n'y aurait-il pas lieu de 8 supprimer la désignation? Quand le 9 contrat est reporté, parce que dans les 10 faits, la livraison n'est pas prise donc 11 l'énergie livrée est disponible à d'autres 12 fins. 13 R. Malheureusement, je ne comprends pas... je 14 ne sais pas à quoi vous faites référence. 15 Je n'étais pas là en... 16 Q.45 D'accord, je vais vous demander un 17 engagement... 18 R. Je n'ai pas le contexte du tout. Je ne 19 peux pas répondre à... 20 Q.46 O.K. bien, pour éviter de prendre trop de 21 temps, je vais vous demander de prendre un 22 engagement pour expliquer pourquoi en 23 situation de report il y a ou il n'y a pas 24 dé-désignation pour les... donc, je vais 25 le lire.	Page 37 1 ce dont à quoi il fait référence, je serai en mesure 2 d'évaluer si oui ou non il y a ici une demande qui 3 est pertinente au dossier qui nous occupe. Et à ce 4 moment-là, je pourrai communiquer avec ma cliente et 5 obtenir des instructions particulières sur cette 6 demande-là. 7 Enfin, bref, tout simplement pour dire que 8 cet engagement est pris sous réserve possible d'une 9 objection. S'il n'y a aucune difficulté, on 10 communiquera la réponse. S'il y a des difficultés 11 ou s'il y a des éléments à faire valoir, nous 12 informerons évidemment notre confrère et la Régie 13 que nous avons une objection à cet engagement-là, 14 une fois que nous aurons compris davantage 15 évidemment l'environnement dans lequel tout ça se 16 trouve. 17 Alors, simplement formuler cette objection 18 possible à un engagement lorsqu'il sera davantage 19 compris et précisé dans le cadre de notre dossier 20 actuel. 21 Me ANDRÉ TURMEL : 22 Oui, bon. 23 LE PRÉSIDENT : 24 Maître Turmel? 25 Me ANDRÉ TURMEL :

Page 38 1 Écoutez, ce sont des faits connus. Une fois qu'il 2 aura vérifié... je peux comprendre la prudence de 3 mon confrère. Donc, dans ce cas-là, c'est la 4 situation du report. Bref, quelles sont les 5 conséquences du report? Le dossier est connu à la 6 Régie. J'ai une demande similaire pour un 7 dossier... 8 LE PRÉSIDENT : 9 Donc, la Régie... 10 Me ANDRÉ TURMEL : 11 Oui, l'engagement là. 12 LE PRÉSIDENT : 13 La Régie accepte le fait de réserver les droits du 14 procureur du Transporteur. 15 Me ANDRÉ TURMEL : 16 Oui. Puis évidemment, je ferai valoir mes droits le 17 cas échéant s'il y a objection. 18 LE PRÉSIDENT : 19 O.K. 20 ENGAGEMENT #18 : 21 Informer si, dans les dossiers 3648-2007, Phase 1, 22 et 3734-2010, il n'y aurait pas lieu de supprimer la 23 désignation faite de l'ensemble des groupes des 24 centrales compte tenu du risque de vente ferme à des 25 tiers. (SOUS RÉSERVE)	Page 40 1 Q.47 Monsieur, je vais vous poser la question, 2 peut-être que c'est lié encore... je ne 3 sais pas si vous avez l'information. Si, 4 par exemple, Bécancour, si on arrête une 5 centrale comme Bécancour, est-ce que vous 6 êtes d'accord avec moi que ça libère de la 7 capacité de transport disponible mettons 8 de Bécancour vers Montréal? Est-ce que 9 c'est électriquement correct de penser 10 cela? 11 R. Bien, de la capacité... est-ce que vous 12 faites... 13 Q.48 De l'ATC. 14 R. Bien non mais il n'y a pas d'ATC sur des 15 chemins internes parce que vous parlez de 16 deux endroits qui sont à l'intérieur du 17 point HQT. Il n'y a pas de congestion sur 18 le point HQT, il n'y a pas d'ATC de 19 publiée, il n'y a pas de... donc, c'est 20 pour ça que... non, je ne suis pas 21 d'accord avec cet énoncé-là à cause de ça. 22 Q.49 O.K., bien, parce qu'il n'y a pas de 23 chemin interne, bien, je suis d'accord... 24 je veux dire parce que c'est un chemin 25 interne, c'est ce que vous dites, excusez-
Page 39 1 Me ANDRÉ TURMEL : 2 J'ai une demande similaire mais à l'égard de la 3 suspension de Bécancour, que vous connaissez peut- 4 être. En tout cas, on en a parlé un peu au Québec, 5 du moins à la Régie. En 2009, puis je vais vous 6 lire la question qui va peut-être devenir un 7 engagement, en 2009, dans le dossier 3734-2010, la 8 Régie a approuvé la prolongation de la suspension de 9 la production d'électricité de la centrale de 10 Bécancour pour l'année 2011, contrat entre HQD et 11 Trans-Canada. Dans ce cas, n'y aurait-il pas lieu 12 de faire une suppression de désignation car il 13 s'agit d'une suspension et non d'un report, donc 14 aucun risque de vente à des tiers, et donc, ou y a- 15 t-il risque de vente à des tiers? Puis l'idée c'est 16 de voir la conséquence d'une suspension ou d'un 17 report. Parce que si c'est une centrale qu'on met 18 de côté, on peut l'utiliser à d'autres fins. 19 Alors, j'imagine que c'est sous la même... 20 Me ÉRIC DUNBERRY : 21 Oui, ce sera sous le même commentaire, Monsieur le 22 Président. 23 LE PRÉSIDENT : 24 Très bien. 25 Me ANDRÉ TURMEL :	Page 41 1 moi? 2 R. Oui. Bien puis parce que le... oui. Mais 3 parce qu'il y a des bonnes raisons 4 pourquoi c'est comme ça. On ne refera pas 5 le débat sur les chemins internes. Mais 6 effectivement, donc, le fait que ce soit 7 un chemin interne, donc le fait que ce 8 soit à l'intérieur du point HQT, ça ne 9 libère pas de capacité. 10 Q.50 D'accord. Dernière question. Peut-être 11 que je vous demanderais de prendre, à 12 tous, les notes sténographiques d'hier, si 13 vous le voulez, on les a maintenant. 14 Donc, notes sténographiques d'hier à la 15 page 231 et 232, c'est à la toute fin. 16 Donc, à la question 347, bas de page 231 17 et haut de page 232, on vous avait posé la 18 question de savoir était-il possible ou 19 non de faire une dé-désignation. Là on 20 vous demandait pourriez-vous, par exemple, 21 dé-désigner un mégawatt, donc je 22 continuais : 23 « Pourriez-vous dé- 24 désigner un mégawatt 25 qui est inclus dans la

Page 42	Page 44
1 ressource désignée du 2 distributeur? » 3 Et donc, en haut de 232: 4 « Pourriez-vous dé- 5 désigner un ou deux 6 mégawatts, on ne parle 7 pas de 165 et 8 quelques, un mégawatt 9 qui est inclus à 10 l'électricité 11 patrimoniale qui est 12 une ressource désignée 13 du distributeur, est- 14 ce que c'est 15 faisable? » 16 Et là nous avons eu une discussion. Dans 17 les faits, vous nous avez répondu, 18 Monsieur Clermont, ligne 14: 19 « Je ne sais pas. Le 20 distributeur, avant 21 d'envoyer un avis 22 c o m m e ç a , 23 solliciterait 24 certainement des avis, 25 je ne sais pas. Je ne	1 avait été formulée hier c'était parce qu'il 2 s'agissait d'abord d'une question d'argumentation et 3 également d'une question juridique. Alors, on ne 4 peut pas demander à monsieur Clermont de communiquer 5 l'opinion juridique de son procureur par la voie 6 d'une engagement. C'est une question 7 essentiellement d'ordre juridique. 8 Est-ce qu'il est possible, compte tenu du 9 libellé de la Loi sur Hydro-Québec, de la Loi sur la 10 Régie de l'énergie, de supprimer la désignation 11 législative ou réglementaire ou légale, on verra le 12 terme qu'on retiendra, la suppression de la 13 désignation de l'électricité patrimoniale. C'est 14 une question d'argumentation, c'est une question 15 juridique, c'est une question d'opinion sur une 16 question qui découle de l'application de la loi. 17 Alors, c'est comme demander au témoin 18 pourriez-vous communiquer avec le contentieux 19 d'Hydro-Québec et nous communiquer une copie d'une 20 opinion, qui n'existe sans doute pas, une opinion 21 sur un élément de droit. Je ne pense pas qu'on 22 puisse faire ce genre de demande-là, je vous le 23 soumetts bien respectueusement, par les témoins. On 24 a posé des questions hier, le témoin a dit qu'il 25 était incapable, il devrait conseiller ses aviseurs
Page 43	Page 45
1 le sais vraiment 2 pas. » 3 Bon, fin de citation. Monsieur Clermont, 4 comme responsable de l'application des 5 Tarifs, je comprends que vous ne le savez 6 pas sur le... quand vous témoignez là 7 parce que peut-être que ça engage des 8 réflexions, je peux comprendre. Est-ce 9 que je peux vous demander de prendre un 10 engagement pour nous répondre, et où vous 11 aurez au moins le temps d'y penser puis 12 consulter vos collègues, seulement de 13 répondre, de me dire: « Vous êtes dans le 14 champ, ce n'est pas possible ou pas. » 15 Mais au moins de répondre par un 16 engagement, vous aurez le temps d'y 17 penser, à la demande qui vous a été 18 formulée. Et maître Dunberry pourra 19 mettre tous les caveats, le cas échéant. 20 Mais si vous êtes capable, donc par un 21 engagement, de répondre, vous qui êtes le 22 maître responsable, entre guillemets, de 23 l'application des Tarifs. 24 Me ÉRIC DUNBERRY : 25 Monsieur le Président, la raison de l'objection qui	1 juridiques. C'est ça qu'il a dit. 2 Ce n'est pas la citation complète que vous 3 avez, ça a duré six ou sept pages cette citation-là. 4 Mais c'est une question juridique. Alors, on lui 5 demande, bien écoutez, allez donc consulter vos 6 avocats et communiquez-nous l'opinion des avocats 7 qui vous aurait été communiquée. Je vous soumetts 8 respectueusement que c'est à la fois privilégié, non 9 pertinent et essentiellement une question 10 d'argumentation. Et si ça devient pertinent, ça 11 sera abordé lors de l'argumentation, Monsieur le 12 Président. 13 LE PRÉSIDENT : 14 Maître Turmel? 15 Me ANDRÉ TURMEL : 16 Encore là, Monsieur le Président, mon confrère fait 17 exactement ce qu'il a tenté de faire à quelques 18 reprises dans le cadre de l'audience, c'est de 19 transformer ma demande d'engagement. Donc, je ne 20 parle pas de la loi, je suis à l'intérieur du Tarif, 21 je suis à l'intérieur de concepts à l'intérieur du 22 Tarif, la ressource désignée, l'électricité 23 patrimoniale, la dé-désignation. Nous avons passé 24 plusieurs jours avec monsieur Clermont, qui a bien 25 collaboré, à expliquer est-ce que c'est possible de

Page 46

1 faire ceci ou faire cela, comment ça marche si on
2 fait ceci ou on fait cela. Alors, Monsieur le
3 Président, on lui demande la question, c'est le
4 responsable de l'application, il devrait être en
5 mesure de répondre.
6 Tout comme lorsque l'on demande, par
7 exemple, des demandes de renseignements écrits, les
8 demandes de renseignements écrits sont, j'imagine,
9 préparées par les gens chez Hydro-Québec et sont
10 probablement, dans certaines questions, validées
11 avec leurs procureurs, ce qui est correct, ils le
12 feront. Alors, rien ne les empêche de faire ceci.
13 Mais je suis vraiment, parce que là, si
14 vous écoutez l'engagement que souhaiterait que je
15 prenne maître Dunberry, je ne demande pas d'opinion,
16 je demande, vous, comme témoin, porte-parole de
17 cette question, ça m'apparaît une question légitime,
18 importante, on veut savoir comment fonctionne ce
19 Tarif, on veut savoir comment fonctionne la dé-
20 désignation, puis on veut savoir si notre prémisses
21 est inadéquate ou pas.
22 Alors, dans l'engagement, ils sont
23 capables de donner une explication, courte ou
24 longue, mais je maintiens avec véhémence notre
25 demande d'engagement. Nous sommes à l'intérieur

Page 47

1 complètement des débats que nous avons eus ensemble
2 dans les derniers jours.
3 Me ÉRIC DUNBERRY :
4 Monsieur le Président...
5 LE PRÉSIDENT :
6 Brièvement.
7 Me ÉRIC DUNBERRY :
8 L'article 1.40.1 des Tarifs et Conditions prévoit
9 spécifiquement que l'électricité patrimoniale est
10 une ressource désignée. Bon. C'est un débat, et je
11 le dis simplement pour faire valoir le point qu'il
12 s'agit d'une question d'argumentation d'application
13 de dispositions législatives.
14 Ce que mon confrère recherche, au nom de
15 sa cliente NLH, c'est d'obtenir une piste, une
16 information, une opinion, une analyse, qui lui
17 permet d'évaluer la possibilité de supprimer la
18 désignation de l'électricité patrimoniale qui est un
19 bloc charnière de la politique énergétique du
20 gouvernement du Québec sur l'approvisionnement en
21 électricité patrimoniale. Il recherche une piste.
22 Je comprends ce qu'il fait, il a
23 l'occasion, la Phase 2 lui donne une occasion de
24 revenir sur des sujets qu'il a évoqués dans le cadre
25 de d'autres procédures et de rechercher des

Page 48

1 informations utiles pour des prochaines procédures
2 ou prochaines instances. Mais la question demeure
3 c'est qu'on recherche du témoin une information
4 essentiellement à caractère juridique et cette
5 demande d'opinion sur une information qui n'existe
6 pas, il va falloir la créer, ou créer une opinion
7 juridique pour ensuite lui communiquer. Et je pense
8 que c'est loin loin du débat qui nous intéresse
9 aujourd'hui.
10 9H44
11 LE PRÉSIDENT :
12 Je pense que la Régie a les informations nécessaires
13 pour trancher. Je vais consulter mes collègues.
14 Alors, sur cette question, la Régie retient
15 l'objection du Transporteur, va permettre aux
16 parties en argumentation d'adresser la question.
17 Ça touche la dé-désignation d'électricité
18 patrimoniale. Donc, étant donné la connotation
19 davantage juridique sur la possibilité ou pas, la
20 Régie préfère entendre cette discussion-là en
21 argumentation de façon complète des deux parties.
22 Me ANDRÉ TURMEL :
23 D'accord. Je vous remercie. Ça complète notre
24 contre-interrogatoire.
25 LE PRÉSIDENT :

Page 49

1 Merci, Maître Turmel. Pour le GRAME, Maître Paquet.
2 CONTRE-INTERROGÉ PAR Me GENEVIEVE PAQUET,
3 pour le Groupe de recherche appliquée en
4 macroécologie (GRAME):
5 Q.51 Alors, bonjour, Monsieur le Président,
6 Madame et Monsieur les régisseurs.
7 Geneviève Paquet pour le GRAME.
8 Bonjour à monsieur Clermont.
9 R. Bonjour.
10 Q.52 Donc, je vous inviterais pour mes
11 premières questions peut-être à consulter
12 la pièce HQT-2, document 2 révisé, page
13 31, soit la fiche-article de l'article
14 38.1 du texte des Tarifs et conditions.
15 R. J'ai-tu besoin des marques en couleur ou
16 votre question ne porte pas sur...
17 Q.53 Non.
18 R. O.K.
19 Q.54 En fait, ce ne sera pas nécessaire. C'est
20 simplement sur... par rapport à l'ajout:
21 « ... sauf aux fins de
22 remplir ses
23 obligations en vertu
24 d'un programme de
25 partage des

Page 50	Page 52
1 réserves. » 2 Donc, on comprend que cette exception-là 3 qui est ajoutée à la définition de la 4 désignation des ressources s'appliquerait 5 aux ressources qui ne peuvent autrement 6 servir à alimenter la charge locale du 7 distributeur sur une base non 8 interruptible. C'est exact? 9 R. Bien, l'objectif recherché par FERC était 10 de dire que dans le cas où vos centrales 11 désignées, dans le cas où une centrale 12 désignée, par exemple, servirait à faire 13 du partage de réserves, ce partage de 14 réserves ne serait pas considéré et ne 15 doit pas être considéré comme une vente 16 non interruptible. 17 Q.55 Et puis cette exception-là, si on veut, 18 est-ce qu'elle s'applique également aux 19 ressources faisant l'objet d'un engagement 20 pour une vente à un tiers d'une charge 21 autre que la charge locale? 22 R. Bien, on est... on est dans l'article qui 23 traite des ressources qui sont désignées 24 par les distributeurs. Donc, sa portée 25 est pour les ressources désignées par les	1 l'exigence voulant qu'une ressource 2 désignée du distributeur serve à alimenter 3 la charge locale, donc cette exigence-là 4 serait complètement éliminée lorsqu'il 5 s'agit de remplir les obligations du 6 distributeur en vertu d'un programme de 7 partage des réserves? 8 R. Excusez, pouvez-vous répéter ça? 9 Q.58 Si on prend l'article 38.1 du texte des 10 Tarifs et conditions, initialement, en 11 fait, cet article-là voulait qu'une 12 ressource désignée du distributeur serve à 13 alimenter la charge locale. 14 R. Hum-hum. 15 Q.59 Maintenant, avec la modification que vous 16 proposez, cette exigence-là, si on veut, 17 de l'article 38.1 serait complètement mise 18 de côté ou éliminée si c'est pour remplir 19 les obligations du distributeur en vertu 20 d'un programme de partage des réserves? 21 R. Je ne dirais pas éliminée. Je dirais que 22 c'est complémentaire. L'idée, c'est 23 qu'une ressource désignée peut servir à 24 alimenter la charge locale et une formule 25 de partage de réserves. Donc, dans le cas
Page 51	Page 53
1 distributeurs. 2 Q.56 Mais est-ce que ça s'applique vraiment... 3 c'est parce qu'on voit la phrase, le sauf 4 est à la fin de la phrase, si on veut, 5 mais on énumère au début de la phrase: 6 « Les ressources 7 faisant l'objet d'un 8 engagement pour une 9 vente à un tiers et 10 les ressources qui ne 11 peuvent autrement 12 servir à alimenter la 13 charge locale. » 14 Donc, c'est simplement pour savoir si 15 l'exception s'applique bien à ces deux 16 types de ressources? 17 R. Ah! O.K., je comprends. Excusez. Je ne 18 vous avais pas... dans la logique de 19 l'article, ça s'appliquerait aux deux cas, 20 oui. 21 Q.57 Donc, est-ce que, pour résumer si on veut, 22 la modification qui est proposée à 23 l'article 38.1 concernant cet ajout, 24 signifie que l'exigence qui avait été 25 prévue initialement à l'article 38.1,	1 où il y aurait... bien, la clarification 2 est vraiment à l'effet de dire... FERC a 3 tenu, je pense, et c'est ce qu'on a 4 repris, à préciser qu'une vente... que 5 l'utilisation de nos ressources désignées 6 pour le partage de réserves ne constituait 7 pas une vente sur une base non 8 interruptible parce que la clé c'est, on 9 l'a dit, là, on a eu de nombreuses 10 discussions là-dessus, une vente sur une 11 base non interruptible à partir d'une 12 ressource désignée, FERC dit dans la 13 compréhension, ça devrait être... il 14 devrait être accompagné d'une suppression. 15 Alors, dans ce cas-ci, l'ajout vise à 16 dire: Vous n'avez pas besoin d'envoyer 17 une suppression si vous faites un partage 18 de réserves. 19 Q.60 Mais avec cet ajout-là, il n'y a plus non 20 plus de conditions voulant que la 21 ressource serve absolument à alimenter la 22 charge locale, c'est exact? 23 R. Bien, c'est sûr que... c'est sûr qu'elle 24 ne peut pas faire les deux en même... 25 c'est sûr qu'elle ne peut pas faire les

Page 54	Page 56
1 deux en même temps. Si elle sert à faire 2 du partage de réserves, l'énergie ne peut 3 pas être utilisée à deux fins. Donc, 4 c'est sûr que quand elle fait du partage 5 de réserves, au moment instantané, là, où 6 elle fait du partage de réserves, elle ne 7 fait pas de l'alimentation de la charge 8 locale mais ça ne veut pas dire, d'autre 9 part, qu'elle n'est pas disponible à faire 10 dans 10 minutes à faire de l'alimentation 11 de la charge locale. Mais, à un moment 12 donné, on s'entend, c'est mutuellement 13 exclusif. 14 Q.61 Donc, ce serait plus complémentaire? 15 R. Oui. 16 Q.62 Merci. Maintenant, toujours à la même 17 pièce, à la section « Description et 18 justification de la modification », on 19 indique: 20 « Cet élément précise 21 qu'une ressource 22 désignée peut 23 également servir aux 24 fins de partage des 25 réserves avec un	1 D'autre part, dans un marché, prenons 2 l'Ontario où il y a plusieurs types de 3 productions différents, j'en reviens 4 toujours à mon énoncé qui fait sourciller 5 mes collègues, là, mes électrons ne sont 6 pas colorés, donc l'énergie qui va venir 7 vers le Québec, va venir de quelle 8 centrale? Techniquement, ce n'est pas 9 possible de... c'est jamais possible de le 10 déterminer, sauf dans des cas d'exception, 11 première chose. 12 Deuxième chose, notez que pour le 13 moment, et le Tarif le permet puis je 14 pense que c'est correct parce qu'on voit 15 de plus en plus avec l'intégration de 16 l'éolien, des nouveaux besoins puis des 17 nouvelles demandes mais aujourd'hui le 18 Transporteur ne participe pas à des 19 programmes de partage de réserves. 20 Q.63 Non, mais les modifications que vous 21 proposez vont... 22 R. Le permettre, absolument. 23 Q.64 ... permettre ce partage. Et puis 24 également, entre réseaux voisins, au 25 Québec, mais par exemple de l'Ontario vers
Page 55	Page 57
1 réseau voisin, ce qui 2 réciproquement permet 3 également à une 4 ressource désignée par 5 un réseau voisin de 6 servir aux fins d'un 7 partage de réserves 8 a v e c l e 9 transporteur. » 10 Maintenant, de manière générale, Monsieur 11 Clermont, pouvez-vous confirmer que la 12 modification à l'article 38.1 permettra le 13 transit de sources d'énergie renouvelables 14 mais également le transit de sources 15 d'énergie non renouvelables, soit à partir 16 de d'autres réseaux externes du Québec 17 vers le Québec? 18 R. Deux éléments à votre réponse. Le 19 premier, effectivement parce que ce sera 20 de l'énergie qui transitera à partir d'une 21 interconnexion, donc sa provenance n'est 22 pas nécessairement connue du Transporteur. 23 Donc, la source de production n'est pas... 24 en conséquence, pas connue du 25 Transporteur.	1 la Nouvelle Angleterre, qui pourrait 2 transiter vers le Québec? 3 R. J'essaie de voir. Mon hésitation est 4 juste... je pense que pour pouvoir faire 5 du partage de réserves, techniquement, je 6 pense que ça peut juste se faire entre 7 deux réseaux à la fois. Donc, il y aurait 8 comme partage... non, je ne pense pas 9 qu'on peut faire Ontario et Nouveau- 10 Brunswick... bien, Ontario quelque chose 11 d'autre avec le réseau du Québec en 12 partage de réserves. 13 Q.65 D'accord. Maintenant, monsieur Clermont, 14 de quelle manière est-ce que le 15 Transporteur a envisagé ou envisage peut- 16 être de préserver les acquis de la société 17 québécoise en matière d'énergie 18 renouvelable dans le cadre de la 19 modification à l'article 38.1? Est-ce que 20 ça a été envisagé par le Transporteur dans 21 le cadre des modifications proposées? 22 R. Bien, en quoi les modifications ne le 23 préserveraient pas? 24 Q.66 C'est la question que... en fait, vous me 25 posez une question mais...

Page 58	Page 60
1 R. Il ne faut pas que je vous réponde par 2 une... 3 Q.67 Comment savoir si le Transporteur en a 4 tenu compte, là, dans la préparation des 5 propositions au présent dossier? 6 R. Non, pas à ma connaissance. Le 7 Transporteur s'est conformé à ce qui 8 était... bien, aux principes applicables 9 de FERC, non. 10 Q.68 Puis au niveau de l'impact sur le régime 11 réglementaire et la clientèle, est-ce que 12 le Transporteur a tenu compte de certaines 13 considérations ou de certains impacts 14 d'ordre environnemental dans le cadre 15 toujours de la modification à l'article 16 38.1? 17 R. Non, pas plus. Je pense que les 18 considérations ont vraiment été à la fois 19 opérationnelles et réglementaires. 20 Q.69 Merci. Maintenant, le GRAME dans son 21 rapport, ce n'est pas nécessaire de 22 consulter la pièce. Je vais vous lire la 23 proposition. Mais le GRAME proposait en 24 page 52 de son rapport: 25 « D'établir une	1 la réserve de l'Ontario, là, continuons 2 avec l'Ontario, qu'il y aurait moyen de 3 s'assurer que l'énergie que l'Ontario 4 fournira à des fins de réserves, 5 proviennent d'une source plutôt qu'une 6 autre. 7 Q.70 On comprend cette problématique-là, 8 effectivement. 9 Maintenant, si on considère le réseau 10 de transport au Québec qui était 11 interconnecté avec des liens à courant 12 continu puis que ce réseau-là permet ou 13 rend possible le partage des réserves, 14 est-ce que le Transporteur pourrait 15 envisager que dans les futurs contrats 16 d'échanges ou de partage d'énergie, on 17 puisse englober une possibilité de 18 partager les réserves via les 19 interconnexions à courant continu? 20 R. Oui, on a des discussions techniques, là, 21 parce que dans la mesure où la nature des 22 équipements est différente que dans le cas 23 d'un réseau interconnecté de façon 24 asynchrone, c'est pensable, c'est faisable 25 et on a des discussions à cet égard-là de
Page 59	Page 61
1 politique de partage 2 des réserves qui 3 seraient de même 4 source énergétique, 5 soit renouvelable, en 6 lien avec l'ordonnance 7 890 et le contexte 8 particulier de 9 l'approvisionnement au 10 Québec. » 11 Pouvez-vous nous donner la position du 12 Transporteur par rapport à cette 13 proposition qui pourrait permettre de 14 peut-être préserver les acquis du Québec 15 en matière d'énergie propre et 16 renouvelable? 17 R. Je comprends la préoccupation. C'est au 18 moins autant l'ingénieur que le 19 représentant du Transporteur qui va 20 répondre. Je ne suis pas sûr que dans la 21 mesure où encore, là, malheureusement je 22 suis désolé de revenir avec ça, où les 23 électrons ne sont pas colorés, je ne suis 24 pas sûr que c'est techniquement possible 25 de dire que, par exemple, si on prenait de	1 voir comment ça pourrait être fait. 2 Q.71 Merci. Maintenant, ma dernière question. 3 Je m'attends déjà à la réponse mais je 4 vais quand même vous la poser. Est-ce que 5 le Transporteur a l'intention de prioriser 6 le transfert d'énergie renouvelable dans 7 le cadre du programme de partage de 8 réserves? 9 R. Bien, c'est sûr que s'il y a partage de 10 réserves, les gens qui vont fournir la 11 réserve, parce que le Transporteur, là, 12 n'a pas de réserves, elles lui sont 13 fournies par des ressources sur son 14 réseau, je présume que les propriétaires 15 de ces ressources-là en feront la 16 promotion et le Transporteur pourra aussi 17 le faire valoir. 18 Je ne dirais pas que c'est une 19 priorité de... parce que, pour le moment, 20 pour des fins pratiques et 21 opérationnelles, on a toujours exclu la 22 possibilité de faire du partage de 23 réserves ou d'en offrir du partage de 24 réserves à d'autres parce que d'autres 25 nous l'ont demandé. Comme je disais, le

Page 62

1 contexte évoluant ce n'est pas une
2 priorité mais c'est un des chaudrons sur
3 le poêle, là, oui.
4 Q.72 D'accord. Je vous remercie, Monsieur
5 Clermont. Ça termine mes réponses.
6 Merci.
7 LE PRÉSIDENT:
8 Merci, Maître Paquet. Pour Énergie Brookfield
9 Marketing, Maître Hamelin.
10 9H58
11 CONTRE-INTERROGÉ PAR Me PAULE HAMELIN,
12 pour Énergie Brookfield Marketing inc. :
13 Bonjour, Monsieur le Président. Madame, Monsieur
14 les Régisseurs, bonjour.
15 Peut-être comme tout d'abord avant de
16 poser des questions à monsieur Clermont, petite
17 question d'intendance pour aujourd'hui. Dans le
18 contexte du contre-interrogatoire ou la continuité
19 du contre-interrogatoire que j'aurai à faire de
20 l'ATC, je prévois avoir à faire une portion sous
21 huis clos compte tenu qu'il y a eu des documents qui
22 ont été produits de façon confidentielle. Alors, je
23 dois tout de suite aviser le banc qu'il y aura peut-
24 être à ce moment-là des dispositions, je ne sais pas
25 si vous avez à prendre des dispositions techniques

Page 63

1 dans ce cas-là particulier.
2 Alors, je voulais vous le soulever tout de
3 suite parce que je pourrai m'adapter dans mon
4 contre-interrogatoire si vous préférez que je le
5 fasse. Ça ne me dérange pas de le faire au début,
6 avant, au milieu. Je voulais juste l'indiquer au
7 banc pour qu'on puisse prendre les arrangements
8 nécessaires et que ça ne chamboule pas toute la
9 journée de tout le monde.
10 LE PRÉSIDENT :
11 Très bien. Nous allons en discuter à la pause pour
12 la question de préparation. Vous réferez à quelles
13 pièces déposées sous pli confidentiel exactement?
14 Me PAULE HAMELIN :
15 Les pièces P-44.1 et P-44, c'est-à-dire pas P mais
16 HQT-44.1 et 44.2. C'est les comités, les meetings
17 et les comptes rendus de meetings avec l'ISO
18 Nouvelle-Angleterre et l'ISO New York.
19 LE PRÉSIDENT :
20 Merci.
21 INTERROGÉ PAR Me PAULE HAMELIN :
22 41.
23 Q.73 Alors, Monsieur Clermont, bonjour.
24 R. Bonjour, Maître Hamelin.
25 Q.74 Je comprends qu'en vertu de l'article 38.1

Page 64

1 proposé des Tarifs, le distributeur doit
2 désigner les ressources requises pour
3 alimenter la charge locale. C'est exact?
4 C'est ce qu'on parle depuis hier.
5 R. C'est la logique.
6 Q.75 En guise d'entrée en matière.
7 R. C'est la logique de la Partie IV.
8 Q.76 Bon, d'accord. Est-ce que j'ai bien
9 compris de votre témoignage d'hier que
10 cette information-là va apparaître sur le
11 site OASIS?
12 R. L'information des ressources qui sont
13 désignées?
14 Q.77 Oui, tout à fait.
15 R. Oui, tout à fait. Oui.
16 Q.78 D'accord. Alors, on sera en mesure de
17 voir de façon spécifique les désignations?
18 R. Oui.
19 Q.79 D'accord.
20 R. Bien, de façon spécifique? Oui oui, on va
21 pouvoir voir... Oui.
22 Q.80 Bon. Pouvez-vous juste me donner une idée
23 de ce qu'on va pouvoir voir sur le site
24 OASIS au niveau des désignations?
25 R. On est en train et ce n'est pas complété.

Page 65

1 Je pense que j'ai répondu aussi à ça. Je
2 ne sais pas. Certainement on va voir le
3 balisage, par le balisage on va voir ce
4 que les autres font, les pratiques qui
5 sont... que nos voisins ou que d'autres
6 entités suivent. On va s'assurer de lire
7 NAESB pour voir s'il n'y a pas quelque
8 chose là-dedans. A priori je ne crois
9 pas, mais on va s'assurer de le lire.
10 Puis on mettra l'information qui est à la
11 fois pertinente pour les entités, bien,
12 pour les clients et qui est conforme à ce
13 qui se fait. Ce ne serait
14 vraisemblablement pas, par exemple,
15 intégralement le plan des Charges et des
16 ressources.
17 Q.81 Et avez-vous une idée justement, vous
18 dites que vous allez faire du balisage,
19 avez-vous déjà une idée de ce que font
20 justement vos vis-à-vis?
21 R. Je sais que certains ont travaillé là-
22 dessus. Je sais qu'on a regardé PJM, je
23 pense qu'on a posé la question à BCTC.
24 Mais à ce moment-ci je n'ai pas les
25 résultats puis je ne suis pas sûr qu'on a

Page 66	Page 68
1 complété. Je sais qu'on a commencé cet 2 exercice-là. Je ne pense pas qu'on ait de 3 résultats clairs à ce moment-ci. 4 Q.82 Est-ce que vous avez regardé au niveau de 5 l'Ontario ce qui se faisait? 6 R. Je ne peux pas vous dire. Je sais que 7 j'ai vu quelque chose sur PJM. Je sais 8 qu'il y a des gens qui travaillent là- 9 dessus, mais je ne peux pas vous dire les 10 juridictions qui sont regardées. Je 11 présume que... je présumerais que oui. En 12 général quand on parle de balisage on 13 regarde ce que nos voisins font parce 14 qu'on opère dans le même contexte qu'eux 15 et souvent on va voir aussi des gens comme 16 BC parce qu'ils ont un contexte qu'on juge 17 souvent semblable au nôtre. Généralement 18 c'est le cas, mais je ne peux pas vous 19 dire si spécifiquement les gens qui sont 20 en train de le regarder ont ou vont 21 regarder l'Ontario. Ceci dit, c'est une 22 bonne suggestion, mais je ne peux pas vous 23 répondre. 24 Q.83 Est-ce qu'on peut s'attendre à avoir dans 25 le contexte d'une prochaine tarifaire le	1 qui est prévu à l'article 1.40.1. 2 Q.85 Je vous amène à votre présentation à la 3 page 7. Je veux juste être sûre de 4 comprendre les différences entre les 5 types, les types de désignations 6 justement. 7 R. Hum-hum. 8 Q.86 Alors il y a en a une qui est faite par 9 écrit et l'autre qui est faite sur OASIS. 10 Est-ce que ma compréhension est exacte, la 11 distinction que vous avez faite c'est 12 qu'au niveau de l'affichage de la 13 désignation sur OASIS c'est quand il 14 existe déjà un chemin désigné sur OASIS, 15 c'est ça? 16 R. C'est exact. L'exemple MASS-HQT, comme 17 vous savez, le distributeur dans son plan 18 des charges a désigné un 1000 mégawatts en 19 provenance du marché de New York. Donc, 20 si ce n'était pas le cas et que le 21 distributeur voulait l'ajouter, bien, on 22 verrait sur OASIS l'inscription d'un QCRD 23 MASS-HQT à hauteur de 1000 mégawatts. 24 Q.87 O.K. Et ça se fait par écrit quand on 25 fait référence à des chemins internes?
Page 67	Page 69
1 suivi du Transporteur sur ce qu'il va 2 proposer comme désignations à l'OASIS? 3 R. Je ne sais pas si c'est de la nature... 4 J'ai peu d'expérience dans les causes 5 tarifaires annuelles. Je ne sais pas si 6 c'est de la nature à... Dépendant du 7 moment de la décision, puis si la décision 8 était rendue demain matin par exemple, 9 bien, l'information serait sur le site 10 OASIS vraisemblablement avant la prochaine 11 tarifaire. Donc, j'imagine que vous 12 auriez possibilité de faire la 13 représentation. Il y a une question de 14 timing de la décision. Plus que ça je ne 15 sais pas, je n'ai pas assez d'expérience 16 dans qu'est-ce qui fait ou pas l'objet 17 d'une cause tarifaire régulière. 18 Q.84 Bon. Quand on aura l'information de la 19 désignation sur OASIS, je comprends que là 20 tout le monde, tous les participants de 21 marché vont pouvoir voir de façon 22 spécifique les centrales qui sont 23 désignées pour les fins de la charge 24 locale? 25 R. Les centrales ou, le cas échéant, tout ce	1 R. Bien, par exemple l'ajout d'un nouveau 2 producteur éolien qui rentre en service, 3 donc sur notre réseau, qui n'utilise pas 4 un chemin, donc affiché sur OASIS. Dans 5 ce cas-ci pour pouvoir relayer 6 l'information au client ça prend un autre 7 mécanisme puisqu'on ne peut pas aller le 8 voir parce qu'il n'y a pas de chemin sur 9 OASIS. Donc, l'avis écrit et l'affichage 10 de l'ajout dans une liste probablement de 11 cette ressource-là comme étant une 12 ressource maintenant désignée. 13 Q.88 Et est-ce qu'il va y avoir un moyen de 14 voir ces avis écrits là, est-ce que ça va 15 être... est-ce qu'on va pouvoir les voir 16 quelque part? 17 R. Ah, bien... L'avis reçu comme la lettre? 18 Q.89 L'avis, la désignation de cet avis-là de 19 chemin interne est-ce qu'on va voir ça 20 quelque part? 21 R. Bien, on va certainement voir l'apparition 22 dans une liste puis on verra comment on la 23 gère pour s'assurer de bien mettre en 24 évidence qu'est-ce qui a été ajouté, 25 qu'est-ce qui a été retiré. Soit il y

Page 70	Page 72
1 aura une liste ajout, une liste 2 suppression où il y aura, je ne dis pas 3 des choix de couleurs, mais, oui oui, on 4 pourra voir clairement qu'est-ce qui vient 5 d'être ajouté ou qu'est-ce qui vient 6 d'être supprimé. 7 Q.90 Et ça on pourra voir ça où? 8 R. Bien, dans l'affichage de la liste des 9 ressources désignées sur OASIS. 10 Q.91 Sur OASIS. 11 R. Accessible sur OASIS, oui. 12 Q.92 Donc, l'avis est écrit, mais ultimement on 13 va avoir cette information-là sur OASIS 14 également? 15 R. Je ne sais pas si... Je ne sais pas si on 16 va avoir l'avis, mais on va certainement 17 avoir l'effet de l'avis. Donc, l'avis, 18 par exemple, va viser à désigner la 19 centrale, je ne sais pas, Copper Mountain 20 qui ressusciterait. Je n'ai aucune idée 21 de son statut, je donne celle-là par 22 exemple. Bien, il y aurait... on pourra 23 voir sur le site OASIS, soit dans la liste 24 ou soit dans une section ajout, qu'il y a 25 une nouvelle centrale qui s'est ajoutée,	1 mise à jour du site OASIS va être faite à 2 quelle fréquence? 3 R. Dès que... Dans un délai, dans un délai 4 raisonnable dès que les avis sont reçus. 5 Ce sera à chaque événement. 6 Q.96 Juste parce que... 7 R. Bien, là si on en reçoit 15... Bien, non, 8 à chaque fois qu'on reçoit un événement. 9 Bien, il y en a un gros qui sera à chaque 10 année le plan des charges et des 11 ressources qui est un gros exercice. Des 12 avis, par ailleurs, de suppression ou 13 d'ajout de ressources il y en a. Il n'y 14 en a pas 50 par jour. Je pense 15 qu'aussitôt qu'une est reçue, le temps de 16 mettre à jour la liste, quelques jours 17 puis ça se retrouvera sur OASIS. C'est 18 pour ça que je disais délai raisonnable. 19 Q.97 Parce que c'est une notion qu'on aime 20 beaucoup ça les avocats « délai 21 raisonnable », mais pour vous le 22 Transporteur qu'est-ce que ça veut dire de 23 façon un peu plus concrète? Qu'est-ce que 24 vous considérez qui va être un délai, est- 25 ce qu'on parle, est-ce que pour vous ça va
Page 71	Page 73
1 Copper Mountain par exemple. 2 Q.93 O.K. On a parlé longuement aussi du 3 processus pour dé-désigner les centrales, 4 le processus de suppression en vertu de 5 38.3 dans un contexte de ventes fermes à 6 des tiers. J'ai compris que cette 7 information-là aussi apparaîtra sur le 8 site OASIS. 9 R. La suppression de désignation, qu'elle 10 soit temporaire ou permanente, oui, va 11 être affichée également sur OASIS. 12 Q.94 Et dans ce cas-là avez-vous une idée de ce 13 qu'on va voir comme référence? 14 R. Bien, dans le cas, prenons un cas... 15 Bien, il y a plusieurs cas de figure, mais 16 prenons le cas qu'une centrale, par 17 exemple, cesse d'être désignée, est 18 supprimée de la désignation. Bécancour. 19 Bien, on verrait soit dans une liste ou 20 soit encore dans la liste, avec une 21 couleur ou barré, que Bécancour n'est plus 22 une ressource désignée. 23 Q.95 Et je ne sais pas si on aurait déjà 24 répondu à la question. Est-ce qu'on va 25 voir cette information-là... en fait, la	1 être 24 heures, 48 heures, quel est 2 l'horizon que vous considérez? 3 R. Je vous dirais dans ma tête typiquement 4 genre dans la semaine qui suit. Ce qui ne 5 veut pas dire que ça ne peut pas être le 6 lendemain, mais quelque chose comme 7 entre... 8 Q.98 Dans cette plage-là? 9 R. Oui oui. 10 Q.99 Parfait. Or, on a la désignation 11 naturellement des centrales. C'est celles 12 qui sont dé-désignées dans un contexte de 13 ventes fermes à des tiers. Est-ce qu'un 14 client du service de transport de point à 15 point qui a des ressources au Québec, vous 16 êtes d'accord avec moi qu'il doit fournir 17 ses programmes à HQT à partir du point de 18 réception au point de livraison? 19 R. Oui. 20 Q.100 Est-ce que présentement HQT fournit ses 21 programmes de la même façon pour l'export 22 du point de réception au point de 23 livraison? J'ai dit HQT? J'ai dit HQT? 24 HQT, bien sûr. 25 R. Oui. Son point de réception de l'énergie

Page 74	Page 76
1 étant le point HQT et son point de 2 livraison étant vraisemblablement une 3 interconnexion. Alors, oui, il est soumis 4 comme tous les clients du service de 5 transport Partie II. Il doit programmer 6 dans les mêmes délais que tout le monde. 7 Q.101 O.K. 8 R. On peut les voir sur OASIS d'ailleurs. 9 Q.102 Et là vous allez m'excuser l'expression, 10 mais c'est un peu comme ça qu'on me 11 l'explique. Avant on avait une grosse 12 soupe, on avait une grosse soupe avec 13 l'ensemble des centrales qui étaient 14 dédiées à la charge locale et on a ces 15 mêmes centrales-là qui servent également 16 pour l'export. 17 Dans la mesure où maintenant on est 18 capable de savoir quelles sont les 19 centrales qui sont dédiées à la charge 20 locale, on va savoir quelles sont les 21 centrales qui vont être pour l'export. 22 Est-ce que vous êtes d'accord avec 23 moi qu'on pourrait être capable 24 d'identifier les centrales de façon 25 spécifique pour l'export?	1 depuis le 16 novembre, c'est ça? 2 R. Hum-hum. Oui. 3 Q.106 Et moi j'ai compris que c'était un outil 4 informatique qui améliorerait le processus 5 actuel et, vous êtes d'accord avec moi, 6 qui ne changeait pas les réservations des 7 clients existants, donc qu'il ne devrait 8 pas y avoir de modifications au niveau des 9 droits des clients existants qui ont des 10 contrats de service de transport? 11 R. Dans la transition d'un système à l'autre, 12 tout à fait d'accord. 13 Q.107 Et qu'un contrat qui a des attributs de 14 fermeté garde ses propres attributs de 15 fermeté? Ça ne change pas les attributs 16 de fermeté d'une réservation de transport? 17 R. Le fait d'avoir changé de système? 18 Q.108 C'est ça 19 R. Non, il ne faut pas. Le système étant un 20 outil pour supporter les principes, les 21 contrats, pour administrer, alors, non, il 22 ne faut pas que l'outil... On n'a pas eu 23 de cas d'ailleurs de rapportés. La 24 transition a été finalement, le délai 25 avant que ce soit mis en service a été
Page 75	Page 77
1 R. Possiblement, mais pas obligatoirement. 2 Parce que FERC a aussi reconnu, FERC, et 3 c'est cohérent avec toute la notion de 4 ventes système, FERC a aussi reconnu un 5 principe qui est celui de la suppression 6 de désignation par tranche de système, 7 slice of system que FERC a utilisé. 8 Dans le cas d'une dé-désignation, 9 d'une suppression de désignation par 10 tranche ou par slice of system, on ne 11 verrait pas nécessairement une centrale; 12 on verrait une quantité d'énergie retirée 13 de votre soupe, pour réutiliser votre 14 expression. 15 Q.103 O.K. 16 R. Donc, le bol de soupe contiendrait un peu 17 moins de soupe. 18 Q.104 Et est-ce qu'on serait capable de pouvoir 19 identifier ces nuances-là, selon vous, sur 20 OASIS? 21 R. Oui. Bien, dans la liste des ressources 22 ou dans la liste des suppressions ou des 23 ajouts de désignations, oui. 24 Q.105 O.K. Alors votre nouveau site OASIS vous 25 avez dit hier qu'il était en fonction	1 long au goût de beaucoup de gens. Mais, 2 finalement, la transition s'est, en tout 3 cas de ce qu'on nous en a rapporté des 4 clients, vraiment bien faite. Il y a peu 5 d'erreurs qui ont été générées par la 6 transition. En tout cas, les clients n'en 7 ont pas rapportées. 8 Q.109 Est-ce que vous savez, j'imagine que les 9 chemins ne sont pas, qui étaient désignés 10 autrefois, ne sont pas appelés à être 11 modifiés? 12 R. Bien, les chemins n'ont pas été modifiés 13 avec le nouvel OASIS et les désignations, 14 c'est-à-dire l'inscription des QCRD et des 15 réservations d'ailleurs dans le cas autant 16 Partie II que Partie IV n'ont pas été 17 modifiées dans le nouvel OASIS, c'est 18 exact. 19 Q.110 Est-ce que c'est à votre connaissance, je 20 vous donne le cas du chemin MATI-HQT-NE? 21 R. Oui. 22 Q.111 Ou le point, ou le chemin ONT-HQT-NE? 23 R. Oui. 24 Q.112 Est-ce que c'est à votre connaissance que, 25 du point de vue informatique j'entends, on

Page 78	Page 80
1 a retiré le point HQT? 2 R. C'est-à-dire on n'a pas retiré le point 3 HQT. C'est à ma connaissance que notre 4 ancien OASIS exigeait qu'on fasse, par 5 exemple, un MATI-HQT-HQT-NE, donc deux, il 6 fallait rentrer deux fois dans OASIS puis 7 il fallait rentrer un MATI-HQT, il fallait 8 rentrer un HQT-NE. Le nouveau système 9 permet de rentrer simplement un MATI-NE et 10 le système prend pour acquis que, bien 11 sûr, ça passe, qu'il y a le point HQT dans 12 le milieu. 13 Q.113 O.K. Puis avant on parlait comme de deux 14 numéros finalement de réservation? 15 R. Oui, oui. 16 Q.114 Et maintenant on parlerait d'un numéro de 17 réservation? 18 R. Oui. Le système permet cette... Je sais 19 à quoi vous faites référence. 20 Q.115 Oui. 21 R. Mais je sais aussi qu'il y a des 22 discussions en cours, comme vous le savez 23 sans doute vous aussi, entre votre cliente 24 et les représentants du Transporteur pour 25 voir comment on gère cette situation-là.	1 R. Oui. 2 Q.117 D'accord. Merci. Ça complète mes 3 questions. 4 LE PRÉSIDENT : 5 Merci, Maître Hamelin. Pour l'ACEF de Québec, 6 Maître Falardeau. 7 CONTRE-INTERROGÉ PAR Me DENIS FALARDEAU, 8 pour l'ACEF de Québec : 9 Monsieur le Président, Madame, Monsieur les 10 Régisseurs. Denis Falardeau pour l'ACEF de Québec. 11 Q.118 Monsieur Clermont, bonjour. 12 R. Bonjour, Maître Falardeau. 13 Q.119 Nous allons débiter avec des questions 14 d'éclaircissement concernant le document 15 vidéo que vous avez présenté hier. 16 Allons-y avec la page 6. 17 R. Ça aurait probablement été plus 18 divertissant si ça avait été un vidéo, 19 mais, malheureusement, c'était juste des 20 acétates PowerPoint. 21 Q.120 Oui. L'important c'est qu'on s'est 22 compris. Allons-y à la page 6 au titre 23 Information concernant les ressources 24 désignées, au deuxième paragraphe, celui 25 intitulé distributeur - Disponibilité des
Page 79	Page 81
1 J'en ai parlé avec vos représentants 2 d'ailleurs cette semaine. Il y a des 3 discussions en cours. Je n'ai pas 4 nécessairement celles qui se sont passées 5 cette semaine parce que j'ai été plus ici 6 qu'au bureau, mais je sais qu'il y a des 7 discussions en cours puis je sais qu'il y 8 a des considérations qui ont été 9 soulevées. 10 Sur la base des principes, vous 11 m'avez fait dire que les droits des 12 clients et les types de services qu'ils 13 avaient souscrits ne devraient pas être 14 changés par un changement de système. Je 15 pense qu'en termes de principe on s'entend 16 là-dessus. 17 Là, je pense qu'il y a des questions 18 sur l'opérationnalisation et la 19 compréhension de comment la possibilité de 20 faire un MATI-NE, par exemple, va se gérer 21 en termes de déplacement, de priorité et 22 de... 23 Q.116 Alors, je comprends de ça qu'on est tous 24 conscients qu'il y a cette problématique- 25 là?	1 ressources. A la première puce, et je 2 vais citer la phrase: 3 « Ressources 4 disponibles pour 5 alimenter la charge 6 locale sur une base 7 non interruptible. » 8 Quand on parle de base non, interruptible 9 on entend quoi au juste, est-ce qu'on 10 parle comme, par exemple, de l'éolien, de 11 qu'est-ce qu'on parle? 12 R. Non, non. Je comprends la question de 13 clarification. Non, on fait référence en 14 fait spécifiquement à l'article 1.40.1 qui 15 dit que, bon, on en a parlé, une ressource 16 désignée ne doit pas servir à faire des 17 ventes sur une base non interruptible. 18 Donc, on doit pouvoir interrompre puis on 19 doit toujours pouvoir interrompre la vente 20 pour la faire à partir d'une ressource. 21 Donc, dans ce cas-ci c'est vraiment dans 22 le contexte que l'attestation, 38.1 c'est 23 l'attestation, que l'attestation va 24 attester que la ressource qui est désignée 25 ne fait pas l'objet de vente ferme ou non

Page 82 1 interruptible à des tiers. 2 10H20 3 Q.121 O.K. Donc, quand on parle de base non 4 interruptible, on ne parle pas d'un 5 élément physique mais c'est une condition? 6 R. On parle d'un attribut du contrat. Bien, 7 du contrat ou de la vente. 8 Q.122 Parfait. Allons-y maintenant à la page 8. 9 Toujours question de clarification. Et ça 10 c'est le titre « Procédure de suppression 11 de désignation de ressource ». A la 12 première puce, et là je vais la citer pour 13 les fins de l'enregistrement: 14 « Ressource impliquant 15 l'utilisation d'un 16 chemin affiché sur 17 OASIS. » 18 Quand on parle de chemin affiché, on parle 19 entre autres des... parmi le chemin, il y 20 a les interconnexions avec le réseau 21 extérieur? 22 R. Oui. 23 Q.123 O.K., parfait. Et finalement, toujours 24 dans le même document, à sa page 10, au 25 titre « Procédure de suppression de	Page 84 1 je parle pour vous. Est-ce que ça vous 2 cause un problème pour la gestion du 3 réseau ou pour, par exemple, l'accès au 4 réseau par un tiers? 5 R. Même si l'information n'est pas sur OASIS, 6 l'information qui est transmise par le 7 distributeur c'est donc le plan des 8 charges et des ressources, et parfois des 9 avis de nouvelles désignations ou des avis 10 de suppressions, plus rarement comme on 11 l'a vu. Donc, cette information-là est 12 connue par le Transporteur. Ce qui 13 s'ajoute comme obligation ou comme demande 14 que FERC a faite et que nous avons ajoutée 15 à nos Tarifs c'est que dorénavant cette 16 information-là sera mise de façon publique 17 sur le site OASIS. 18 Donc, en termes d'information que le 19 Transporteur a, les modifications visent 20 plus à s'assurer que ces informations ou 21 que les informations relatives à la 22 désignation, suppression, soient mises à 23 la connaissance de l'ensemble des clients. 24 Q.125 Donc, ça ne vous compliquait pas la vie 25 pour ce qui est du...
Page 83 1 désignation de ressource », à la première 2 puce, et je la cite aussi: 3 « Les ventes 4 interruptibles ont 5 toujours été 6 permises. » 7 Qu'est-ce qu'on entend par ventes 8 interruptibles? 9 R. Je ne sais pas, je vais utiliser le 10 synonyme ou le concept équivalent puis 11 vous me direz si c'est suffisamment clair, 12 sinon je pourrai expliquer. Donc, une 13 vente interruptible c'est une vente non 14 ferme, donc c'est une vente qu'on peut 15 interrompre pour ramener la ressource en 16 tout temps pour l'alimentation de la 17 charge locale. 18 Q.124 O.K. Allons-y maintenant avec d'autres 19 questions de clarification toujours. 20 Actuellement, et là je comprends que vous 21 êtes le Transporteur mais il y a beaucoup 22 de questions qui ont un lien avec le 23 distributeur. Bon, actuellement, le 24 distributeur n'affiche pas la désignation 25 de ressource sur le système OASIS. Et là	Page 85 1 R. Pas du tout. 2 Q.126 ... du statu quo si je puis dire? 3 R. Pas du tout. 4 Q.127 O.K. Toujours actuellement, et là je fais 5 référence aux charges locales et aux 6 besoins d'import-export du distributeur. 7 Actuellement, le traitement et le 8 placement des demandes pour la désignation 9 et la suppression des ressources, ça se 10 fait comment? 11 R. Aujourd'hui, ça se fait par l'envoi d'une 12 lettre, note interne ou correspondance 13 interne adressée à la responsable de 14 l'application des Tarifs et Conditions, 15 qui est madame Lalande. 16 Donc, madame Lalande reçoit une 17 lettre du distributeur qui dit: « Veuillez 18 prendre note que le distributeur souhaite 19 ajouter la désignation de Copper 20 Mountain... » on sait que c'est un cas 21 fictif mais « ... de Copper Mountain à la 22 liste des ressources qui sont désignées » 23 et avec les caractéristiques nécessaires. 24 Dans le cas d'une suppression, la 25 même chose, une lettre envoyée à la

Page 86	Page 88
1 responsable de l'application des Tarifs et 2 Conditions. 3 Q.128 O.K. Et encore une fois, l'avis n'est pas 4 compliqué pour vous avec la situation 5 actuelle? 6 R. Pas du tout. 7 Q.129 Allons-y maintenant avec une autre 8 question. Dans une situation où il s'agit 9 d'importer de l'énergie ou de la puissance 10 pour la charge locale en période de 11 pointe, si le projet d'utiliser le système 12 OASIS est accepté pour la désignation et 13 la suppression de ces ressources, quelles 14 sont les contraintes selon vous que le 15 distributeur va rencontrer, et toujours 16 selon vous, quels seront les délais 17 d'opération? 18 R. Il faut distinguer deux périodes de temps, 19 la première étant la désignation. Donc, 20 la désignation étant quelque chose qui 21 peut se faire pour une... qui peut se 22 faire en fait pour toutes les périodes qui 23 sont autorisées au Tarif. Donc, la 24 désignation, l'inscription, qui se 25 matérialise concrètement dans le cas d'une	1 de transport. 2 Q.130 Et dans ces inscriptions-là, est-ce qu'il 3 y a un délai maximal déjà de prévu? 4 L'idéal c'est quoi? C'est le plus tôt 5 possible, je comprends, mais... 6 R. Le délai est dépendant du type de service 7 que vous souhaitez inscrire. Donc, un 8 service horaire peut être dans la journée 9 d'avant. Un service hebdomadaire, par 10 exemple, doit l'être une semaine avant le 11 début du service. Dans le mode d'emploi 12 OASIS ou le guide OASIS, on trouve un 13 tableau qui indique les délais avec 14 lesquels vous pouvez rentrer votre 15 demande. 16 Q.131 O.K. Et ces délais, ce sont des 17 références ou ce sont des exigences 18 inscrites de façon réglementaire? 19 R. Ce ne sont pas des exigences 20 réglementaires, ce sont des pratiques 21 opérationnelles qui sont standards dans 22 l'industrie. Quand on parle de NAESB, 23 c'est justement un organisme qui propose 24 de telles règles qui sont suivies par è 25 peu près tout le monde à ma connaissance.
Page 87	Page 89
1 interconnexion par l'inscription d'un 2 QCRD, donc d'une capacité qui est dédiée à 3 l'alimentation de la charge locale par un 4 import. Donc, d'une part, ça, ça se fait 5 aussitôt que le distributeur souhaite 6 l'entrer. 7 Bien sûr il y a, comme pour tous les 8 services de transport, il y a aussi 9 l'horizon de la programmation. Le fait 10 que vous détenez une réservation ou un 11 QCRD ne fait pas transiter de l'énergie. 12 Vous devez annoncer, soit dans l'heure qui 13 précède ou la journée qui précède, c'est 14 les horizons du Transporteur, vous devez 15 annoncer votre intention, vos programmes 16 d'utiliser votre réservation ou votre 17 inscription. 18 C'est déjà comme ça et on ne propose 19 aucune modification à cet aspect 20 opérationnel des choses. C'est la logique 21 qui est utilisée par tous les clients, y 22 compris le distributeur, même pour 23 l'alimentation de la charge locale, 24 puisque l'alimentation de la charge locale 25 est quand même l'utilisation d'un service	1 Q.132 O.K. Et du côté toujours, encore une 2 fois, c'est du côté du distributeur, mais 3 toujours à votre connaissance, ailleurs, 4 soit au Canada ou aux États-Unis, est-ce 5 qu'il y a de telles exigences qui sont 6 adressées à des distributeurs pour avoir 7 l'obligation d'inscrire au système OASIS? 8 Selon votre connaissance, bien entendu. 9 R. Écoutez, de façon générale, le commerce et 10 l'information reliée à l'utilisation des 11 services de transport doivent se retrouver 12 sur OASIS, c'est une des raisons d'être 13 d'OASIS. Sans avoir de référence à des 14 cas précis, c'est un principe qui est 15 généralement reconnu. Donc dans le cas ou 16 dans les juridictions où il y a du 17 transport physique, comme le Québec, je 18 présumerais que ce serait le cas. 19 Q. C'est ça. Donc, sans l'affirmer, on peut 20 présumer qu'ailleurs, lorsque c'est une 21 situation semblable, ça se fait? 22 R. Ce serait dans la logique et dans le 23 respect des grands principes et des 24 pratiques. 25 Q.133 Concernant le partage des réserves,

Page 90	Page 92
1 quelles sont les informations qui doivent 2 être fournies au Transporteur et quelles 3 sont les informations qui doivent être 4 affichées sur OASIS lorsque les réserves 5 sont utilisées? Parce que j'imagine qu'il 6 y a quand même, sans parler de filtre, il 7 y a des choses qui sont affichées puis il 8 y en a d'autres que vous conservez chez 9 vous? 10 R. C'est-à-dire sur OASIS, il faut qu'un 11 client qui aille voir... n'importe quel 12 client qui fait l'interrogation, par 13 exemple, d'une interconnexion en 14 particulier, il faut qu'il puisse voir 15 tous les services de transport de tous les 16 types qui sont prévus soit pour l'heure 17 d'ensuite ou la journée ou le mois. Donc, 18 le partage de réserves ou la quantité 19 d'énergie qui est réservée, ou la partie 20 de capacité qui est réservée pour faire du 21 partage de réserves doit être affichée sur 22 OASIS. 23 Ceci dit, je vous ai dit que nous ne 24 faisons pas de partage de réserves alors 25 je ne peux pas vous dire comment ce serait	1 d'énergie, c'est pour ça qu'on a tendance 2 à plus utiliser interruptible, non 3 interruptible, pour qualifier la vente 4 d'énergie, et ferme, non ferme, qui est ce 5 qui est dans les Tarifs puis ce qui est 6 dans le site OASIS pour qualifier le 7 service de transport qui y est associé. 8 Q.138 Hier, vous avez parlé de vente système. 9 On va parler du Québec, bien entendu. La 10 vente système pour le Québec ce serait une 11 vente qui transite par le point HQT? 12 R. Qui transite par le point HQT, 13 effectivement, mais une vente système 14 c'est plus généralement une vente qui est 15 faite à partir de l'ensemble... donc qui 16 n'identifie pas une source de production 17 précise. Je vais reprendre l'analogie de 18 la soupe, je pense que tout le monde a 19 compris. Donc, c'est une vente qui vient 20 de la soupe plutôt que de venir de ce 21 groupe. 22 Q.139 O.K. Donc, par exemple, s'il y a un 23 contrat qui détermine un chemin en 24 direction des États-Unis, automatiquement 25 ça veut dire qu'il va passer pas
Page 91	Page 93
1 affiché sur OASIS, je n'ai jamais fouillé 2 ça. Mais il reste qu'il faut que cette 3 information-là soit disponible pour tous 4 les clients parce que c'est une capacité 5 qui est utilisée et donc qui n'est pas 6 disponible à d'autres fins. 7 Q.134 Quand on parle de vente ferme et de vente 8 interruptible, on parle de la même chose? 9 R. Vente ferme et non interruptible, c'est la 10 même chose. 11 Q.135 Oui, excusez, O.K. Excusez-moi. 12 R. Donc, non ferme et interruptible. 13 Q.136 Je vais changer de lunettes. Hier, vous 14 avez parlé de... 15 R. Excusez... 16 Q.137 Oui? 17 R. Je veux juste préciser, c'est une question 18 de compréhension générale. La notion de 19 vente interruptible ou non interruptible 20 évite la confusion par rapport à ferme, 21 non ferme, parce que ferme, non ferme, ça 22 fait référence à des qualités, des 23 attributs du service de transport. Alors, 24 pour éviter la confusion entre le 25 transport sous-jacent et la vente	1 nécessairement par le point HQT, ou même 2 peut-être que... est-ce que le point HQT 3 ne fait pas partie des trajets possibles 4 ou il fait partie, parmi les autres 5 trajets possibles pour acheminer l'énergie 6 vers les États-Unis? 7 R. Le point HQT est un point de réception 8 possible pour envoyer de l'énergie vers 9 les États-Unis, oui. 10 Q.140 Mais parmi tant d'autres? 11 R. Bien sûr. On en a discuté avec votre 12 collègue précédente, on a discuté d'un 13 MATI, par exemple, le MATI-NE ou le MATI- 14 HQT-HQT-NE, il peut y avoir ça. Mais il 15 peut y avoir juste un HQT-NE, oui. Donc, 16 le point HQT est un point de réception 17 possible. 18 Q.141 Dans les contrats de transport du type pro 19 forma de la FERC, selon vous, est-ce que 20 le client doit indiquer s'il s'agit d'un 21 service associé à des ventes fermes et non 22 interruptibles? Est-ce que c'est inscrit 23 selon vous? Toujours à votre 24 connaissance. 25 R. Que c'est inscrit où?

Page 94 1 Q.142 Dans les contrats types de FERC. 2 R. Nos Tarifs et conditions sont généralement 3 assez ressemblants aux contrats types. Il 4 y a des adaptations nécessaires mais c'est 5 essentiellement la même base. Et les 6 Tarifs et conditions se préoccupent de la 7 qualification des services de transport. 8 La notion d'interruptible, non 9 interruptible fait référence à des ventes, 10 donc à des concepts qui ne sont pas ceux 11 du Transporteur. 12 Q.143 O.K., mais selon... 13 R. Pour le Transporteur, la seule chose qui 14 est importante c'est qu'il sache qu'il 15 peut utiliser l'ensemble des centrales qui 16 sont désignées pour alimenter sa charge 17 locale au moment où il souhaite le faire. 18 Donc, il peut en tout temps ramener une 19 centrale. 20 Mais ça ne donne pas d'indication, 21 nécessairement d'indication sur la nature 22 sous-jacente de la vente qui est faite 23 d'autre part par une entité complètement 24 extérieure au Transporteur. 25 Q.144 O.K. Ce que je comprends de votre réponse	Page 96 1 américain, est-ce que le Transporteur est 2 capable de conclure qu'il s'agit de vente 3 ferme, non interruptible, à un tiers mais 4 dont la ressource associée ne peut servir 5 de ressource désignée par le distributeur? 6 Parce que hier, de la façon dont vous 7 présentiez la chose, vous étiez un peu 8 comme - si vous me permettez l'expression 9 - un tuyau, vous transportez l'énergie. 10 Mais malgré tout, supposons que le 11 distributeur a un contrat qui fait en 12 sorte qu'il y a de l'énergie qui est 13 envoyée aux États-Unis, il y a une 14 ressource qui risque d'être désignée, est- 15 ce que vous êtes en mesure de vérifier 16 qu'est-ce qui est en malgré tout, non? 17 R. Non. Dans la mesure où, comme je l'ai 18 dit, la nature et le contenu des contrats 19 ne sont pas à la connaissance du 20 Transporteur. Le type de service de 21 transport utilisé donc, pour passer dans 22 le tuyau, ne donne aucune indication sur 23 la nature sous-jacente du type de vente 24 qui est faite ou du contrat qui lui est 25 associé.
Page 95 1 là, on parle de chez nous, mais si on 2 parle d'ailleurs, dans les types de 3 contrat FERC, ce genre d'information là 4 est-ce que ça fait partie des choses qui 5 sont prévues à être indiquées? Toujours 6 selon votre connaissance, Monsieur 7 Clermont. 8 R. Non, pas plus. Parce que comme je vous 9 disais, nos Tarifs et conditions, bon, on 10 focusse beaucoup sur les exceptions, mais 11 nos Tarifs et Conditions sont généralement 12 assez semblables à ceux de FERC. 13 Q.145 O.K. Toujours en référence à la FERC, 14 j'ai parlé de nos définitions parce que 15 Hydro c'est nous aussi, nos définitions de 16 ressource interruptible et de vente 17 interruptible, est-ce que c'est semblable 18 à celles de la FERC ou il y a des nuances? 19 R. Non, non, il faut que ce soit les mêmes 20 concepts. 21 Q.146 O.K. Et finalement, ça c'est la dernière 22 question. Si un contrat de transport à 23 long terme précise une ressource et que 24 cette ressource-là est en lien avec un 25 contrat ferme de long terme pour un client	Page 97 1 Q.147 O.K. Mais c'est du long terme, non? 2 R. Vous pouvez très bien avoir une 3 réservation de service de transport long 4 terme et ne faire que des ventes dans le 5 marché, donc rappelables en tout temps et 6 qui ne sont pas sur une base non 7 interruptible. C'est tout à fait 8 possible. C'est votre choix, c'est le 9 choix d'affaires du producteur ou du... 10 d'un producteur, ou du propriétaire de la 11 ressource. 12 Q.148 Parce que le client a dit: « Bien, je 13 désigne telle ressource, c'est du long 14 terme. » Ça n'allume pas une alarme chez 15 vous? Non? 16 R. Non. Non parce que c'est tout à fait 17 possible de juste aller systématiquement 18 dans les marchés puis prendre les prix de 19 marché. Et c'est une pratique d'affaires 20 très très courante et légitime. 21 Q.149 Merci. 22 Me DENIS FALARDEAU : 23 Merci, Monsieur le Président. 24 LE PRÉSIDENT : 25 Merci, Maître Falardeau.

Page 98 1 Nous allons prendre une pause et revenir à 11 h 00. 2 SUSPENSION DE L'AUDIENCE 3 11H03 4 REPRISE DE L'AUDIENCE 5 LE PRÉSIDENT : 6 Alors reprise de l'audience. Concernant les 7 technicalités pour l'audience à huis clos, la Régie 8 fait encore des vérifications au niveau des 9 arrangements de salle requis, notamment les micros 10 et et caetera. Donc, elle n'a pas pour l'instant 11 l'ensemble des informations pour dire si le huis 12 clos sera au tout début ou à la fin de l'après-midi, 13 le cas échéant. Donc, quand nous aurons les 14 informations nous pourrons vous en informer. Sur 15 ce, nous en sommes aux questions de la Régie. Donc, 16 Maître Ouimette. 17 INTERROGÉ PAR Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE, 18 pour la Régie : 19 Merci, Monsieur le Président. Ce sera très court. 20 Q.150 Je vais vous inviter, Monsieur Clermont, à 21 prendre, si vous ne l'avez pas déjà, 22 l'article 37.1. En fait, deux questions 23 de clarification. 37.1, dès le début de 24 l'article il est prévu que: 25 « Le distributeur doit	Page 100 1 ma compréhension c'est que ça vient du 2 distributeur. Je ne peux pas voir le cas 3 où... Mais je vois, d'autre part, et en 4 général quand il y a quelque chose dans 5 les Tarifs il y a une raison pourquoi 6 c'est là. Je n'ai pas nécessairement tout 7 l'historique, mais je ne vois pas vraiment 8 ce cas-là. 9 Q.153 Et au paragraphe (v), l'ajout que vous 10 avez fait concernant l'attestation, 11 également ici il est indiqué que: 12 « Une déclaration doit 13 être signée par le 14 représentant autorisé 15 ou le mandataire du 16 distributeur. » 17 Ici, lorsque vous faites référence au 18 mandataire du distributeur vous faites 19 référence à qui? Ou plutôt qui pourrait 20 être le mandataire du distributeur au sens 21 de l'ajout qui est proposé ici? 22 R. Encore une fois, dans les faits je ne vois 23 pas qui d'autre que le distributeur. Je 24 pourrais... Je ne peux pas vraiment 25 imaginer de situation où le distributeur
Page 99 1 fournir annuellement, 2 ou faire fournir... » 3 Pourriez-vous nous préciser qui d'autre 4 que le distributeur peut vous fournir 5 l'information prévue à l'article 31? 6 37.1, pardon. 7 R. Excellente question. Écoutez, dans les 8 faits c'est toujours le distributeur, qui 9 l'a fournie. 10 Q.151 Est-ce qu'il y a quelqu'un d'autre que le 11 distributeur qui pourrait fournir ces 12 informations-là? On essaie juste de 13 comprendre pourquoi. Évidemment, ce n'est 14 pas un ajout que vous avez fait, c'est au 15 texte existant. Mais on essaie quand même 16 de voir si quelqu'un d'autre que le 17 distributeur pourrait fournir 18 l'information annuellement au 19 Transporteur. 20 R. Je lis comme vous « ou faire fournir ». 21 Dans ma tête toute la Partie IV 22 s'appliquait au distributeur. 23 Q.152 Donc, personne d'autre que le distributeur 24 peut vous fournir l'information? 25 R. Je vois que c'est prévu aux Tarifs, mais	Page 101 1 donnerait le mandat à quelqu'un d'autre de 2 le faire. J'imagine à un producteur 3 éolien, par exemple, le distributeur 4 pourrait à la limite demander. Reprenons 5 Copper Mountain quant à rester cohérent, 6 pourrait demander au producteur ou au 7 propriétaire ou à l'exploitant de Copper 8 Mountain de le faire en son nom. Mais je 9 ne vois vraiment pas. 10 Q.154 Ça va, ça clarifie, Monsieur Clermont. Je 11 vous remercie. 12 LE PRÉSIDENT : 13 Pour la formation de la Régie, Madame Gervais. 14 INTERROGÉ PAR Mme LUCIE GERVAIS : 15 Je vous remercie. 16 Q.155 Bonjour, Monsieur Clermont. Je vous 17 amènerai à la pièce HQT-8, Document 5. 18 C'étaient vos réponses à la DDR numéro 1 19 de Newfoundland and Labrador Hydro. C'est 20 à la page 30 de 37 et c'était votre 21 réponse à la question 16.9R ou révisée. 22 C'est une question de clarification pour 23 bien comprendre. 24 R. J'ai le texte. 25 Q.156 C'est beau. Alors, je vais vous lire

Page 102

1 essentiellement la phrase que je veux
2 clarifier. Ça commence à la ligne 22
3 jusqu'à 26. Alors, on dit, en fait je
4 vais vous ramener à la phrase avant:
5 « Dans son cas... »
6 Donc, on parlait du distributeur.
7 « ... ce sont plutôt
8 les articles 1.40.1 et
9 38.1 in fine de la
10 Partie IV des Tarifs
11 et conditions qui
12 traitent des
13 ressources
14 initialement
15 désignées. »
16 Donc, on parle de ressources initialement
17 désignées.
18 « En vertu de ces
19 dispositions, les
20 ressources
21 initialement désignées
22 du distributeur sont
23 l'électricité
24 patrimoniale et les
25 centrales pouvant

Page 103

1 servir à alimenter la
2 charge locale du
3 distributeur en date
4 du 1er janvier 2001. »
5 C'est le « et » que j'aimerais clarifier.
6 Je comprends que ça ne s'additionne
7 pas, ce n'est pas 165 plus 165, on ne
8 parle pas de 330 ou à peu près. Je
9 voulais juste voir est-ce que je devrais
10 comprendre ce « et » là comme si on lisait
11 essentiellement les ressources
12 initialement désignées sont l'électricité
13 patrimoniale à partir des centrales
14 pouvant alimenter qui étaient en 2001? Je
15 ne sais pas là, j'aimerais juste clarifier
16 le « et » finalement comment je devrais le
17 conclure, ça porte un petit peu à
18 confusion.
19 R. Bien, je pense que, clairement, on ne fait
20 pas référence à deux fois 165. Je pense
21 qu'on s'entendra tous facilement là-
22 dessus.
23 Q.157 J'avais compris ça aussi. D'habitude
24 quand on dit « et » c'est la fonction,
25 alors je voulais juste clarifier.

Page 104

1 J'aimerais que vous nous expliquiez un
2 peu.
3 R. Bien, écoutez, je comprends le libellé de
4 la réponse. La seule clarification que je
5 vous ferais c'est qu'on considère
6 généralement... on considère généralement
7 les centrales qui sont désignées par
8 l'effet de 38.1 comme les centrales
9 sources de l'électricité patrimoniale. Je
10 comprends que ça ne clarifie pas
11 nécessairement le « et » dans la réponse,
12 mais de la façon dont on le voit
13 généralement c'est que les centrales qui
14 étaient au 1er janvier sont les centrales
15 sources de l'électricité patrimoniale.
16 C'est le libellé ou le concept.
17 Q.158 Donc, ce serait vraiment comme
18 l'électricité patrimoniale à partir des
19 centrales qui étaient là finalement, c'est
20 ce que ça veut dire? C'est comme ça que je
21 devrais le... je comprends votre point de
22 source. C'est beau, je vous remercie.
23 J'ai une deuxième question. Je vous
24 amènerais au document C-13.38 qui nous a
25 été déposé, je pense, hier ou avant-hier.

Page 105

1 La Convention de service accélérée pour un
2 service de transport à long terme de point
3 à point de 225 MW portant sur
4 l'interconnexion HQT-HIGHGATE.
5 R. C'est le document déposé par maître
6 Turmel?
7 Q.159 C'est ça.
8 R. O.K.
9 Q.160 Alors, vous mentionniez hier ou avant-
10 hier, hier, que vous ne regardiez pas les
11 contrats en arrière finalement. Le
12 paragraphe 2 à la première page dit:
13 « Le client du service
14 de transport bénéficie
15 d'un service de
16 transport à long terme
17 de point à point en
18 vertu du Contrat de
19 puissance et d'énergie
20 garanties conclu entre
21 Hydro-Québec et le
22 Vermont Joint Owners
23 le 4 décembre 1987. »
24 Le fait que ce soit en vertu d'un contrat
25 de puissance et d'énergie garanties, est-

	Page 108
Page 106 1 ce que ça ne sous-entend pas que c'est un 2 contrat ferme ou un contrat non 3 interruptible plutôt? 4 R. Ça pourrait le sous-entendre. Ceci dit, 5 bon, garanties, puis encore là pour 6 pouvoir vous donner une interprétation qui 7 serait correcte puis qui refléterait les 8 intentions des parties, il faudrait le 9 lire ou il faudrait voir. Parce que ce 10 n'est pas impensable des contrats de... 11 des contrats qui sont signés et dont 12 l'énergie est rappelable. C'est possible. 13 Dans ce cas-ci d'énergie garantie, 14 est-elle nécessairement garantie à partir 15 des ressources du Québec ou Hydro-Québec 16 peut les acheter dans le marché de la 17 Nouvelle-Angleterre et les fournir? C'est 18 là où c'est une interprétation possible, 19 mais ce n'est pas nécessairement la seule 20 qui est possible. Ça fait que tant qu'on 21 ne peut pas voir le contrat, c'est 22 difficile de se prononcer. 23 Mais je comprends ce que vous dites, 24 ce n'est pas impossible, mais il pourrait 25 y avoir d'autres possibilités aussi.	1 part, en vous référant au contexte des 2 articles 1.40.1 et 38.1, un engagement de 3 vente à un tiers sur une base 4 interruptible et un engagement de vente à 5 un tiers sur une base non interruptible, 6 en précisant à chaque fois qui sont les 7 parties à ces engagements ou conventions 8 de façon à ce qu'on ait au même endroit 9 dans les notes sténographiques ces quatre 10 éléments clairs en contraste. Merci. 11 R. Je pense que je les ai pris dans l'ordre, 12 je vais essayer. 13 Alors, une convention de service long 14 terme ferme, donc forcément entre le 15 Transporteur et un client du service de 16 transport vise une capacité de transport, 17 donc comme on a dit long terme, du 18 transport ferme long terme, donc vise 19 forcément une période plus longue qu'un an 20 entre le Transporteur et un client du 21 service de transport. On comprend que 22 cette réservation doit être programmée sur 23 les horizons pertinents. 24 Pour ce qui est de la convention de 25 service de transport non ferme, en fait on
	Page 109
1 Q.161 C'est beau. Je vous remercie de la 2 clarification. C'est tout pour moi. 3 LE PRÉSIDENT : 4 Alors, ceci complète les questions de la Régie. 5 Maître Dunberry, avez-vous des questions en 6 réinterrogatoire? 7 RÉINTERROGÉ PAR Me ÉRIC DUNBERRY, 8 pour le Transporteur : 9 Oui. 10 Q.162 Quelques questions en réinterrogatoire, 11 Monsieur Clermont. La première question, 12 vous m'excuserez de vous faire répéter, 13 mais il m'apparaît utile de mettre en 14 contraste quatre réalités auxquelles vous 15 avez référé au cours des deux dernières 16 journées à différents endroits dans les 17 notes sténographiques, et pour simplifier 18 la relecture je vous demanderais de mettre 19 en contraste et de bien définir quatre 20 choses. Une convention de service de 21 transport ferme, d'abord. En second lieu, 22 une convention de service de transport non 23 ferme, et là on réfère évidemment au 24 service de transport, d'une part. Alors 25 vous avez deux éléments. Et, d'autre	1 y réfère souvent aussi à la convention 2 parapluie. Parce que quand un client, par 3 exemple, veut faire une transaction 4 horaire, on ne va pas signer une 5 convention de service à chaque fois. On 6 signe ce qu'on appelle une convention de 7 service parapluie qui permet au client de 8 faire des transactions sur une base non 9 ferme. Donc, encore ici on est entre HQT 10 et un client du service de transport. Et 11 donc, ça permet d'avoir accès au service, 12 au produit de transport non ferme offert 13 par le Transporteur. 14 Dans le cas de vente à un tiers 15 interruptible, dans ce cas-ci, comme, vous 16 avez raison, je l'ai mentionné, c'est donc 17 les parties, les parties impliquées sont 18 un producteur et un client. Un 19 producteur, donc c'est ça, et un client, 20 donc vraisemblablement un distributeur, 21 quelqu'un qui alimente une charge ou qui a 22 une consommation. Donc, c'est entre un 23 producteur et un client. 24 Dans le cas d'une vente, le premier 25 cas, interruptible, donc c'est des ventes,

Page 110

1 et je suis peu familier avec ce genre de
2 contrats là, mais des ventes qui peuvent
3 être interrompues. Donc, des ventes qui
4 peuvent être interrompues.

5 Dans le cas d'une vente à un tiers
6 sur une base non interruptible, encore ici
7 contrat vraisemblablement, bien non,
8 contrat entre un producteur et un client,
9 et la nature de cette vente-là est, bon,
10 ferme. Mais je ne veux pas réutiliser
11 ferme pour éviter la confusion avec le
12 transport. Donc, la livraison d'énergie
13 ne peut pas être interrompue à la
14 discrétion du producteur.

15 Q.163 Et vous avez utilisé l'expression de
16 « ramener » la centrale aux fins de
17 l'alimentation de la charge locale qui, si
18 je l'ai bien compris lors de votre
19 témoignage, au-delà des discussions
20 juridico-économiques, le test dans le
21 marché, si j'ai compris, c'est la capacité
22 du Transporteur ou du contrôleur de
23 mouvements d'énergie de ramener. Qu'est-
24 ce que vous vouliez dire spécifiquement
25 lorsque vous avez utilisé cette

Page 111

1 expression-là basée sur vos observations
2 personnelles en qualité de responsable à
3 la commercialisation?

4 R. Oui. Dans le cas d'une ressource qui est
5 utilisée, le critère pour le Transporteur
6 de la notion d'interruptible ou de non
7 interruptible, donc pour l'exploitant du
8 réseau, le coordonnateur de la fiabilité,
9 c'est puis-je ramener en tout temps ce
10 groupe ou cette centrale pour alimenter la
11 charge locale du Québec? Dans d'autres
12 causes, le contrôleur de la fiabilité, le
13 contrôleur du réseau est venu expliquer
14 qu'à ce jour toutes les centrales qui sont
15 désignées par le Producteur il pouvait
16 effectivement les ramener en tout temps
17 pour l'alimentation de la charge locale.

18 Q.164 Merci.

19 Deuxième sujet, Monsieur Clermont.
20 On a beaucoup parlé, quand on relit les
21 notes et c'est ce que j'ai fait hier soir
22 et tôt ce matin, de ventes fermes à des
23 tiers. Il y a un mot qui manquait
24 systématiquement dans ces discussions-là,
25 c'est le mot « système ». Vente système,

Page 112

1 interruptible ou non interruptible, à des
2 tiers. Pourriez-vous, s'il vous plaît,
3 comme première question, décrire et
4 définir en termes clairs ce qu'est, dans
5 le contexte québécois, une vente système?

6 R. Oui. Alors, c'est une vente qui est faite
7 à partir, puis je reviendrai à l'analogie
8 de la soupe de maître Hamelin je pense qui
9 est un concept que tout le monde comprend
10 bien. Donc, c'est une vente qui est faite
11 à partir de l'énergie produite sur
12 l'ensemble du système. Donc, forcément de
13 l'énergie supplémentaire, donc en quantité
14 plus grande que celle qui est requise pour
15 alimenter la charge locale, mais pour
16 laquelle il n'est pas possible de savoir
17 la provenance exacte. Elle vient de
18 l'ensemble des sources de production qui
19 sont raccordées au réseau. C'est ce qu'on
20 appelle une vente système. Donc,
21 l'énergie est puisée à partir du bassin ou
22 du système.

23 Q.165 Si je comprends bien, donc aucune centrale
24 n'est dédiée à une vente système?

25 R. N'est dédiée à cette vente. Donc,

Page 113

1 effectivement, l'ensemble des centrales
2 constitue l'ensemble du système et
3 l'énergie vient de cet ensemble-là.

4 Q.166 Bon. Vous nous avez également parlé du
5 point HQT, Monsieur Clermont. Vous nous
6 avez dit que le point HQT, reconnu dans
7 les Tarifs et par la Régie, est la
8 représentation de l'ensemble du réseau
9 d'Hydro-Québec, du réseau de transport
10 d'Hydro-Québec.

11 Je vous pose la question suivante.
12 Est-ce qu'il existe un lien au Québec
13 entre l'existence, connue et reconnue du
14 point HQT, et la faculté ou la possibilité
15 ou la facilité avec laquelle on peut
16 réaliser des ventes système à partir du
17 Québec?

18 R. Bien, clairement c'est un élément
19 essentiel à la possibilité de faire des
20 ventes système puisque si chacune des
21 centrales représentait un point de
22 livraison ou un point de réception, mais
23 dans ce cas-ci donc un point de réception
24 sur le réseau du Transporteur, cette
25 capacité-là s'en trouve diminuée ou

Page 114	Page 116
1 contrainte. Dans la mesure où le point 2 HQT représente l'ensemble du réseau, c'est 3 sûr que c'est la caractéristique qui 4 permet de faire des ventes de type 5 système. 6 Q.167 Merci beaucoup, Monsieur Clermont. 7 Dernière question. On a parlé beaucoup de 8 suppression sans discuter des modalités de 9 suppression sous l'angle et à la lumière 10 des ordonnances de la FERC. Et vous avez 11 souvent indiqué, en réponse à des 12 questions, que vous vous attendiez à 13 recevoir dans certaines circonstances, 14 auxquelles je n'ai pas à revenir, de 15 recevoir une information, un avis qu'il y 16 aurait possiblement dans ces cas une 17 suppression dans une forme. 18 Pourriez-vous, à la lumière des 19 décisions de la FERC, et plus 20 particulièrement sans doute la décision 21 890-C que vous connaissez bien, nous 22 parler des modalités de suppression, et je 23 réfère aux expressions slice of system et 24 unit by unit? Pourriez-vous préciser de 25 quoi il s'agit exactement au niveau de	1 retire de l'ensemble du système une 2 quantité d'énergie. Ça, c'est la 3 désignation, bien, la suppression par type 4 slice of system. 5 Q.168 Dernier point de précision, Monsieur 6 Clermont. L'inscription, l'acronyme QCRND 7 réfère à quoi? 8 R. Bien, littéralement Québec ressources non 9 désignées. Donc, c'est une inscription 10 sur un chemin, un chemin OASIS qui permet 11 au distributeur... bien, qui permet 12 d'alimenter la charge locale à partir 13 d'une ressource, forcément hors système 14 puisqu'on parle d'une interconnexion, qui 15 n'a pas été désignée. 16 Q.169 Parfait. Merci beaucoup, Monsieur 17 Clermont. 18 INTERROGÉ PAR LE PRÉSIDENT : 19 Q.170 J'aurais peut-être une précision sur les 20 réponses qui viennent d'être données, 21 Monsieur Clermont. Quand vous avez 22 mentionné pour une vente à un tiers, 23 interruptible ou non interruptible, vous 24 avez dit c'est une vente entre un 25 producteur et un client. Le mot
Page 115	Page 117
1 l'effet de ce type de suppression sur les 2 désignations de ressources? 3 R. Hum-hum. Oui. Alors ce sont deux des 4 mécanismes dont FERC discute dans les 5 ordonnances 890. Prenons le premier qui 6 est la suppression par groupe ou unit of 7 system. Ce serait un cas où la 8 suppression de désignation serait de dire, 9 par exemple, la centrale IREQ ou deux 10 groupes de la centrale IREQ ne servent 11 plus à alimenter la charge locale, mais 12 doivent être affectés à la vente, à la 13 réalisation d'un des services de 14 transport. Donc, présument que ça 15 supporte un contrat qui lui est associé 16 entre le Producteur et son client. 17 Dans le cas d'une suppression par 18 slice of system, mécanisme que FERC a 19 aussi reconnu, elle dit, bien, prenons 20 l'ensemble des capacités qui sont 21 désignées et de ça soustrayons un montant, 22 une quantité d'énergie de cette quantité 23 d'énergie qui y est désignée. Et là ça 24 fait référence à ce n'est pas un groupe, 25 une centrale, mais c'est l'ensemble. On	1 « client » ici ne veut pas dire client du 2 service de transport, veut dire un tiers, 3 n'importe quel tiers, est-ce que c'est 4 exact? 5 R. Quelqu'un qui a une charge. Ce sera 6 forcément une charge, donc soit une usine, 7 dans le cas où c'est permis, au Québec on 8 ne permet pas ce genre de vente, mais à 9 l'extérieur du système. Donc, le cas le 10 plus probable ça sera un distributeur, 11 quelqu'un qui alimente une charge. 12 Effectivement, je ne parlais pas de client 13 de service de transport, j'aurais dû 14 parler de charge ou d'entité qui alimente 15 une charge. 16 Me ÉRIC DUNBERRY : 17 Q.171 Donc un acheteur d'électricité? 18 R. Un acheteur d'électricité, exact. 19 LE PRÉSIDENT : 20 Q.172 Qui peut être au Québec ou à l'extérieur 21 du Québec? 22 R. Qui peut être au Québec ou à l'extérieur 23 du Québec. 24 Q.173 Merci. 25 Me ÉRIC DUNBERRY :

Page 118	Page 120
1 Je précise, Monsieur le Président, que le mot 2 « vente à un tiers » est un terme défini aux Tarifs. 3 Et on définit la portée territoriale de ce qu'est 4 une vente à un tiers, c'est dans les définitions du 5 Tarifs. 6 Monsieur le Président, je vois mon 7 confrère qui est à ma droite. Je termine mon 8 réinterrogatoire qui, habituellement, me laisse la 9 faculté d'être le dernier à interroger. Je vais 10 écouter la question, mais habituellement le 11 réinterrogatoire met fin au débat. 12 Me ANDRÉ TURMEL : 13 Oui tout à fait, Maître Dunberry. C'est que je 14 pense qu'au bénéfice de tous c'est une précision. 15 Parce que tout à l'heure, et c'est juste 16 relativement monsieur Clermont a dit que l'ensemble, 17 que l'entente parapluie est seulement pour du non- 18 ferme. Je ne sais pas si c'est ce que vous avez 19 dit, mais je regarde l'appendice B des Tarifs et 20 c'est bel et bien offert pour le ferme et le non- 21 ferme. Alors, juste pour confirmer qu'on a peut- 22 être mal compris. 23 Q.174 Monsieur Clermont, ce que j'ai compris, 24 c'est simplement pour une clarification 25 technique si on a mal compris ou	1 Très bien. Alors nous allons prendre une pause de 2 10 minutes. 3 Me ÉRIC DUNBERRY : 4 Oui. 5 LE PRÉSIDENT : 6 Donc jusqu'à 11 h 40. 7 Me ÉRIC DUNBERRY : 8 Merci. 9 SUSPENSION DE L'AUDIENCE 10 11H41 11 REPRISE DE L'AUDIENCE 12 LE PRÉSIDENT: 13 Alors, nous reprenons l'audience. Maître Hamelin. 14 Me PAULE HAMELIN: 15 Bonjour, Monsieur le Président. 16 LE PRÉSIDENT: 17 Maître Hamelin, oui. 18 PANEL 2 (CONTINUATION) 19 PHILIP HANSER 20 SYLVAIN CLERMONT 21 CONTRE-INTERROGÉ PAR Me PAULE HAMELIN (Suite): 22 Q.176 Alors, rebonjour, Monsieur Clermont. Hi, 23 Mr. Hanser. 24 Alors, mes premières questions vont 25 être pour vous, Monsieur Clermont. Alors,
Page 119	Page 121
1 simplement si vous le savez. 2 R. Les conventions parapluie visent 3 effectivement tous les services court 4 terme, donc ferme ou non ferme, et de 5 court terme. 6 Q.175 Oui. Pour les deux, donc ferme et non 7 ferme. Très bien, merci. 8 LE PRÉSIDENT : 9 Merci. Donc, ceci termine l'audition de ce panel. 10 Me ÉRIC DUNBERRY : 11 Oui, tout à fait. Monsieur le Président, à la 12 demande de monsieur Clermont, s'il pouvait prendre 13 quelques minutes pour changer de registre mémoriel 14 et se remettre dans le bain ATC qui débutera. We're 15 very happy to have monsieur Hanser who has arrived 16 yesterday. So, he will be joining Mr. Clermont and 17 we can start before lunch obviously if you want. I 18 would suggest a five, 10 minutes pause. 19 LE PRÉSIDENT : 20 Avant le lunch? 21 Me ÉRIC DUNBERRY : 22 Tout de suite. C'est simplement pour permettre à 23 monsieur Clermont qui en a fait la demande de 24 changer ses fichiers informatiques. 25 LE PRÉSIDENT :	1 naturellement, c'était une situation un 2 peu particulière parce qu'on continue un 3 contre-interrogatoire d'il y a déjà 4 quelques mois. Alors, on va essayer de... 5 je vais être obligée de revenir avec 6 certains des éléments et vous m'en 7 excuserez, là. 8 Alors, j'aimerais vous ramener tout 9 d'abord à l'avis du 23 décembre 2008 qui 10 était la pièce C-6-62. Ça va? 11 M. SYLVAIN CLERMONT: 12 R. Je l'ai, oui. 13 Q.177 Alors, c'est l'avis du 23 décembre 2008 du 14 Transporteur et on peut lire dans le 15 premier paragraphe que: 16 « Le Transporteur 17 entreprendra en 2009 18 des travaux en vue 19 d'aligner les 20 capacités de transit 21 affichées sur OASIS 22 avec celles affichées 23 sur les réseaux 24 voisins. » 25 Ça va? Vous voyez ça?

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

COPIE

DEMANDE RELATIVE A LA MODIFICATION DES TARIFS
ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT
D'HYDRO-QUÉBEC A COMPTER DU 1ER JANVIER 2009

DOSSIER : R-3669-2008

RÉGISSEURS : M. RICHARD CARRIER, président
Mme LUCIE GERVAIS
M. JEAN-FRANÇOIS VIAU

AUDIENCE DU 14 FÉVRIER 2011

VOLUME 13

DENISE TURCOT
sténographe officielle

Page 2	Page 4
R-3669-2008 14 FÉVRIER 2011	1 MICHEL PERRACHON
COMPARUTIONS	2 Interrogés par Me Geneviève Paquet 192
Me JEAN-FRANÇOIS OUMETTE, procureur de la Régie	3
REQUÉRANTE :	4 AUDIENCE CONTINUÉE LE 15 FÉVRIER 2011 A 9 H 00
Me ÉRIC DUNBERRY et	5
Me MARIE-CHRISTINE HIVON et	6 -----
Me LAURENCE GÉVRY-FORTIER, procureurs de Hydro-Québec Transporteur (HQT)	7
INTERVENANTS :	8
Me DENIS FALARDEAU, procureur de Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF)	9
Me PAULE HAMELIN et Me NICOLAS DUBÉ, procureurs de Énergie Brookfield Marketing inc. (EBMI)	10
Me GENEVIEVE PAQUET, procureuse de Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ)	11
Me ANDRÉ TURMEL et	12
Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS, procureurs de Newfoundland Labrador Hydro (NLH)	13
Me LOUISE CADIEUX, procureuse de Ontario Power Generation	14
Me ANNIE GARIÉPY, procureuse de Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ)	15
Me DOMINIQUE NEUMAN, procureur de Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA)	16
Me HELENE SICARD, procureuse de Union des consommateurs (UC)	17
Me JEAN-FRANÇOIS GIRARD, procureur de Union des municipalités du Québec (UMQ)	18
	19
	20
	21
	22
	23
	24
	25

Page 3	Page 5
1 TABLE DES MATIERES	1 LISTE DES PIÈCES
2 Page	2 Page
3	3
4 LISTE DES PIÈCES 5	4 HQT-46.1:
5 LISTE DES ENGAGEMENTS 7	5 Présentation PowerPoint de
6 PREUVE DU TRANSPORTEUR	6 Sylvain Clermont 18
7 DEMANDE DE Me ANNIE GARIÉPY 10	7 C-6-79: Extrait de l'ordonnance 888 de
8 PANEL 10	8 la FERC. 22
9 SYLVAIN CLERMONT	9 C-6-80: Décret 27697 du 5 mars 1997. 24
10 Interrogé par Me Éric Dunberry 12	10 C-6-81: Document des Tarifs et
11 Contre-interrogé par Me Paule Hamelin 18	11 conditions des services de
12 Contre-interrogé par Me André Turmel 42	12 transport déposé dans le dossier
13 Décisions de la Régie 70	13 R-3549-2004. 24
14 Réinterrogé par Me Éric Dunberry 77	14 HQT-41-2 (B-188):
15 Contre-interrogé par Me Paule Hamelin 84	15 Réponse du Transporteur à
16 PREUVE DU TRANSPORTEUR CLOSE	16 l'engagement #8. 89
17	17 HQT-41-3 (B-189):
18 PREUVE DES INTERVENANTS	18 Réponse du Transporteur à
19 PANEL ACEFQ	19 l'engagement #9. 90
20 RICHARD DAGENAI	20 HQT-41-4 (B-190):
21 Interrogé par Me Denis Falardeau 93	21 Réponse du Transporteur à
22 Contre-interrogé par Me Éric Dunberry 134	22 l'engagement #10. 90
23 Contre-interrogé par Me Marie-Christine Hivon . 179	23 HQT-41-5 (B-191):
24 PANEL GRAME	24 Réponse du Transporteur à
25 NICOLE MOREAU	25 l'engagement #11. 90

Page 94	Page 96
1 est daté du 10 juin 2009. Et le deuxième 2 est intitulé Preuve complémentaire de 3 l'ACEF de Québec et celui-ci est daté du 4 19 juin 2009. On peut constater que ces 5 deux documents sont signés par vous. Et 6 là je fais référence au premier document 7 qui est coté C-4-21 et le deuxième, celui 8 du 19 juin il est coté C-4-22. 9 Monsieur Dagenais, ces deux documents 10 ont été rédigés par qui? 11 R. Par moi-même. 12 Q.83 Côté recherche, analyse? 13 R. Exactement. J'aimerais juste vérifier 14 pour le premier document vous aviez parlé 15 du 10 juin ou du 11 juin, parce que c'est 16 le 11 juin qui est indiqué sur le 17 document? 18 Q.84 Sur la version papier c'est effectivement 19 le 10 juin. Mais dans les registres de la 20 Régie on parle du 11 juin effectivement. 21 C'est le même document. 22 R. D'accord. 23 Q.85 Monsieur Dagenais, concernant ces deux 24 documents est-ce que vous êtes en mesure 25 d'affirmer que ces deux documents	1 fardeau de la charge locale était minimisé 2 de l'autre point de vue. 3 Dans les ordonnances, à la base des 4 ordonnances 890 de la FERC, il y avait une 5 reconnaissance que les possibilités de 6 discrimination induite continuaient 7 d'exister dans le domaine du transport. 8 Et considérant, finalement, une discrétion 9 substantielle de la part des 10 transporteurs. Alors on l'avait dans la 11 preuve originale finalement, HQT-5, 12 Document 1 en page 22 d'Hydro-Québec 13 Transport. 14 L'autre élément de notre point de vue 15 c'est qu'Hydro-Québec Transport a peu 16 d'intérêt à maximiser les revenus de 17 service de point à point dans la mesure où 18 c'est la charge locale qui assume la 19 responsabilité première du fardeau des 20 coûts de transport au Québec. 21 On a discuté dans notre preuve, donc 22 du... notre preuve première, de la 23 question des définitions. Il est 24 important pour nous d'avoir des 25 définitions claires qui vont minimiser les
Page 95	Page 97
1 représentent la totalité de votre 2 témoignage si vous aviez à témoigner 3 oralement du contenu de votre analyse? 4 R. Oui, effectivement, ça rassemble les 5 arguments ainsi que les réponses qu'on 6 avait faites à la demande de 7 renseignements de la Régie, la demande 8 numéro 1. 9 Q.86 Monsieur Dagenais, je vous laisse 10 présenter le résumé de votre analyse. 11 R. Je veux juste rappeler les objectifs qui 12 ont été poursuivis par notre implication 13 dans cette cause. C'était d'abord de 14 s'assurer que la charge locale était 15 correctement traitée, qu'il ne se faisait 16 pas imposer des règles finalement qui 17 étaient injustifiées ou inutilement 18 coûteuses ou inefficaces. Et aussi de 19 voir à maintenir un service fiable 20 finalement pour la charge locale. 21 On voulait s'assurer aussi que le 22 service de point à point n'était pas 23 interfinancé par la charge locale et, par 24 contre, que son utilisation était 25 optimisée pour faire en sorte que le	1 chances d'interprétation finalement du 2 règlement. Et on veut s'assurer 3 finalement que les définitions sont à la 4 fois appropriées, adéquates et justes. 5 On a contre-interrogé Hydro-Québec 6 finalement sur un certain nombre de 7 définitions jeudi le 10 février 2011. 8 C'est en pages 80 à 83 des notes sténo. 9 Et maître Dunberry, procureur d'Hydro- 10 Québec a aussi contre-interrogé finalement 11 son propre témoin sur des définitions en 12 pages 107 à 116 finalement des notes sténo 13 de jeudi le 10 février. Et ça nous 14 indique clairement que c'est important 15 qu'on ait une compréhension commune et 16 même sur des définitions comme vente 17 ferme, ressources interruptibles ou 18 intermittentes, et caetera. Il n'y a pas 19 de compréhension nécessairement claire de 20 ce point de vue-là et il est important que 21 ce soit clairement défini dans le 22 règlement. 23 Sur la définition de ressources du 24 réseau intégré, ressources pour le 25 Distributeur, il nous apparaît qu'il y a

Page 98	Page 100
1 possibilité d'interprétation finalement et 2 que ça pourrait apporter finalement 3 contestation dans certains cas des 4 désignations qui sont apportées par le 5 Distributeur et des attestations qu'il 6 apporte. 7 Dans la définition 1.51 des 8 ressources du Distributeur, par exemple, 9 on parle qu'une ressource peut être un 10 contrat, une centrale, un programme 11 commercial, un engagement, une obligation 12 de vente et que ça peut être fourni, 13 alimenté par plusieurs équipements de 14 production. A la base une ressource c'est 15 un équipement de production ou plusieurs. 16 Et on indique clairement dans la 17 définition et c'est aussi à l'intérieur de 18 règlement que cela doit exclure toute 19 ressource ou partie de ressource visée par 20 un engagement de vente à un tiers. Donc, 21 dès le moment où il y a une exportation à 22 partir d'une ressource désignée du 23 Distributeur, normalement cette ressource- 24 là devrait être, selon nous, dé-dédiée ou 25 dé-désignée. Et de sorte que peu importe	1 finalement impliqués dans les évaluations 2 finalement d'études d'impact, que ce soit 3 pour une nouvelle répartition ou une 4 réduction conditionnelle, devrait être 5 discutée à notre sens avec Hydro-Québec 6 Distribution parce que ça peut avoir un 7 impact sur la charge locale, donc sur la 8 fiabilité du service, et faire l'objet 9 donc d'une analyse bénéfice/coût qui, pour 10 nous, doit être transparente. 11 L'horizon de deux ans avant de 12 réévaluer la pertinence d'une nouvelle 13 répartition, des conventions de service 14 conditionnelles pourrait être réduit, à 15 notre sens, si le risque croît avec 16 l'évolution de la demande et si le client 17 accepte de payer finalement pour une 18 nouvelle étude. 19 Alors, à ce moment-là dans le cas, 20 par exemple, où les capacités du réseau 21 sont augmentées après la première année, 22 par exemple, on pense qu'il pourrait y 23 avoir ouverture de la part d'Hydro-Québec 24 Transport pour réévaluer la situation, la 25 justification d'une nouvelle répartition
Page 99	Page 101
1 que les ventes à l'exportation soient 2 fermes ou non, dès qu'on vend à un tiers à 3 partir d'une ressource désignée du 4 Producteur, il y devrait y avoir une 5 suppression de cette ressource-là pour 6 respecter, à notre sens, la définition et 7 le règlement aussi qui vise la désignation 8 des ressources par le Distributeur. 9 Et l'autre exclusion finalement c'est 10 toute partie de ressource qui est visée 11 par... qui ne répond pas aux besoins 12 d'Hydro-Québec Distribution sur une base 13 non interruptible. 14 Alors donc, il y a deux éléments 15 finalement d'exclusion à prendre en compte 16 et ce n'est pas un et l'autre qui doivent 17 être rencontrés, c'est un ou l'autre. 18 Alors, si la ressource sert à fournir des 19 exportations, par exemple, on comprend que 20 c'est des ventes à un tiers et donc que, 21 normalement, la ressource ne peut pas être 22 désignée au sens du règlement. 23 En page 5 de notre preuve initiale, 24 on parle de service conditionnel, service 25 préconfirmé. La question des risques	1 ou les conditions d'un service 2 conditionnel. 3 Pour ce qui est du service 4 provisoire, c'est l'article 19.7. On 5 considère que c'est en partie redondant 6 avec le service conditionnel. Idéalement 7 ça devrait être limité au point à point 8 non ferme sinon cela affaiblit, selon 9 nous, la portée du service conditionnel 10 qui, par contre, présente des priorités 11 différentes associées au point à point 12 ferme, par rapport au point à point ferme. 13 En page 6, on parle de service 14 préconfirmé. Ça réfère aux articles 17.1 15 à 17.3. On pense que le client devrait 16 signer une convention de service dès la 17 demande préconfirmée avec une clause 18 indiquant que le service sera offert 19 conditionnellement à la possibilité pour 20 Hydro-Québec de l'offrir ou d'indiquer à 21 l'article 17.3 et 17.5 que le dépôt sera 22 conservé par Hydro-Québec Transport s'il y 23 a désistement du client. Et, ça, ça vise 24 à accroître l'assurance que le service 25 demandé aboutira à une convention de

Page 102	Page 104
1 service. Puis sinon, on considère qu'il 2 n'y a pas de différence significative 3 entre le service préconfirmé et le service 4 qui n'est pas préconfirmé finalement par 5 le client. 6 Au niveau du calcul de l'ATC, du TTC, 7 il nous apparaît important de vérifier que 8 la méthodologie du calcul de l'ATC et du 9 TTC respecte les exigences des organismes 10 de contrôle finalement que sont le NERC, 11 par exemple, le NPCC, et la FERC s'il y a 12 des prescriptions particulières pour la 13 mesure de l'ATC. Et de l'organisme NAESB, 14 je ne suis pas sûr de la définition, en 15 fait l'organisme qui propose finalement 16 des cadres aux entités qui offrent le 17 service de transport en Amérique du Nord. 18 On considère qu'il y a une 19 possibilité de sous-estimer l'ATC selon ce 20 qu'a indiqué l'expert de NLH finalement. 21 Il y a des éléments qui restent 22 discrétionnaires pour HQT. Et la FERC, et 23 monsieur Hanser en parlait d'ailleurs dans 24 sa présentation de preuve, il existe une 25 marge discrétionnaire finalement dans	1 optionnelles-là. 2 En page 8, on discute de la question 3 des frais requis lors du report du 4 commencement de service. On considère que 5 le paiement d'un mois de service pour une 6 année de report ne couvre pas les coûts 7 liés aux nouveaux investissements assumés 8 par Hydro-Québec Transport. Un mois de 9 service équivaut à 8,33 % de la facture 10 annuelle. Si on regarde, par exemple, au 11 Règlement, la contribution maximale 12 d'Hydro-Québec Transport pour les ajouts 13 au réseau c'est de 622 \$ par kilowatt par 14 exemple. Et Hydro-Québec, normalement, 15 lorsqu'elle a complété les 16 investissements, elle va ajouter à son 17 coût de service finalement, elle va 18 ajouter les investissements dans sa base 19 tarifaire et à ce moment-là elle va devoir 20 couvrir au minimum le rendement qui est de 21 8 % et la dépréciation, par exemple. Et 22 si c'est un investissement qu'on évalue 23 sur 20 ans, c'est 5 % par année. 24 Alors c'est 13 % du 622 \$ finalement 25 qui devrait être couvert minimalement par
Page 103	Page 105
1 l'évaluation de l'ATC et il faudrait à ce 2 moment-là des méthodes, des méthodologies 3 qui soient reconnues, qui soient uniformes 4 pour pouvoir s'assurer finalement qu'il 5 n'y ait pas de discrétion trop importante 6 de la part du Transporteur finalement pour 7 s'assurer qu'effectivement l'ATC va 8 permettre d'utiliser au maximum les 9 parties du réseau. 10 Un autre élément, on parle en page 7 11 que l'ATC est défini essentiellement pour 12 des interconnexions individuelles et que 13 ça ne touche pas les chemins à l'interne, 14 par exemple, et les transactions de 15 passage. Et on pense qu'il y aurait lieu 16 de penser à établir des méthodologies, à 17 proposer des méthodologies pour le calcul 18 de l'ATC pour ces éléments-là. 19 En page 7 toujours, on propose une 20 reformulation de l'article 19.1 pour qu'il 21 soit clair que le client évite les coûts 22 d'étude sur une nouvelle répartition, une 23 réduction conditionnelle dans la mesure où 24 il indique clairement à Hydro-Québec qu'il 25 ne veut pas la réalisation de ces études	1 ce qui va être payé par le client qui 2 demande un report. Alors, ça, ça équivaut 3 à 80,86 \$ du kilowatt, ce qui est plus 4 élevé que le tarif annuel. Alors si on 5 prend 1/12 seulement de ce montant-là, il 6 est clair qu'on ne couvre pas la totalité 7 des coûts qui est assumée par Hydro-Québec 8 Transport et, finalement, par les clients 9 du réseau de transport. 10 Si l'intégration dans la base 11 tarifaire de ces investissements ne se 12 faisait que lors du début véritable des 13 services, le taux de rendement devrait 14 quand même s'appliquer puisqu'on va 15 cumuler le taux de rendement d'année en 16 année jusqu'à tant qu'on va mettre, qu'on 17 va placer les investissements, les 18 montants d'investissements dans la base 19 tarifaire. Alors, à ce moment-là c'est le 20 8 % du rendement qui serait des coûts 21 implicites qui vont être assumés par 22 l'ensemble des clientèles et ça correspond 23 à un montant de 49,76 \$ du kilowatt alors 24 que le 1/12 du tarif c'est plutôt de 25 l'ordre de 6,40 \$ du kilowatt/heure. Il y

Page 106	Page 108
1 a comme un écart là même si les 2 investissements ne sont pas inscrits dans 3 la base tarifaire dès l'année de leur 4 complétion, mais plutôt on attend que le 5 client demande le service. 6 A ce moment-là il y a quand même un 7 écart important et notre compréhension 8 c'est que c'est la clientèle de la charge 9 locale qui va assumer la principale partie 10 de ces montants, de ces coûts-là qui sont 11 entraînés par les reports finalement du 12 service. 13 Alors, idéalement, je pense qu'on 14 devrait avoir à ce moment-là que le 15 montant à payer par le client serait le 16 maximum entre le 1/12 de la facture 17 annuelle, ce qui est dans le règlement, 18 mais le maximum entre le 1/12 de la 19 facture annuelle et les frais assumés par 20 Hydro-Québec Transport pour le retard 21 finalement de livrer le service. 22 11H45 23 En page 9, on discute des 24 modifications des articles qui visent la 25 charge locale. Ce qu'on peut dire c'est	1 question de transparence selon lui. 2 Mais quelle information ça va fournir 3 aux clients, est-ce que ça va être utile 4 finalement? Je ne pense pas dans la 5 mesure où ça réfère à des, d'une part, des 6 trajets internes. Je pense que ça 7 n'affecte pas la disponibilité des 8 services de point à point, par exemple. 9 Ce que ça risque de faire, par 10 exemple, c'est de compliquer la tâche pour 11 Hydro-Québec Distribution, surtout si on 12 exige, par exemple, qu'il y ait des 13 suppressions de ressources dès que le 14 producteur, par exemple, va se servir de 15 certaines ressources pour exporter, par 16 exemple. Alors, ça peut multiplier à ce 17 moment-là les cas d'avoir à supprimer des 18 ressources ou à les redésigner par la 19 suite. Alors, ça, ça peut compliquer 20 drôlement la tâche du distributeur selon 21 notre compréhension. 22 En pages 9 et 10, on parle de service 23 secondaire. La base de service secondaire 24 sert à alimenter la charge locale à partir 25 des ressources non désignées. La question
Page 107	Page 109
1 que l'ordonnance de la FERC et son OATT ne 2 s'appliquent pas directement donc à la 3 charge locale. Alors, l'obligation faite 4 au distributeur, par exemple, de désigner, 5 supprimer, et caetera, et d'afficher 6 finalement ses ressources sur le site 7 OASIS, par exemple, ne sont pas dictées 8 par l'ordonnance de la FERC comme telle 9 mais plutôt un choix qui est proposé par 10 Hydro-Québec Transport. 11 Et on devrait décider en fonction de 12 l'utilité finalement de ces obligations-là 13 de la pertinence pour à la fois assurer un 14 service fiable et aussi pour assurer 15 finalement que les services de transport 16 de point à point ne sont pas affectés s'il 17 n'y a pas cette information-là disponible, 18 par exemple, sur OASIS. 19 Alors, Hydro-Québec a confirmé dans 20 son contre-interrogatoire finalement que 21 le fait que l'information ne se retrouve 22 pas sur OASIS ne pose pas de problème au 23 Transporteur en termes de gestion du 24 réseau, de planification du réseau, et 25 caetera. C'est plus finalement une	1 de la priorité du service secondaire est 2 pour nous importante à prendre en compte. 3 On discute d'éléments... de certaines 4 difficultés finalement dans la définition 5 des priorités qui est donnée par Hydro- 6 Québec Transport par rapport au service 7 non ferme, et caetera. 8 Le problème c'est que le service 9 secondaire n'a pas à être rémunéré dans la 10 mesure où Hydro-Québec Distribution les 11 utilise à l'intérieur de sa capacité 12 maximale réservée pour le réseau, donc à 13 l'intérieur de son service ferme annuel. 14 Et à ce moment-là, on questionne le fait 15 qu'on donne une priorité moindre que le 16 service ferme finalement au service 17 secondaire dans la mesure où il est 18 utilisé à l'intérieur de la capacité 19 réservée par le distributeur. 20 Hydro-Québec avait d'ailleurs 21 indiqué, en réponse à la Régie, au tableau 22 15.1 de HQT-8, document 1, les différentes 23 priorités accordées au niveau de 24 l'utilisation, par exemple, des 25 interconnexions. Et le service secondaire

Page 110 1 se retrouvait dans le bas finalement de la 2 liste, sauf à l'exception de réception 3 importation où le service d'alimentation 4 de la charge locale avec une ressource non 5 désignée se retrouvait à un niveau... à 6 une priorité inférieure. 7 Tantôt j'ai parlé des définitions de 8 ressource pour le distributeur et les 9 difficultés d'appliquer la notion de 10 ressource désignée. Et la difficulté 11 c'est que dans la situation propre au 12 Québec finalement on a un distributeur qui 13 ne possède pas ses ressources et qui fait 14 appel à des producteurs, comme Hydro- 15 Québec Production principalement, mais à 16 des petits producteurs, et donc qui n'a 17 pas un contrôle direct sur l'utilisation 18 des ressources ou des centrales de 19 production contrairement aux États-Unis où 20 il peut arriver que les distributeurs 21 possèdent leurs propres ressources et la 22 FERC, l'intention de la FERC, j'imagine, 23 c'était d'éviter qu'un distributeur 24 utilise à la fois des ressources pour ses 25 propres fins et pour l'exportation mais où	Page 112 1 entend par ces éléments-là et s'assurer 2 que la définition de ressource désignée, 3 par exemple, n'entre pas quand même en 4 conflit avec ces éléments-là, ce qui n'est 5 pas évident pour moi dans la mesure où une 6 ressource désignée ne peut servir à une 7 vente à un tiers, bien, à ce moment-là, 8 qu'on procède par soit slice system ou by 9 unit, ça pose problème quand même la 10 définition de ressource désignée. 11 Pour ce qui est des ressources 12 associées à la fourniture patrimoniale, 13 les centrales existantes au 1er janvier 14 2001 normalement font partie de la 15 ressource patrimoniale. 16 Si on regarde, par exemple, le 17 rapport annuel d'Hydro-Québec Distribution 18 en 2000, les 80 centrales fournissaient 19 une capacité de près de 30 000 mégawatts 20 et avaient produit en 2000 185 térawatts/ 21 heure. Alors, si on le ramène après... on 22 enlève la perte finalement, c'est 172 23 térawatts/heure, c'est plus que le 165 24 térawatts/heure qui doit être assuré par 25 les équipements du patrimonial.
Page 111 1 la vente à des tiers, par exemple, en 2 utilisant le service de la charge locale, 3 par exemple. 4 Effectivement, il peut y avoir dans 5 cette situation-là des problèmes mais dans 6 le cas du distributeur, lui, ne disposant 7 pas de ses propres ressources, à ce 8 moment-là, je pense que ce risque-là 9 n'existe pas. Il est plutôt... le fardeau 10 devrait être plutôt du côté des 11 producteurs. 12 Alors, on propose finalement une 13 modification à la définition, plutôt à 14 l'article qui vise la désignation des 15 ressources du distributeur pour 16 effectivement limiter le fardeau du 17 distributeur de ce point de vue là. 18 Monsieur Clermont d'Hydro-Québec a 19 parlé de possibilité, par exemple, de 20 considérer les ressources désignées de 21 façon différente, soit, par exemple, par 22 slice system ou by unit system qui serait 23 utilisées par la FERC. Je pense que si on 24 veut aller de ce point de vue là, il 25 faudrait définir clairement ce qu'on	Page 113 1 Alors donc, il y a une marge pour ces 2 équipements-là d'exporter et la question 3 c'est de savoir comment finalement c'est 4 géré puis comment on va considérer cette 5 possibilité-là d'exporter à partir des 6 ressources patrimoniales, par exemple, il 7 y a une problématique particulière de ce 8 point de vue là. 9 En page 12, on parle des pénalités 10 imposées à Hydro-Québec Transport ou 11 Hydro-Québec Distribution. Il est pour 12 nous important que ces ressources-là ne se 13 retrouvent pas dans les coûts de service 14 assumés par la clientèle. Donc, on 15 devrait avoir des comptes séparés 16 finalement pour s'assurer que ces 17 pénalités-là qui sont dues à des retards, 18 par exemple, pour livrer des études, et 19 caetera, ne soient pas refileés aux 20 clientèle. Ça nous apparaît important de 21 responsabiliser Hydro-Québec Transport ou 22 Hydro-Québec Distribution de ce point de 23 vue là. 24 Il y a diverses pénalités qui peuvent 25 être payées par les clients pour le

Page 114	Page 116
1 service de transport et relativement aussi 2 aux services complémentaires. Les frais 3 aussi pour les études d'impact sur le 4 réseau et d'avant-projets, et caetera, 5 notre position c'est que l'ensemble de ces 6 pénalités ou coûts-là devrait se retrouver 7 dans compte et être ajouté au revenu 8 requis finalement, ne pas profiter à 9 Hydro-Québec Transport. 10 Et Hydro-Québec Transport propose un 11 compte séparé pour les pénalités pour les 12 services d'écarts mais je pense qu'il faut 13 avoir une comptabilité précise pour les 14 pénalités payées pour les autres éléments 15 du règlement ou encore payées pour les 16 études d'impact, et caetera, sur le 17 réseau. 18 En page 12, on parle de l'annexe K. 19 On peut comprendre que selon la preuve de 20 monsieur Rose l'objectif premier de 21 l'annexe K n'était pas nécessairement 22 d'éviter la discrimination induite, tout ça, 23 mais pour nous ça fait partie de 24 l'ordonnance 890, et caetera, c'est une 25 des composantes. Et je pense que les	1 Page 13, droit de renouvellement. 2 Alors, ça touche l'article 2.2. 3 Notre cautionnement c'est à l'effet 4 de... il y a un droit de renouvellement 5 accordé finalement si le service... pour 6 un service de cinq ans et plus finalement. 7 Et pour nous ça peut être contraignant 8 dans le cas d'un certain nombre de clients 9 potentiels du réseau de transport. 10 Et on questionne à savoir s'il doit y 11 avoir une priorité de renouvellement qui 12 soit faite selon la disponibilité du 13 service et ordonne en sa fonction de la 14 durée des contrats de service, même ceux 15 de moins de cinq ans. 16 Notre compréhension est à l'effet que 17 la FERC pouvait exiger cet élément-là pour 18 protéger la charge locale. Même je pense 19 qu'il faut voir aussi quel serait l'impact 20 sur l'accessibilité au service de point à 21 point. Pour nous, ça peut être un élément 22 contraignant qui peut faire en sorte qu'on 23 restreigne finalement l'accès au service 24 de transport, la concurrence finalement au 25 niveau de l'offre de production
Page 115	Page 117
1 objectifs principaux ne doivent pas être 2 exclus des besoins finalement d'avoir une 3 annexe K décrivant le processus de 4 planification du réseau. 5 Au niveau du Québec, je pense que ça 6 va assurer une plus grande transparence, 7 ça va éviter les possibilités à 8 l'intérieur d'Hydro-Québec finalement 9 de... ne serait-ce que d'avoir 10 l'impression de donner... de donner 11 l'impression qu'on avantage, par exemple, 12 Hydro-Québec Production par rapport aux 13 autres clients indépendants. Ne serait-ce 14 que cet élément-là finalement, je pense 15 qu'il est pertinent d'avoir une annexe K 16 qui décrit le processus de planification, 17 à tout le moins pour le point à point et 18 le réseau intégré. 19 Pour ce qui est de la charge locale, 20 à mon sens, il devrait être ajouté, il 21 devrait être inscrit aussi pour montrer 22 effectivement qu'il n'y a pas de place à 23 discrimination possible dans le processus 24 de planification du réseau. 25 11H58	1 diversifiée, et caetera. 2 Et notre compréhension, c'est qu'on 3 peut offrir des conditions plus 4 facilitantes qui peuvent être finalement 5 plus exigeantes pour le Transporteur mais, 6 en tout de ligne, à long terme, à 7 l'avantage des clientèles, si on amène 8 plus de revenus de point à point. Et on 9 peut avoir des conditions plus 10 facilitantes que ce que la FERC demande 11 dans la mesure où c'est le Transporteur 12 finalement qui est amené à assumer une 13 condition plus exigeante. 14 En page 13, on parle de procédures de 15 cession et transfert du service, l'article 16 23.1. On pense qu'il faudrait préciser ce 17 qu'on entend par prix de marché sur la 18 revente dans le contexte du Québec et 19 définir aussi ce qu'on entend par coût 20 d'opportunité du revendeur plafonné au 21 coût d'expansion d'Hydro-Québec Transport. 22 Ce n'est pas clair pour moi cette 23 expression-là. 24 Page 14, on parle des conditions 25 imposées aux cessionnaires et aux

Page 146 1 vous préciser votre question? 2 Q.103 Que le fournisseur de service à l'heure 3 actuelle c'est Hydro-Québec Production, le 4 service de compensation d'écarts? 5 R. Effectivement. 6 Q.104 Bon. Alors vous êtes d'accord avec l'idée 7 qu'Hydro-Québec Production, le fournisseur 8 du service, doit recevoir un traitement 9 équitable? 10 R. Oui, absolument. 11 Q.105 Paragraphe suivant la Régie fait un 12 commentaire relatif à EBMI, vous pouvez le 13 lire. Et au paragraphe qui suit, la Régie 14 énonce un autre principe et elle dit, et 15 je cite: 16 « La Régie considère 17 que l'utilisation d'un 18 prix de marché 19 satisfait l'objectif 20 d'offrir une juste 21 compensation au 22 fournisseur du 23 service, sans créer 24 d'opportunités 25 d'arbitrage pour les	Page 148 1 base de ses vrais coûts. C'est un élément 2 du problème. 3 L'autre élément, c'est l'aspect de 4 vouloir empêcher les opportunités 5 d'arbitrage. C'est un élément 6 effectivement à tenir compte. Mais 7 l'autre élément que je parlais ce matin 8 c'est il y a aussi la question des aléas 9 de l'offre et de la demande dont le 10 producteur qui est client, par exemple, du 11 Transporteur n'est pas directement 12 responsable. Alors, il y a une dimension 13 aussi à prendre en compte par rapport au 14 besoin de viser ce service-là de 15 compensation d'écarts qui ne relève pas 16 juste d'une dimension opportuniste si on 17 veut. 18 Q.106 Je comprends, Monsieur Dagenais, puis vous 19 ajoutez des éléments dans votre réponse, 20 c'est bien. Mais je vous demande 21 simplement, et écoutez bien la question, 22 êtes-vous en accord avec les trois lignes 23 énoncées au quatrième paragraphe de la 24 décision de la Régie? Etes-vous en accord 25 avec ce que la Régie mentionne ici au
Page 147 1 clients du 2 Transporteur. » 3 Est-ce que vous serez également d'accord 4 avec moi qu'il y a là deux objectifs 5 valables, d'abord d'assurer une 6 compensation juste du fournisseur de 7 service et, d'autre part, de ne pas créer 8 d'opportunités d'arbitrage pour les 9 clients du Transporteur? Etes-vous 10 d'accord avec ces deux objectifs énoncés 11 par la Régie dans l'examen des principes 12 de tarification de ce service? 13 13H45 14 R. Je pense c'est deux objectifs puis, selon 15 moi, il y en a d'autres aussi. Parce que 16 lorsque je parle pour moi du traitement 17 équitable du Producteur, c'est que 18 normalement on devrait aussi tenir compte 19 de ses vrais coûts de service. Et dans le 20 fait de prendre en compte les prix sur les 21 marchés externes ne prend pas en compte 22 directement les coûts du Producteur. 23 Donc, on ne peut pas juger, quant à moi, 24 du caractère juste et raisonnable de la 25 proposition du Producteur répartis sur la	Page 149 1 paragraphe 4 lorsqu'elle débute en disant 2 « La Régie considère » et elle termine 3 avec le mot « Transporteur ». Etes-vous 4 d'accord avec ces deux objectifs que la 5 Régie identifie? 6 R. Je suis d'accord avec ces objectifs-là 7 mais ce que je dis clairement c'est qu'il 8 n'y a pas uniquement ces objectifs-là à 9 prendre en compte. 10 Q.107 Je vous ai bien compris. Etes-vous 11 d'accord avec l'idée que je résumerais par 12 le concept d'utilisateur payeur, c'est-à- 13 dire la notion que ceux - client disons 14 partie 2 point à point - que ceux qui 15 causent les écarts soient ceux qui paient 16 pour la fourniture du service de 17 compensation d'écarts, concept que je 18 résumerais par celui d'utilisateur payeur? 19 J'ai cru comprendre ce matin que vous 20 étiez en accord avec cette approche 21 tarifaire, est-ce que c'est exact? 22 R. Oui, je suis d'accord. Puis comme je 23 disais ce matin, il y a aussi des coûts 24 incrémentaux pour le Transporteur qui 25 normalement devraient être assumés par les

Page 150 1 utilisateurs du service, effectivement. 2 Q.108 Je pense que vous avez également référé au 3 principe de causalité des coûts auxquels 4 monsieur Orans a référé dans son rapport. 5 Et j'ai également compris de votre 6 témoignage ce matin que vous êtes 7 également en accord avec ce principe de 8 causalité des coûts tel que vous l'avez 9 décrit ce matin, c'est exact? 10 R. Oui, pour moi c'est un principe 11 fondamental. Par contre, je n'ai pas 12 nécessairement la même vision de son 13 application que monsieur Orans, mais pour 14 moi, ça devrait prendre en compte 15 directement les coûts du producteur, 16 effectivement. 17 Q.109 Parfait. Et j'ai cru également comprendre 18 de votre témoignage ce matin que vous 19 seriez opposé à une forme d'inter- 20 financement aux termes de laquelle les 21 clients qui causent les écarts reçoivent 22 une forme de bénéfice des clients qui ne 23 causent pas les écarts, y compris la 24 charge locale. Etes-vous d'accord avec 25 cet énoncé également qui, si je comprends	Page 152 1 Q.112 Voilà. 2 R. Effectivement. 3 Q.113 Oui, vous avez raison. Vous avez raison 4 de me reprendre. Donc, on doit comprendre 5 que le Transporteur doit acquérir, au sens 6 large, et faire, établir une relation avec 7 un fournisseur du service de compensations 8 d'écarts, c'est exact? Il doit acquérir 9 au bénéfice et aux fins de la fiabilité du 10 réseau un fournisseur de service de 11 compensation d'écarts, il doit acquérir un 12 service de fourniture? 13 R. Oui. Effectivement, il y a des services 14 complémentaires que le Transporteur peut 15 offrir de par son réseau, tout ça. Mais 16 dans le cas des écarts de... de la 17 compensation des écarts, effectivement, le 18 Transporteur n'a pas la capacité de 19 produire de l'énergie donc ne peut pas 20 répondre comme tel à ce besoin-là. 21 Q.114 Etes-vous également d'accord avec le 22 principe que le Transporteur ne devrait 23 pas avoir un intérêt financier, un 24 incitatif financier ou prendre un risque 25 financier dans la fourniture du service de
Page 151 1 bien, résume votre pensée d'interdire un 2 interfinancement d'ordre tarifaire. Etes- 3 vous d'accord avec ça? 4 R. Oui, c'est ça, je parlais plus au niveau 5 des coûts, vous parlez de bénéfices, mais 6 je pense qu'on s'entend sur la question 7 d'interfinancement des coûts, oui. 8 Q.110 Vous êtes également d'accord et vous avez 9 dit ce matin que le distributeur ne 10 possède pas de centrales, c'est exact? 11 R. A l'exception des réseaux autonomes. Mais 12 pour le réseau intégré, effectivement, il 13 n'y a pas de centrales qui appartiennent 14 au distributeur. 15 Q.111 Alors, le Transporteur ne peut pas lui- 16 même, en l'absence d'une capacité de 17 production, offrir le service de 18 compensation des écarts, on s'entend sur 19 ça? 20 R. O.K., vous parliez du Transporteur, 21 excusez, je pense que c'était le 22 distributeur que vous parliez. Mais 23 effectivement, ni le distributeur, ni le 24 Transporteur ne possède de centrales dans 25 le réseau intégré.	Page 153 1 compensation d'écarts? Il devrait avoir 2 un rôle... une forme de neutralité, comme 3 l'indiquait monsieur Orans? Qu'il ne doit 4 pas lui-même en tirer un bénéfice ou ne 5 pas lui-même y assumer un risque. Etes- 6 vous d'accord avec ce concept? 7 R. Oui, a priori, je pense que ça m'apparaît 8 tout à fait justifié. C'est relié à la 9 question de la causalité des coûts et de 10 l'utilisateur payeur. Ce que je dirais 11 par contre c'est que s'il y a des coûts 12 pour le Transporteur à gérer ce service- 13 là, donc à utiliser le service qui est 14 fourni par le producteur, bien, il y a une 15 composante quand même de coûts pour le 16 Transporteur à prendre en compte mais qui 17 est intégré dans le coût de service total 18 je comprends. 19 Q.115 Lorsque vous avez témoigné ce matin, je 20 pense que vous avez référé à deux 21 contraires qui s'opposent et je les résume 22 pour vous avant de vous interroger. Vous 23 avez, d'une part, évoqué le fait que la 24 tarification du service de compensation 25 vous paraissait peut-être onéreuse et que

Page 154	Page 156
1 le prix payé aux termes de la formule 2 proposée pouvait vous paraître arbitraire 3 ou à tout événement trop élevé. Vous avez 4 indiqué essentiellement cette position-là. 5 Je vous vois hocher de la tête, alors je 6 pense que vous acceptez ma première 7 prémisse. 8 Vous avez, par ailleurs, et vous 9 l'avez confirmé il y a un instant... 10 R. Je vais juste répondre effectivement, si 11 on compare par rapport à l'ancienne 12 entente avec le producteur, on observe 13 qu'il y a augmentation quand même de 14 certaines composantes de prix. Et si on 15 compare, par exemple, avec le service, 16 l'entente cadre, par exemple, pour le 17 service que le producteur offre aux 18 distributeurs, il y a effectivement des 19 différences dans les prix. Puis en 20 partie, les références, si on veut, pour 21 juger un petit peu du caractère 22 raisonnable des prix qui sont exigés dans 23 cette entente-là de service d'écarts de 24 compensation qui est de... 25 Q.116 Voilà. Vous avez donc référé à cette	1 incertitude, une imprécision, vous êtes de 2 ceux qui croient qu'elle doit d'abord 3 protéger les intérêts des clients non 4 fautifs, qui respectent leurs programmes, 5 que de favoriser les clients fautifs qui 6 causent des écarts. Etes-vous d'accord 7 avec ce principe d'arbitrage et de gestion 8 de l'incertitude qui pourrait découler de 9 quelque formule que ce soit? On favorise 10 les clients innocents plutôt que les 11 clients coupables. 12 R. Je suis d'accord avec le principe. 13 Maintenant, est-ce que les utilisateurs du 14 service veulent toujours profiter de la 15 situation, tout ça? Je pense que... ce 16 que j'ai parlé ce matin c'est que c'est 17 discutable cette vision-là. Je pense 18 qu'il y a d'autres éléments à prendre en 19 compte dont les aléas sur l'offre et la 20 demande qui ne sont pas nécessairement de 21 la responsabilité, donc il n'y a pas de 22 coupables à ce moment-là dans ma vision 23 des choses. 24 Q.117 Le mot coupable est un mot qui simplifie. 25 Parlons de clients qui violent leurs
Page 155	Page 157
1 problématique. Vous avez, par ailleurs, 2 et vous l'avez répété il y a un instant, 3 dénoncé un possible interfinancement, un 4 possible financement au sens large des 5 parties qui causent ces écarts par les 6 clients qui ne les causent pas et vous 7 dénoncez plus particulièrement le fait que 8 la charge locale où d'autres clients, au 9 sens large, pourraient être appelés à 10 interfinancer ceux qui sont à l'origine 11 des écarts. Je pense que vous avez 12 également dénoncé cette position-là. 13 Alors, la question que je vous pose 14 est la suivante. Si la Régie doit faire 15 un certain arbitrage et que la Régie, dans 16 un monde imparfait où il y a de 17 l'incertitude et il n'y a pas une 18 précision parfaite dans toute formule de 19 tarification, doit, ou dans l'éventualité 20 d'un risque tarifaire, favoriser les 21 clients qui causent des écarts en violant 22 leurs programmes, ou favoriser les clients 23 non fautifs qui respectent leurs 24 programmes, êtes-vous d'accord avec moi 25 que si la Régie doit gérer un risque, une	1 programmes. On sera d'accord qu'un écart 2 naît d'une violation d'un programme, pour 3 une livraison ou une réception d'énergie. 4 C'est dans ce sens-là que je l'utilisais, 5 ça vous va? 6 R. Encore là, violer, c'est un terme assez 7 fort. Je dirais que, effectivement, il y 8 a des clients qui peuvent profiter de la 9 situation, effectivement, pour faire des 10 profits plus importants par rapport aux 11 marchés externes, ça arrive. Mais moi je 12 pense que la preuve n'est pas faite de 13 l'importance de cet aspect-là, est-ce que 14 c'est vraiment dominant, est-ce que c'est 15 100% des cas, est-ce que c'est 50% des 16 cas? Pour moi, ça reste à déterminer. 17 Q.118 Je comprends. Mais vous, vous n'êtes pas 18 ici pour voir aux intérêts des clients 19 partie 2 qui violent ou ne respectent pas 20 leurs programmes, vous, vous êtes ici pour 21 vous assurer des intérêts de la charge 22 locale, n'est-ce pas? 23 R. Je suis ici pour représenter les intérêts 24 de la charge locale mais je pense que le 25 service de compensation est une donnée

Page 190	Page 192
1 Bonjour, Maître Paquet. 2 Me GENEVIEVE PAQUET : 3 Bonjour, Monsieur le Président, Madame et Monsieur 4 les Régisseurs. Donc, Geneviève Paquet pour le 5 GRAME. 6 Comme on l'avait indiqué dans notre 7 correspondance du 14 janvier, monsieur Perrachon a 8 été reconnu expert en exploitation du réseau de 9 transport, il a collaboré au rapport, il est présent 10 pour assister madame Moreau, peut-être répondre aux 11 éventuelles questions de la Régie, des intervenants 12 ou du Transporteur, mais il n'a pas de témoignage à 13 rendre en tant que tel. 14 Par contre, peut-être que je demanderais à 15 madame la greffière de l'assermenter au cas où il y 16 aurait des questions par la suite, peut-être pour 17 simplifier les choses. Donc, je demanderais peut- 18 être d'assermenter madame Nicole Moreau et monsieur 19 Michel Perrachon. 20 LA GREFFIERE : 21 Madame Moreau, voulez-vous vous lever, s'il vous 22 plaît? Affirmez-vous solennellement de dire la 23 vérité, toute la vérité, rien que la vérité? Dites: 24 Je l'affirme. 25 Mme NICOLE MOREAU :	1 NICOLE MOREAU 2 MICHEL PERRACHON 3 INTERROGÉS PAR Me GENEVIEVE PAQUET : 4 Merci. 5 Q.160 Alors, Madame Moreau, c'est vous qui avez 6 rédigé le rapport qui a été déposé sous la 7 cote C-8-32 en collaboration avec 8 l'expert-conseil du GRAME, monsieur 9 Perrachon, c'est exact? 10 R. C'est exact. 11 Q.161 Est-ce que vous avez des modifications à y 12 apporter? 13 R. Non. 14 Q.162 Donc, est-ce que vous adoptez le tout pour 15 valoir comme votre témoignage écrit dans 16 la présente audience? 17 R. Oui, je l'adopte. 18 Q.163 Merci. Maintenant j'ai quelques questions 19 pour vous. Premièrement, Madame Moreau, 20 pouvez-vous mettre en contexte 21 l'intervention du GRAME au présent dossier 22 ainsi que les buts qui étaient recherchés 23 par l'intervention? 24 R. Oui, certainement. De l'avis du GRAME, le 25 présent dossier fait ressortir certains
Page 191	Page 193
1 Je l'affirme. 2 LA GREFFIERE : 3 Veuillez, s'il vous plaît, donner vos nom, 4 profession et adresse d'affaires. 5 Mme NICOLE MOREAU : 6 Nicole Moreau, consultante en environnement et 7 énergie. Au 431, Jean-Baptiste-Lepage à St-Côme. 8 LA GREFFIERE : 9 Merci. 10 Monsieur Michel Perrachon, voulez-vous 11 vous lever, s'il vous plaît? Affirmez-vous 12 solennellement de dire la vérité, toute la vérité, 13 rien que la vérité? Dites: Je l'affirme. 14 M. MICHEL PERRACHON : 15 Oui, je l'affirme. 16 LA GREFFIERE : 17 Veuillez, s'il vous plaît, donner vos nom, 18 profession et adresse d'affaires. 19 M. MICHEL PERRACHON : 20 Michel Perrachon, enseignant à la Polytechnique et 21 consultant en réseaux électriques. 402, rue St- 22 Alexandre, Longueuil. 23 LA GREFFIERE : 24 Merci. 25 PANEL GRAME	1 enjeux fondamentaux liés aux intérêts 2 environnementaux. Ainsi, l'ensemble de la 3 preuve du GRAME est en lien avec le 4 contexte particulier du Québec à l'égard 5 de deux éléments fondamentaux. 6 Le premier enjeu est la préservation 7 des acquis en matière de ressources 8 énergétiques, de production et de 9 consommation d'électricité propre et 10 renouvelable. En effet, la société 11 québécoise est fondamentalement attachée 12 au principe d'électricité à faible 13 émission de gaz à effet de serre. Cet 14 enjeu a été examiné globalement à la 15 lumière des propositions déposées par le 16 Transporteur. 17 Le deuxième enjeu découle des 18 orientations définies dans la stratégie 19 énergétique du Québec à l'égard de 20 l'intégration de nouvelles ressources dont 21 le développement éolien prend une part 22 importante. Ce deuxième enjeu a été 23 énoncé dans le mémoire du GRAME auquel je 24 vous réfère. 25 Q.164 Merci. Maintenant, si on aborde le

Page 194	Page 196
1 premier enjeu dont vous avez traité, la 2 préservation des acquis du Québec en 3 matière de production énergétique 4 renouvelable. En quoi voyez-vous un lien 5 entre la production d'énergie propre, la 6 consommation de cette énergie et son 7 transport? 8 R. Alors, même s'il est vrai que 9 l'électricité patrimoniale, ou plutôt les 10 électrons transportés pour approvisionner 11 les marchés québécois peuvent provenir 12 occasionnellement de d'autres ressources 13 énergétiques, de d'autres marchés 14 limitrophes, donc de sources thermiques, 15 voire du charbon de l'Ontario, ou même 16 d'une connexion telle que celle du 17 Nouveau-Brunswick qu'on mentionnait dans 18 la pièce HQT-8, document 5.1, puisque cela 19 dépend également de la configuration du 20 réseau et de son impédance, les électrons 21 suivant le chemin le moins résistant, et 22 également des choix faits par le 23 producteur, nous comprenons que 24 globalement l'intention du législateur, 25 via le bloc d'énergie patrimoniale, est	1 Production et non au distributeur, ni non 2 plus au Transporteur, alors que c'est le 3 distributeur qui fournit au Transporteur 4 le plan des charges et des ressources que 5 le producteur entend mettre à contribution 6 pour livrer l'électricité patrimoniale au 7 distributeur, dont on a vu le dépôt de ce 8 plan des charges là à la pièce HQT-8, 9 document 5.1. 10 Q.165 Puis est-ce que vous pouvez décrire en 11 quoi la modification à l'article 15.4 du 12 texte des Tarifs et conditions qui est 13 proposée par le Transporteur, en quoi 14 cette modification-là comporte un lien 15 avec le plan d'approvisionnement du 16 distributeur qui est approuvé par la Régie 17 et comporterait aussi une ambiguïté au 18 niveau de son application? 19 R. Tout d'abord, je vais revenir sur la 20 demande de modification de l'article 15.4 21 qui nous semble problématique, soit celle 22 portant sur l'obligation de fournir un 23 service de transport. 24 Donc, la modification qui préoccupe 25 le GRAME à ce point-ci concerne le point
Page 195	Page 197
1 l'utilisation des infrastructures 2 énergétiques du Québec, soit l'utilisation 3 des ressources patrimoniales pour 4 l'approvisionnement de la charge locale. 5 De notre avis, il semble donc y avoir 6 tout de même un certain flottement à 7 propos du cahier des charges réelles. Je 8 pourrais peut-être donner un exemple. Si 9 on pense à la nuit, par exemple, on a de 10 l'importation en provenance de l'Ontario 11 et donc ce n'est pas nécessairement 12 indiqué dans le cahier des charges pour ce 13 qui est de l'électricité patrimoniale, et 14 ce, à propos de la provenance des 15 électrons. Donc, on ne parle pas des 16 quantités mais plutôt de la provenance des 17 électrons. Alors que pour toutes les 18 autres sources d'approvisionnement, le 19 plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec 20 Distribution entériné par la Régie précise 21 la provenance des électrons, pas seulement 22 des charges. 23 Cependant, il est clair que les 24 centrales visées par l'électricité 25 patrimoniale appartiennent à Hydro-Québec	1 b) de cet article. Ce point b) là précise 2 que... je vais lire un petit bout pour que 3 vous compreniez à quel endroit je me 4 dirige, donc on lit ceci: 5 « Si le Transporteur 6 établit qu'il ne peut 7 répondre favorablement 8 à une demande complète 9 visant un service de 10 transport ferme à long 11 terme de point à point 12 à cause de 13 l'insuffisance de 14 capacité sur son 15 transport... » 16 Bon, je passe une ligne là. 17 « ... il déterminera 18 si une nouvelle 19 répartition des 20 ressources situées 21 dans la zone de 22 réglage du 23 Transporteur est 24 réalisable. » 25 Donc, dans les cas qui permettraient cette

Page 198	Page 200
1 nouvelle répartition, on lit ceci au point 2 (i): 3 « Le Transporteur ne 4 peut refuser 5 déraisonnablement 6 d'effectuer lui-même 7 une nouvelle 8 répartition ou de 9 permettre aux clients 10 du service de 11 transport de prendre 12 des dispositions pour 13 qu'une nouvelle 14 répartition soit 15 effectuée à partir des 16 ressources d'un 17 tiers. » 18 Donc, on parle évidemment du propriétaire 19 de la ressource. Et là on dit « Si », il 20 y a deux petits « i », je vous amène au 21 deuxième (i): 22 « Le client a obtenu 23 le consentement du 24 propriétaire de la 25 ressource en cause. »	1 transport ferme à long terme de point à 2 point qui, à cause de l'insuffisance de 3 capacité sur le réseau de transport, 4 modifierait dans les faits la provenance 5 des électrons consommés au Québec par des 6 électrons provenant, par exemple, de 7 centrales au charbon via les inter- 8 connexions. 9 Ainsi, le Québec serait dans les 10 faits, pour un certain temps donné, 11 consommateur d'électricité de sources 12 thermiques alors que celui qui se retrouve 13 à l'autre point de destination 14 consommerait des électrons de sources 15 renouvelables du Québec. 16 De notre avis, dans les faits, avant 17 cette modification obligeant à certaines 18 conditions le Transporteur à accepter une 19 nouvelle répartition, il aurait été 20 difficile, voire impossible, dans certains 21 cas en tout cas, de transporter ou plutôt 22 de transiger une telle énergie thermique 23 sur les réseaux du Transporteur dans la 24 zone de réglage sur le territoire du 25 Québec, outre évidemment l'exemple qu'on
Page 199	Page 201
1 Donc, dans ce cas-ci, quand on parle du 2 propriétaire de la ressource, quand on est 3 concerné par les ressources du 4 distributeur, on parle d'Hydro-Québec 5 Production dans ce cas-ci pour 6 l'électricité patrimoniale. 7 Donc, dans le cas qui nous préoccupe, 8 soit celui des électrons associés au bloc 9 patrimonial et donc au plan 10 d'approvisionnement du distributeur, il 11 s'agirait, selon le libellé de la 12 modification de l'article 15.4, qu'un 13 client obtienne le consentement d'Hydro- 14 Québec Production pour que le Transporteur 15 effectue une nouvelle répartition d'une 16 ressource, soit des électrons, qui serait 17 autrement associée à l'approvisionnement 18 des marchés québécois, ce qui semble à 19 première vue inapplicable. 20 Q.166 Quel exemple pourriez-vous donner pour 21 refléter la préoccupation, cette 22 préoccupation du GRAME? 23 R. Alors, au risque de me répéter, le cas qui 24 préoccupe le GRAME proviendrait des 25 demandes de clients visant un service de	1 donnait un peu plus tôt, les échanges qui 2 seraient déjà réalisés la nuit, par 3 exemple, par le producteur. 4 Alors, l'ouverture de cette 5 opportunité favoriserait la prolifération 6 de ce type d'énergie, et ce, au détriment 7 d'énergie de sources renouvelables et 8 propres, et ce, permettant une nouvelle 9 répartition. 10 Q.167 Donc, outre le fait que cette 11 modification-là à l'article 15.4 pourrait 12 favoriser des ressources énergétiques qui 13 sont plus dommageables pour 14 l'environnement, en quoi la modification 15 va à l'encontre des acquis du Québec en 16 matière de consommation d'énergie propre 17 et renouvelable? 18 R. En fait, notre lecture du bloc patrimonial 19 révèle que cette énergie provient des 20 centrales d'Hydro-Québec Production. Par 21 conséquent, les ressources du distributeur 22 pour alimenter la charge locale, dont le 23 bloc patrimonial en fait partie, 24 représentent pour le Québec de la 25 consommation d'énergie renouvelable et

Page 202

Page 204

1 majoritairement non thermique, même si les
2 électrons n'ont pas de couleur.
3 L'indépendance énergétique du Québec
4 passe par la consommation d'énergie
5 électrique renouvelable et propre.
6 Q.168 Maintenant, au niveau de la définition des
7 ressources du distributeur, quelle est la
8 préoccupation du GRAME en lien avec cette
9 définition-là tel qu'elle apparaît au
10 texte des Tarifs et conditions?
11 R. Alors, je vous ramène à l'article 1.40.1,
12 selon le texte modifié ce serait 1.51, je
13 vais vous lire un petit bout. Alors,
14 selon cet article-là, les ressources du
15 distributeur sont:
16 « Toutes ressources
17 désignées par le
18 distributeur au sens
19 des présentes
20 applicables au service
21 de transport pour
22 l'alimentation de la
23 charge locale incluant
24 l'électricité
25 patrimoniale tel que

1 l'énergie. »
2 Q.169 Maintenant, avez-vous des commentaires
3 supplémentaires concernant l'obligation de
4 fournir un service de transport exigeant
5 l'expansion ou la modification du réseau
6 de transport, une nouvelle répartition ou
7 une réduction conditionnelle proposée à
8 l'article 15.4 du texte des Tarifs et
9 conditions?
10 R. Oui, certainement. Si on revient à cette
11 modification-là concernant l'obligation de
12 fournir un service de transport, il semble
13 que selon le libellé de la modification,
14 le Transporteur pourrait modifier la
15 répartition des ressources du distributeur
16 avec l'accord d'Hydro-Québec Production
17 dans ce cas-ci, et ce, sans obtenir
18 l'accord du distributeur et sans que cette
19 nouvelle répartition soit soumise à
20 l'examen de la Régie de l'énergie.
21 Selon le libellé de cette
22 modification, le Transporteur pourrait
23 effectuer une nouvelle répartition des
24 ressources qui pourrait avoir notamment
25 comme conséquence l'approvisionnement

Page 203

Page 205

1 prévu à la Loi sur la
2 Régie de l'énergie et
3 toutes autres
4 ressources du
5 distributeur. On
6 comprend que même si
7 les centrales d'Hydro-
8 Québec Production sont
9 désignées pour couvrir
10 les besoins de
11 l'électricité
12 patrimoniale et sont,
13 selon l'article
14 1.40.1, les ressources
15 du distributeur, ces
16 dernières
17 appartiennent au
18 producteur et non au
19 distributeur, même si
20 celles-ci sont
21 également assujetties
22 au plan d'approvision-
23 nement du distributeur
24 tel que prévu à la Loi
25 sur la Régie de

1 ressources thermiques de la charge locale,
2 et ce, pour répondre favorablement à une
3 demande visant un service de transport
4 ferme à long terme de point à point.
5 Donc, plus précisément, le
6 Transporteur pourrait changer les choix
7 d'approvisionnement faits par le
8 distributeur via son plan
9 d'approvisionnement par, notamment, des
10 ressources énergétiques thermiques, donc
11 effectuer un échange du type de ressources
12 entre ses clients, alors que selon notre
13 compréhension de la pièce HQT-8, document
14 5.1, le plan des charges et de ressources
15 du distributeur est déjà déterminé
16 jusqu'en 2019.
17 Q.170 Donc, en conclusion, quels seraient les
18 éléments manquants à la proposition de
19 modification de l'article 15.4 qui a été
20 déposée par le Transporteur?
21 R. Pour répondre à cette question, permettez-
22 moi d'abord de référer aux réponses
23 fournies par monsieur Clermont lors de
24 l'audience du 26 octobre, en réponse aux
25 questions du GRAME. Je vous réfère aux

Page 206 1 notes sténos, paragraphes 163 à 167. Ces 2 réponses... 3 Q.171 Quelle date, juste préciser la date? 4 R. Le 26 octobre. 5 Q.172 Merci. 6 R. Ces réponses permettent de comprendre si 7 le Transporteur pourrait, selon le libellé 8 de la modification de l'article 15.4, 9 premièrement, changer le choix 10 d'approvisionnement qui a été fait par le 11 distributeur. Deuxièmement, tout en 12 respectant les charges et, évidemment, en 13 substituant une ressource tierce, par 14 exemple, qui n'a pas été désignée. Ainsi, 15 monsieur Clermont mentionnait que ce dont 16 il est question ici c'est de modifier le 17 plan des charges et des ressources que le 18 distributeur envoie et qui est par 19 ailleurs approuvé par la Régie. Donc, 20 c'est ce qu'on parlait de ce qui a été 21 déposé à la pièce HQT-8... je vais me 22 tromper encore de... 23 Q.173 Document 5.1. 24 R. C'est ça, merci beaucoup. Alors, monsieur 25 Clermont, quoi qu'il affirmait tout	Page 208 1 demande la permission au distributeur. 2 Mais c'est pour ça qu'on souligne qu'il y 3 a un manquement au libellé tel qu'il est 4 inscrit. 5 Donc, je vais terminer, pour répondre 6 à votre question, comme suit. Sans 7 rentrer évidemment dans les détails 8 d'ordre juridique, une question devra être 9 répondue en effet, parce que la validation 10 des ressources désignées par le client - 11 donc, dans ce cas-ci ça peut être Hydro- 12 Québec Production ou d'autres - des 13 clients du Transporteur pour 14 approvisionner les marchés au Québec est 15 une responsabilité exercée par la Régie en 16 vertu de l'article 72 de la Loi sur la 17 Régie de l'énergie. Une question se pose 18 à savoir si le Transporteur pourra, dans 19 le cadre de l'article 15.4, modifier cette 20 répartition des ressources du Distributeur 21 pour répondre à la demande de service de 22 transport. Donc, sans que le Distributeur 23 en fasse la demande à la Régie. 24 Donc, le GRAME posait cette question- 25 là au Transporteur. Celui-ci nous
Page 207 1 d'abord que cela ne pouvait pas avoir pour 2 effet de changer le plan des charges et 3 des ressources, la notion de consentement 4 du distributeur met en lumière la 5 problématique du libellé de la proposition 6 de la modification de l'article 15.4. 7 Et concernant cette notion de 8 consentement du distributeur, comme le 9 soulignait par ailleurs le Président de la 10 formation, la proposition de modification 11 est de requérir le consentement du 12 propriétaire de la ressource et non de 13 celle du distributeur. Et c'est là où le 14 GRAME veut aller. 15 14H40 16 Alors, finalement, monsieur Clermont 17 nous répondait que... nous précisait que 18 le propriétaire de la ressource, il doit 19 vraisemblablement être au courant que 20 cette ressource est désignée et que ce 21 dernier devrait en tenir compte. Là, on 22 comprend que... notre compréhension c'est 23 que monsieur Clermont, il nous dit, bien, 24 qu'Hydro-Québec Production, il doit bien 25 savoir que, finalement, il faut qu'il	Page 209 1 répondait, vous pouvez consulter la pièce 2 HQT-29, Document 4, page 9, la question 3 3.2. Il nous répondait s'objecter 4 premièrement à cette question puisqu'elle 5 est d'ordre juridique et qu'elle porte sur 6 l'interprétation de l'article 72 de la Loi 7 sur la Régie et de l'article 15.4 des 8 Tarifs et conditions. Donc, par 9 conséquent, il est certain que cette 10 question mérite d'être éclaircie par la 11 Régie au présent dossier. 12 Et pour terminer, dans le cadre 13 réglementaire du Québec de l'avis du 14 GRAME, ce qui manque au libellé de la 15 proposition de l'article 15.4 c'est 16 évidemment le consentement non pas du 17 propriétaire de la ressource mais 18 également le consentement du Distributeur 19 pour la ressource désignée. 20 Q.174 Maintenant, outre la notion du 21 consentement du Distributeur, que 22 proposez-vous pour résoudre cette 23 problématique dans une optique de 24 protection des acquis en matière de 25 consommation énergétique?

Page 210	Page 212
1 R. Donc, puisque non seulement la production 2 d'électricité provient d'un quasi monopole 3 de la production par Hydro-Québec 4 Production, mais qu'elle est notamment de 5 source renouvelable à 98 % représente une 6 spécificité remarquable du Québec en 7 comparaison de l'énergie qui se transige 8 sur les réseaux de transport voisins. Le 9 GRAME soumet qu'outre la question de 10 consentement du Distributeur qu'il 11 pourrait être incontournable de prévoir 12 des mesures spécifiques pour le Québec 13 concernant l'article 15.4 14 Dans le cas où la Régie se prononçait 15 en faveur de la modification de l'article 16 15.4 telle que soumise par le 17 Transporteur, le GRAME propose tout de 18 même que cet article comprenne également 19 un libellé par lequel toute nouvelle 20 répartition des ressources impliquant les 21 ressources du Distributeur, tel que défini 22 à l'article 1.40.1 du texte des Tarifs, 23 soient faites uniquement si celles-ci sont 24 proportionnellement de même source 25 énergétique et que la détermination de	1 l'alimentation, à alimenter, pardon, la 2 charge locale du Distributeur en date du 3 1er janvier 2001 font partie des 4 ressources désignées du Distributeur par 5 le seul fait des Tarifs et conditions. 6 Par conséquent, selon la description 7 de la modification qui apparaît à la fiche 8 de l'article 38.1, une portion de ces 9 centrales, ces ressources désignées 10 pourraient également servir aux fins du 11 partage des réserves avec un réseau 12 voisin. Ce qui, réciproquement, permet 13 également à une ressource désignée par 14 évidemment un réseau voisin de servir aux 15 fins du programme de partage des réserves 16 avec le Transporteur. 17 Q.176 Par conséquent, en quoi l'obligation en 18 vertu d'un programme de partage des 19 réserves va ou irait à l'encontre des 20 acquis du Québec en matière de 21 consommation d'énergie et de ressources 22 renouvelables? 23 R. De notre compréhension, l'obligation du 24 partage des réserves, des ressources 25 désignées par le Distributeur, tel que
Page 211	Page 213
1 cette proportion soit basée sur le plan 2 des charges et des ressources tel que 3 soumis par le Distributeur au 4 Transporteur. 5 Pour terminer, il semble tout de même 6 opportun de mentionner que, compte tenu de 7 la conception radiale du réseau de 8 transport et du quasi monopole de 9 production par Hydro-Québec Production, la 10 faisabilité technique de l'article 15.4 11 tel que modifié semble difficile à 12 réaliser et à concevoir. 13 Q.175 Maintenant, pour en revenir à la 14 désignation des ressources du Distributeur 15 de l'article 38.1 du texte des Tarifs et 16 conditions, avez-vous des commentaires 17 concernant cette modification impliquant 18 la nouvelle politique de partage des 19 réserves? 20 R. Oui, certainement. De notre 21 compréhension, cette modification implique 22 que les ressources du Distributeur 23 pourront servir à remplir des obligations 24 en vertu de partage des réserves. Donc, 25 que les centrales qui pouvaient servir à	1 libellé à l'article 38.1, permettrait 2 l'utilisation de réserves en provenance 3 des marchés limitrophes, mais également 4 permettrait au Transporteur de diminuer la 5 quantité de réserves dans sa zone de 6 réglage et de dégager, par conséquent, de 7 l'énergie pour le Producteur, donc de 8 l'énergie hydraulique pour l'alimentation 9 de la charge locale. Je vais continuer, 10 ça, c'est la première partie. 11 Par ailleurs, monsieur Clermont 12 précisait au panel 12 - là, je vous réfère 13 au 10 février; c'est aux lignes 56 et 14 suivantes, au paragraphe 56 et suivants 15 que je vous résume - que la provenance de 16 cette énergie qui transigera à partir 17 d'une interconnexion, donc sa provenance 18 n'est pas nécessairement connue 19 Transporteur et que les électrons ne sont 20 pas colorés et qu'il est difficile 21 techniquement de le déterminer, sauf dans 22 des cas d'exception. 23 Si on revient à ce qui se passe 24 actuellement, présentement. Actuellement, 25 il semble que seules les centrales ou

Page 214	Page 216
1 groupes hydrauliques sont transférés sur 2 le Québec aux interconnexions. Par 3 contre, les transits de puissance et les 4 interconnexions en mode import n'indiquent 5 pas le type de production qui y est 6 associé. 7 Nous comprenons donc qu'actuellement 8 le Transporteur ne participe pas à ces 9 programmes de partage de réserves et qu'il 10 n'a pas tenu compte, selon monsieur 11 Clermont dans sa réponse toujours au 10 12 février, panel 12, c'est-à-dire n'a pas 13 tenu compte dans la préparation de la 14 modification de l'article 38.1 du fait que 15 le partage des réserves peut impliquer le 16 partage de ressources renouvelables du 17 Québec avec des ressources non 18 renouvelables. 19 Q.177 Maintenant, pouvez-vous résumer ce que 20 propose le GRAME pour la protection des 21 acquis du Québec en matière d'énergie 22 renouvelable au présent dossier? 23 R. Je vous réfère au bas de la page 52 du 24 rapport du GRAME, C-8-32. Alors je vous 25 relis une petite phrase:	1 de le savoir dans certains cas. On 2 reviendra plus tard à un des cas 3 d'exception. 4 Autre fait intéressant, il semble que 5 la contrainte sur les interconnexions en 6 courant continu est non pas technique mais 7 contractuelle. Dans ce contexte il serait 8 tout à fait possible, contractuellement 9 parlant, d'avoir dans le futur un partage 10 des réserves avec les réseaux voisins via 11 les interconnexions à courant continu. 12 Q.178 Donc, pouvez-vous indiquer à la Régie les 13 conclusions, vos conclusions et les 14 recommandations du GRAME? 15 R. Donc, premièrement, le Transporteur 16 devrait établir une politique générale, 17 soit un énoncé de partage de réserves qui 18 précise que ce partage devra se faire 19 selon une équivalence des ressources 20 énergétiques impliquées. Alors, compte 21 tenu de la difficulté technique de la 22 traçabilité des électrons, une telle 23 politique, un tel énoncé est un premier 24 pas visant à faire valoir la spécificité 25 du Québec en matière d'énergie
Page 215	Page 217
1 « Le GRAME propose 2 d'établir une 3 politique de partage 4 des réserves de même 5 source énergétique qui 6 soit renouvelable, et 7 ce, en lien avec les 8 particularités du 9 Québec. » 10 Je vous invite aussi, j'ai repris un peu 11 aussi ce que monsieur Clermont nous a 12 répondu, toujours le 10 février au panel 13 12 en réponse aux questions posées par 14 maître Paquet. C'étaient les paragraphes 15 59 et 60. 16 Donc, monsieur Clermont mentionnait 17 que, par exemple, si on prenait de la 18 réserve de l'Ontario il serait 19 techniquement difficile de s'assurer que 20 l'énergie de l'Ontario fournira à des fins 21 de réserves provenant d'une source plutôt 22 qu'une autre. 23 Donc, toujours selon monsieur 24 Clermont, il y aurait quand même des cas 25 d'exception. Il serait toujours possible	1 renouvelable. 2 Par ailleurs, je reviens encore à une 3 des réponses de monsieur Clermont. C'est 4 toujours au même panel, c'est à la suite. 5 Il mentionnait que les gens qui vont 6 fournir la réserve sur son réseau, que les 7 propriétaires de ces ressources-là en 8 feront la promotion et que le Transporteur 9 pourra aussi le faire valoir. Donc, même 10 si, selon monsieur Clermont, ce n'est pas 11 une priorité à court terme, c'est quand 12 même un des enjeux que le Québec devrait 13 faire valoir selon le GRAME. 14 Donc, une telle politique de partage 15 des réserves permettrait dès lors de 16 prioriser les ressources énergétiques 17 renouvelables pour le choix du partage des 18 réserves. 19 Deuxièmement, là j'arrive à mon 20 exemple. Considérant qu'un réseau 21 interconnecté avec des liens courant 22 continu rend possible le partage de 23 réserves, il est tout de même envisageable 24 que de futurs contrats d'échange ou de 25 partages des énergies, là je me répète un

Page 218

Page 220

1 peu, englobent la possibilité d'un partage
2 de réserves via les interconnexions à
3 courant continu, donc entre deux clients
4 hydroélectriques. C'est ça entre deux
5 réseaux.

6 Donc, monsieur Clermont nous
7 indiquait aussi en audience que des
8 discussions techniques ont lieu à ce sujet
9 et que c'est pensable et faisable, mais
10 que nous l'envisageons.

11 Je terminerais en disant, là je
12 cherchais mon exemple et il est ici.
13 Alors, actuellement, pour ce qui est du
14 cas de l'Ontario il est possible d'établir
15 un minimum de partage de réserves
16 spécifiques avec les centrales
17 hydroélectriques qui sont frontalières au
18 Québec et à l'Ontario en transférant sur
19 l'un ou l'autre des deux réseaux des
20 unités de production hydrauliques. Donc,
21 c'est un exemple techniquement réalisable
22 le partage de réserves de mêmes ressources
23 énergétiques.

24 Q.179 Merci. Maintenant une dernière question
25 qui est un peu plus technique qui concerne

1 cas de phénomènes atmosphériques dont la
2 limitation de transit de puissance sur le
3 réseau, la conséquence pourrait être la
4 limitation d'exportation d'énergie propre
5 vers les réseaux voisins.

6 On avait un exemple. Présentement,
7 le Transporteur n'a pas éclairci cette
8 question. On avait un exemple, c'est-à-
9 dire que si New York imposait une
10 limitation en cas d'orage électrique et
11 une baisse de 10 % de sa limite de
12 transit, est-ce qu'Hydro-Québec Transport
13 devra suivre l'exemple et limiter sa
14 limite de transit?

15 Donc, ça conclut.

16 Q.180 Merci, Madame Moreau. Avez-vous d'autres
17 commentaires par rapport au rapport qui a
18 été déposé sous la cote C-8-32?

19 R. En fait, non. On vous inviterait à
20 consulter le rapport. On n'a pas voulu
21 tout reprendre en détail, mais simplement
22 se limiter à un des enjeux auxquels on a
23 eu plus de réponses au cours des contre-
24 interrogatoires. Merci.

25 Q.181 Alors, je vous remercie.

Page 219

Page 221

1 les restrictions de transit de puissance
2 sur le réseau du Transporteur lors
3 d'événements exceptionnels, par exemple
4 lors d'orages ou de verglas. Est-ce que
5 l'uniformisation de l'application de
6 contraintes sur les réseaux en cas de
7 phénomènes atmosphériques pourrait, à
8 votre avis, limiter l'exportation
9 d'énergie propre?

10 R. En fait, le GRAME se posait la question à
11 savoir si la proposition du Transporteur
12 d'inclure le contenu de la référence à
13 l'article 215a)4 du Federal Power Act sera
14 assujettie à la limite de transit de
15 puissance sur le réseau applicable à
16 plusieurs réseaux du NPCC en cas de
17 phénomènes atmosphériques.

18 En effet, la conséquence de cette
19 contrainte serait la limitation de
20 capacité d'exportation d'énergie propre
21 vers les réseaux voisins incluant les
22 limites de transfert entre réseaux. Plus
23 précisément, dans le cas où le
24 Transporteur est assujetti aux contraintes
25 applicables à plusieurs réseaux du NPCC en

1 Monsieur le Président, madame Moreau et monsieur
2 Perrachon sont disponibles pour répondre aux
3 questions des contre-interrogatoires.

4 LE PRÉSIDENT :

5 Alors merci. Pour aujourd'hui nous allons ajourner
6 jusqu'à demain, nous en sommes à 14 h 55, et
7 poursuivre pour l'audition de ce panel. Est-ce
8 qu'il y a d'autres questions préalables à la levée?

9 Non. Donc, la séance est levée jusqu'à demain 9 h.

10 CAUSE CONTINUÉE LE 15 FÉVRIER 2011 A 9H00.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

COPIE

DEMANDE RELATIVE A LA MODIFICATION DES TARIFS
ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT
D'HYDRO-QUÉBEC A COMPTER DU 1ER JANVIER 2009

DOSSIER : R-3669-2008

RÉGISSEURS : M. RICHARD CARRIER, président
Mme LUCIE GERVAIS
M. JEAN-FRANÇOIS VIAU

AUDIENCE DU 15 FÉVRIER 2011

VOLUME 14

DENISE TURCOT
sténographe officielle

Page 2

R-3669-2008
15 FÉVRIER 2011

COMPARUTIONS

Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE,
procureur de la Régie
REQUÉRANTE :
Me ERIC DUNBERRY et
Me MARIE-CHRISTINE HIVON et
Me LAURENCE GÉVRY-FORTIER,
procureurs de Hydro-Québec Transporteur (HQT)
INTERVENANTS :
Me DENIS FALARDEAU,
procureur de Association coopérative d'économie
familiale de Québec (ACEF)
Me PAULE HAMELIN,
procureure de Énergie Brookfield Marketing inc.
(EBMI)
Me GENEVIEVE PAQUET,
procureuse de Groupe de recherche appliquée en
macroécologie (GRAMÉ)

Me ANDRÉ TURMEL et
Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS,
procureurs de Newfoundland Labrador Hydro (NLH)

Me LOUISE CADIEUX,
procureure de Ontario Power Generation
Me ANNIE GARIÉPY,
procureure de Regroupement national des conseils
régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ)
Me DOMINIQUE NEUMAN,
procureur de Stratégies énergétiques et Association
québécoise de lutte contre la pollution
atmosphérique (SÉ-AQLPA)
Me HÉLÈNE SICARD,
procureure de Union des consommateurs (UC)

Me JEAN-FRANÇOIS GIRARD,
procureur de Union des municipalités du Québec (UMQ)

Page 4

1 PANEL UC/RNCREQ
2 PHILIP RAPHALS
3 Interrogé par Me Annie Gariépy 201
4
5 AUDIENCE CONTINUÉE LE 16 FÉVRIER 2011 A 9 H 00
6
7 -----
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25

Page 3

1	TABLE DES MATIERES
2	Page
3	
4	LISTE DES PIÈCES 5
5	LISTE DES ENGAGEMENTS 6
6	REMARQUES PRÉLIMINAIRES 7
7	PREUVE DES INTERVENANTS
8	PANEL GRAME
9	NICOLE MOREAU
10	MICHEL PERRACHON
11	Interrogés par le Président 25
12	PANEL SÉ-AQLPA
13	JACQUES FONTAINE
14	JEAN-CLAUDE DESLAURIERS
15	Interrogés par Me Dominique Neuman 39
16	Contre-interrogés par Me Eric Dunberry 79
17	Contre-interrogés par Me Marie-Christine Hivon 143
18	Interrogés par Me Jean-François Ouimette ... 154
19	Interrogés par Mme LUCIE GERVAIS 164
20	Interrogés par le Président 169
21	PANEL UMQ
22	Louis-Renaud Rozéfort
23	Interrogé par Me Jean-François Girard 175
24	Interrogé par le Président 195
25	

Page 5

1	LISTE DES PIÈCES
2	Page
3	
4	HQT-41-10 (B-196):
5	Réponse à l'engagement du
6	Transporteur #16. 24
7	C-10-54: Extrait du dossier R-3748-2010. 66
8	HQT-41-11 (B-197):
9	Réponse à l'engagement du
10	Transporteur #17. 153
11	C-3-67 et C-2-52 :
12	Présentation PowerPoint de
13	Philip Raphals. 213
14	
15	-----
16	
17	
18	
19	
20	
21	
22	
23	
24	
25	

Page 66	Page 68
1 Pour les fins de la sténographie, madame 2 la greffière m'informe que cette feuille que je 3 viens de déposer porterait la cote C-10-54. 4 PIECE C-10-54 : 5 Extrait du dossier R-3748-2010. 6 Me DOMINIQUE NEUMAN : 7 Q.32 Donc, Monsieur Deslauriers, quels sont les 8 remèdes aux congestions et en quoi cela se 9 traduit dans la planification du réseau 10 que vous abordez dans votre rapport? 11 R. Bien, corriger une congestion c'est 12 fondamentalement changer l'écoulement de 13 puissance et ainsi soulager l'équipement 14 ou la section de réseau qui est 15 surchargée. 16 Les remèdes sont nombreux. On peut 17 changer la configuration du réseau en 18 ajoutant des équipements comme des lignes, 19 des transformateurs. On peut manoeuvrer 20 des bancs de condensateurs, des 21 inductances. On peut changer les 22 consignes sur les compensateurs et sur les 23 alternateurs. On peut modifier la 24 production des centrales. En dernier 25 recours, on peut modifier les charges,	1 avons cité ça dans notre rapport du 2 dossier R-3696-2009. 3 Le phénomène peut être décrit de 4 cette façon. La montée de charge a été 5 trop rapide et l'opérateur du réseau n'a 6 pas eu le temps de commander les 7 manoeuvres pour éviter la congestion. La 8 chute importante de la tension qui a suivi 9 et après avoir créé le fonctionnement de 10 l'automatisme MAIS sans que les 11 événements, perturbations sur le réseau ou 12 défauts, pour lesquels cet automatisme 13 était prévu existe ou soit survenu. Mais 14 c'est uniquement en raison des montées de 15 charge du réseau que MAIS a fonctionné. 16 C'est une congestion. 17 Un processus de planification 18 transparent devrait, selon nous, permettre 19 de déterminer si sur des chemins internes 20 au réseau d'Hydro-Québec il y a des 21 possibilités ou risques de congestion, 22 quelles seraient leurs conséquences et 23 d'identifier les mesures à prendre. 24 Q.34 Monsieur Deslauriers, quels sont vos 25 commentaires quant à la disponibilité
Page 67	Page 69
1 faire du délestage, faire de l'annulation 2 de réservations ou changer les consignes 3 sur les convertisseurs des attaches à 4 courant continu. 5 Q.33 Et, Monsieur Deslauriers, selon vos 6 connaissances et votre expérience, y a-t- 7 il beaucoup de congestion sur le réseau du 8 Transporteur et connaissez-vous des 9 exemples de congestion? 10 R. Selon nous, comme cela a été dit, à cause 11 de sa structure il n'y a pas beaucoup de 12 congestion sur le réseau du Transporteur, 13 certainement moins que sur la plupart des 14 réseaux américains. 15 Cependant, même sur le réseau 16 principal il peut y en avoir. Par 17 exemple, dans notre rapport nous avons 18 mentionné le cas des fonctionnements 19 fréquents de l'automatisme MAIS qui 20 fonctionne dans des conditions normales de 21 réseau qui se situe alors hors des 22 critères de conception de cet automatisme. 23 Nous avons qualifié ces fonctionnements 24 d'interpestifs qui surviennent pour 25 résoudre un problème de congestion. Nous	1 publique des études de planification 2 régionale d'Hydro-Québec Transport? 3 R. La planification régionale entreprise par 4 Hydro-Québec Transport n'est pas 5 disponible publiquement. Il serait plutôt 6 souhaitable que ces études de 7 planification soient rendues disponibles 8 lors de la consultation de l'ensemble des 9 parties prenantes, stakeholders, des 10 parties prenantes et de la Régie afin que 11 les solutions optimales puissent être 12 discutées de façon transparente et en 13 tenant compte de l'horizon optimal de 14 planification qui, selon nous, devrait 15 être au moins celui de la durée de vie des 16 divers équipements planifiés, soit 17 normalement 30 ans. Avec possibilité pour 18 le tribunal et ces stakeholders d'examiner 19 également les alternatives. Un tel 20 processus en amont serait plus constructif 21 que celui qui consiste, pour les 22 stakeholders et la Régie, à examiner à la 23 pièce chacune des demandes 24 d'investissement au moment de sa 25 survenance. C'est, selon nous, la

Page 70

1 transparence souhaitée par la FERC.
2 Q.35 Maintenant j'aborde la section 8 du
3 rapport conjoint d'expertise qui porte sur
4 une série d'autres questions connexes.
5 Sur la question de l'assouplissement des
6 procédures de cession ou de transfert de
7 réservations qui est la section 8.1, nous
8 n'avons pas de questions.
9 Sur la section 8.2 qui porte sur les
10 conditions requises pour qu'un
11 renouvellement de réservation obtienne
12 priorité, c'est ce qui se trouve prévu à
13 l'article 2.2 des Tarifs et conditions
14 proposés, ma question s'adresse à monsieur
15 Fontaine. Donc, que pensez-vous de la
16 nouvelle règle que propose Hydro-Québec
17 Transport limitant le droit de
18 renouvellement prioritaire aux clients qui
19 s'engagent pour cinq ans au lieu d'un an
20 comme actuellement?
21 M. JACQUES FONTAINE
22 R. Nous appuyons cette position du
23 Transporteur. Nous croyons que cette
24 nouvelle règle rejoint les préoccupations
25 de nos clientes en ce qu'elle permettra un

Page 71

1 meilleur équilibre de l'accès au réseau de
2 transport, notamment en ce qui concerne
3 Hydro-Québec Production, Énergie La
4 Lièvre, Rio Tinto Alcan et de Terre-Neuve
5 et Labrador. Un tel exemple exigeant des
6 durées contractuelles de cinq ans avant
7 d'accorder des privilèges existe aussi
8 chez Gaz Métro.
9 Q.36 Je passe au point 8.3 du rapport
10 d'expertise qui touche la transparence
11 dans la désignation des ressources par le
12 client en réseau intégré ou de charge
13 locale et l'équité de traitement des
14 différentes ressources.
15 Monsieur Fontaine, que pensez-vous du
16 traitement proposé par TransÉnergie sur
17 OASIS des ressources désignées par le
18 client de charge locale?
19 R. Nous sommes d'accord avec la proposition
20 d'Hydro-Québec Transport que l'ajout ou la
21 suppression de la désignation d'une
22 ressource par le client de charge locale,
23 HQD, s'effectue par l'entremise du site
24 OASIS.
25 Nous croyons que le texte des Tarifs

Page 72

1 et conditions devrait aussi exiger au
2 moins la publication sur le site OASIS de
3 la liste complète des ressources désignées
4 par le client de charge locale. Le
5 Transporteur semble ouvert à cette
6 publication, mais non à ce que les Tarifs
7 et conditions lui en fassent l'obligation.
8 Nous croyons de plus que la
9 déclaration annuelle complète des charges
10 et des ressources désignées par Hydro-
11 Québec Distribution, actuelle et prévue
12 sur 10 ans prévue à l'article 37.1,
13 devrait également être publiée sur le site
14 OASIS dans un souci de transparence tout
15 en regardant si le besoin s'en fait
16 sentir.
17 Une telle publication s'inscrit en
18 lignée avec nos autres recommandations sur
19 la transparence des données fondant les
20 calculs de la TTC et de l'ATC et fondant
21 la planification du réseau. Une telle
22 publication permettra, notamment,
23 l'identification des contraintes sur le
24 chemin interne d'Hydro-Québec Transport et
25 la planification du réseau comme monsieur

Page 73

1 Deslauriers en a parlé.
2 Q.37 Monsieur Fontaine, avez-vous d'autres
3 commentaires et recommandations sur cette
4 question de la désignation des ressources?
5 R. Oui. Nous recommandons à la Régie de
6 l'énergie de modifier à l'article 37.1 des
7 Tarifs et conditions du Transporteur afin
8 que le Distributeur soit dorénavant requis
9 dans sa déclaration annuelle au
10 Transporteur et pour chacune de ses
11 ressources désignées de fournir les trois
12 informations suivantes: premièrement, la
13 puissance maximale à transporter;
14 deuxièmement, la puissance minimale
15 garantie par cette ressource en pointe
16 coïncidente du réseau; et, troisièmement,
17 lorsqu'une combinaison de ressources
18 permet de garantir au Distributeur une
19 certaine puissance en pointe coïncidente
20 du réseau, le Distributeur doit l'indiquer
21 en désignant chacune de ses ressources en
22 spécifiant la puissance minimale à
23 transporter de chacune et la puissance
24 garantie en pointe coïncidente du réseau
25 qui résultent de leur combinaison.

Page 74	Page 76
1 Q.38 Juste pour éclairer davantage. Ce 2 troisième type d'information, est-ce que 3 vous pouvez illustrer à quoi on fait 4 référence? 5 R. Oui. Bien, si supposons que trois 6 centrales reliées puissent produire 7 ensemble 100 mégawatts, mais seulement 100 8 mégawatts. 9 Q.39 D'accord. 10 R. Le Transporteur a en effet besoin d'une 11 information claire sur ces questions afin 12 de pouvoir déterminer adéquatement la 13 capacité totale du réseau qui sert de 14 diviseur servant à établir les tarifs à 15 partir du revenu requis et également les 16 contributions du Transporteur par mégawatt 17 d'ajout au réseau, selon l'appendice G. 18 Par concordance avec l'appendice C-1, 19 nous formulons également la recommandation 20 supplémentaire de spécifier à l'article 21 37.1 des Tarifs et conditions que le 22 client de charge locale devra fournir des 23 prévisions mensuelles de sa charge pour 24 l'année courante et l'année subséquente. 25 Q.40 Simplement pour le bénéfice de la Régie,	1 marché ne constitue d'ailleurs pas une 2 mission de base d'Hydro-Québec 3 Distribution. Hydro-Québec Production, 4 par sa capacité de réserves, est souvent 5 mieux placée pour rejoindre les plages 6 horaires et les créneaux de marché qui 7 sont à la fois préférables économiquement 8 et environnementalement. 9 Q.41 A la section 8.5 du rapport d'expertise 10 conjoint, donc nous traitons dans cette 11 sous-section de la fourniture de services 12 auxiliaires, qu'on appelle 13 complémentaires, par des ressources autres 14 que la production. Il s'agit des annexes 15 2, 3, 6 et 7. 16 Monsieur Fontaine, que pensez-vous de 17 la modification proposée par TransÉnergie 18 à ses Tarifs et conditions afin de 19 permettre la possibilité que les services 20 auxiliaires de réglage de tension, de 21 réglage de fréquence, de maintien de la 22 réserve tournante ou de maintien de la 23 réserve arrêtée puissent être fournis par 24 des ressources autres que la production? 25 R. Bien, nous sommes d'accord avec cette
Page 75	Page 77
1 nous référons à la réponse récemment 2 obtenue à l'engagement 15 du Transporteur 3 sur ce point. 4 Je passe maintenant à la section 8.4 5 du rapport d'expertise conjoint qui traite 6 des règles applicables aux reventes de 7 surplus effectuées par le client de réseau 8 intégré ou de charge locale. 9 Monsieur Fontaine, que pensez-vous de 10 la proposition de TransÉnergie de 11 systématiser la règle selon laquelle le 12 client de charge locale ou de réseau 13 intégré est sujet aux règles du client de 14 point à point lorsqu'il procède à des 15 transactions hors de sa charge locale ou de 16 son réseau intégré. 17 R. Oui. Bien, nous sommes d'accord avec 18 cette proposition car un tel statut évite 19 notamment à Hydro-Québec Distribution de 20 bénéficier de priorités pour ses 21 transactions hors charge locale par 22 rapport à des transactions similaires de 23 point à point qui pourraient être 24 effectuées par Hydro-Québec Production. 25 La vente en gros d'électricité sur le	1 proposition même si les possibilités 2 énoncées ne sont pas pour l'instant 3 utilisées, elles pourraient l'être à 4 l'avenir. On pense les gens ont parlé de 5 volant d'inertie. Et il est donc utile 6 que les Tarifs et conditions le prévoient. 7 Ceci rejoint encore une des préoccupations 8 de nos clientes à l'effet de maximiser 9 l'usage des équipements existants lorsque 10 des nouveaux investissements peuvent être 11 évités. 12 Q.42 Finalement, j'aborde la section 8.6 du 13 rapport d'expertise conjoint qui traite de 14 l'intégrité du réseau de transport, et 15 plus particulièrement du crédit pour 16 clients du service en réseau intégré qui 17 sont propriétaires d'installations de 18 transport. 19 R. Oui. Bien, nous sommes d'accord. 20 Q.43 Monsieur Fontaine, que pensez-vous de la 21 proposition que formule TransÉnergie à ce 22 sujet à l'article 30.6 de ses Tarifs et 23 conditions à l'effet que le client du 24 service en réseau intégré, sachant qu'il 25 n'y en a actuellement aucun au Québec,

Page 78	Page 80
1 bénéficie d'un crédit s'il est 2 propriétaire d'installations de transport? 3 R. Oui, nous sommes d'accord avec cette 4 proposition. Cette modification est en 5 ligne avec l'actuel appendice J des Tarifs 6 et conditions de TransÉnergie qui prévoit 7 déjà que le producteur d'électricité 8 bénéficie d'un remboursement pour le coût 9 de son poste de départ incluant son réseau 10 collecteur éolien qu'il construit en 11 autant que ce coût ne dépasse pas un 12 certain seuil visant à assurer que cet 13 actif est prudemment acquis ou utile, 14 c'est-à-dire qu'il n'est pas trop gros 15 inutilement. Tout comme l'appendice J, 16 cette modification à l'article 30.6 de ses 17 Tarifs et conditions assure la logique du 18 traitement réglementaire de toutes les 19 composantes du réseau de transport. 20 Q.44 Alors, je vous remercie beaucoup, Monsieur 21 Fontaine, Monsieur Deslauriers. Donc, les 22 témoins sont disponibles pour répondre à 23 d'autres questions éventuellement. 24 LE PRÉSIDENT : 25 Merci. Nous allons prendre la pause pour l'avant-	1 jeu. 2 Et j'aurai peut-être également une 3 référence à faire à la demande 4 d'intervention du SÉ-AQLPA. J'ai des 5 copies additionnelles pour vous simplifier 6 la tâche. 7 Alors, ce sont tous des documents au 8 dossier, Monsieur le Président, 9 évidemment. Alors, c'est simplement pour 10 faciliter les références. 11 En cours de contre-interrogatoire, 12 Messieurs, je dirigerai certaines de mes 13 questions à l'un ou à l'autre et à 14 l'occasion ce sera possiblement une 15 question qui sera dirigée aux deux. 16 Alors, vous pourrez y répondre également. 17 Monsieur Deslauriers, peut-être on 18 peut débiter avec vous, vous témoignez 19 aujourd'hui comme expert en technologie 20 des réseaux de transport d'électricité, si 21 j'ai bien compris. C'est exact? 22 M. JEAN-CLAUDE DESLAURIERS: 23 R. Oui. 24 Q.46 Et votre formation universitaire, à la 25 lecture de votre curriculum vitae en est
Page 79	Page 81
1 midi jusqu'à 10 h 45. 2 SUSPENSION DE L'AUDIENCE 3 10H46 4 LA GREFFIERE: 5 Veuillez prendre place, s'il vous plaît. 6 LE PRÉSIDENT: 7 Alors, reprise de l'audience. Est-ce qu'il y a des 8 intervenants dans la salle qui auraient des 9 questions pour les témoins? Il n'y en a pas. Pour 10 le Transporteur, Maître Dunberry. 11 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ÉRIC DUNBERRY: 12 Oui. Alors, merci, Monsieur le Président. 13 Q.45 Monsieur Fontaine, Monsieur Deslauriers, 14 bon matin et bonjour. 15 Nous allons revoir ensemble certains 16 éléments et je vous invite à en prendre 17 des copies tout de suite. Ça vous 18 permettra de me suivre également. Une 19 copie de l'appendice C-1, l'annexe C-1 aux 20 Tarifs et conditions. Si vous ne l'avez 21 pas déjà, on pourra vous en fournir une 22 copie. 23 Je vous invite également à prendre 24 une copie de vos curriculum vitae à chacun 25 auquel vous avez référé déjà d'entrée de	1 une d'ingénieur en génie électrique. 2 C'est bien cela? 3 R. Tout à fait. 4 Q.47 Et j'ai noté de votre CV que vous n'avez 5 pas de formation universitaire en sciences 6 économiques. C'est exact? 7 R. Non. 8 Q.48 Ni de formation universitaire en sciences 9 sociales? 10 R. Non plus. 11 Q.49 Ni de formation universitaire en sciences 12 environnementales? 13 R. Non. 14 Q.50 Ni de formation en réglementation 15 d'entreprises et industries réglementées? 16 R. Certainement pas. 17 Q.51 Et je comprends que le mandat qui vous a 18 été confié par SÉ-AQLPA est fondé sur 19 votre expérience en qualité d'ingénieur en 20 génie électrique. C'est bien exact? 21 C'est ça? 22 R. Oui, tout à fait, oui, en technologies des 23 réseaux, oui. 24 Q.52 Monsieur Deslauriers, êtes-vous toujours 25 membre de l'Ordre des ingénieurs? Je vous

Page 162 1 environnementaux à participer à ces 2 séances de planification là et surtout 3 quel apport ces groupes pourraient avoir 4 dans un processus comme celui-là? 5 R. Bien, notre intérêt c'est surtout les 6 énergies renouvelables et ce serait dans 7 cet esprit-là qu'on voudrait le regarder à 8 l'effet que la planification telle qu'elle 9 est suggérée, les modifications au réseau 10 ou les projets tels qu'ils peuvent être 11 amenés n'auront pour effet de défavoriser 12 les énergies renouvelables, en particulier 13 les éoliennes ou le PV. C'est dans cet 14 esprit-là. Évidemment, ça reste un cadre 15 étroit pour nous, pour nos clients, 16 beaucoup plus étroit de toute façon que 17 d'autres intervenants. Mais ça reste 18 qu'il y a un intérêt pareil de défendre 19 des options ou des choix de société, et 20 pour faire ça il faut avoir l'information. 21 C'est dans cet esprit-là qu'il y a un 22 intérêt. 23 Q.226 Et je vous avais demandé également 24 d'élaborer davantage sur l'apport qu'un 25 groupe comme SÉ ou AQLPA pourrait avoir;	Page 164 1 pas évident. 2 Q.227 Ça va, je vous remercie. 3 LE PRÉSIDENT : 4 Pour la formation de la Régie, Madame Gervais. 5 INTERROGÉS PAR Mme LUCIE GERVAIS : 6 Q.228 Bonjour, Monsieur Deslauriers, Monsieur 7 Fontaine. Je vous amènerais, je ne sais 8 pas qui a écrit la section alors vous 9 choisirez qui est la meilleure personne 10 pour répondre. Je vous amènerais à la 11 page 56, 57 de votre document rapport 12 d'expertise. 13 Alors, suite à la recommandation 23, 14 vous débutez en bas de page, je vais 15 attendre que vous y soyez. Alors vous 16 débutez en bas de page: 17 « En phase 1 du 18 présent dossier 19 3669-2008, il avait 20 également été constaté 21 que les déclarations 22 annuelles des 23 ressources désignées 24 du Distributeur 25 présentaient les
Page 163 1 est-ce que vous pourriez élaborer à ce 2 sujet-là? 3 R. Bien, ça dépend d'un cas particulier, 4 c'est difficile de le dire en général 5 comme ça. Nous sommes déjà intervenus 6 dans plusieurs dossiers et de projets 7 particuliers où nous avons défendu peut- 8 être des alternatives sur une perspective 9 à plus long terme ou sur des cas 10 d'intégration éolienne, par exemple, où 11 nous sommes intervenus à plusieurs 12 reprises et où c'est toujours difficile 13 d'avoir l'information. 14 Et dans mon esprit, l'information 15 c'est d'abord les schémas unifilaires et 16 potentiellement les écoulements de 17 puissance. Actuellement, ils sont souvent 18 disponibles sous pli confidentiel. Et 19 analyser un écoulement de puissance sous 20 pli confidentiel ce n'est pas facile, 21 c'est extrêmement compliqué, et surtout si 22 on n'a pas le schéma unifilaire. Si on a 23 le schéma unifilaire c'est un peu plus 24 facile de prendre des notes, mais réécrire 25 un réseau sur une feuille blanche ce n'est	Page 165 1 anomalies suivantes. » 2 Et là il y en a deux qui en haut de la 3 page 57 sont nommées, la première étant la 4 puissance disponible en pointe: 5 « De toutes les 6 ressources non 7 éoliennes étaient 8 déclarées comme étant 9 de 100 % de la 10 puissance installée, 11 ce qui est évidemment 12 erroné. » 13 J'aimerais ça que vous m'expliquiez pour 14 mon bénéfice qu'est-ce qui est erroné? 15 M. JACQUES FONTAINE : 16 R. Bien, on sait que mettons les puissances 17 maximales des centrales ne sont pas 18 toujours disponibles, que ce soit à cause 19 de l'hydraulicité, à cause des niveaux des 20 réservoirs. Il peut y avoir d'autres 21 raisons, mais mettons les principales ça 22 peut être l'hydraulicité et la hauteur 23 d'eau dans le réservoir. 24 Alors que dans le cas de l'éolienne 25 on met tout de suite la valeur... on met

Page 166

1 la valeur plancher ou à peu près, une
2 valeur très, très basse. Alors on disait
3 qu'il devrait y avoir une cohérence là-
4 dedans. Ou bien on ne considère pas les
5 centrales non éoliennes à 100 % ou bien on
6 considère les centrales éoliennes à 100 %
7 puis après ça on compense dans les taux de
8 réserves. En fait, c'est cette cohérence-
9 là qu'on recherche.
10 Q.229 O.K., merci.
11 M. JEAN-CLAUDE DESLAURIERS :
12 R. Est-ce que je peux compléter si vous
13 permettez?
14 Q.230 Bien sûr.
15 R. Je ne connais pas les taux effectifs de
16 disponibilités des centrales du
17 Transporteur. Je connais celles de
18 l'Ontario par contre parce que c'est
19 disponible sur le site de l'OPA. Il y en
20 a qui sont à 67, d'autres à 80, d'autres à
21 85. La liste est là et avec un modèle
22 historique aussi. Donc, il y a un
23 paramètre là qui est intéressant, mais ce
24 n'est pas 100 %.
25 Q.231 Merci. Puis dans la même ligne d'idée,

Page 167

1 dans le milieu de la page lorsque vous
2 dites:
3 « La non-cohérence
4 entre la méthode de
5 déclaration de la
6 puissance des
7 ressources non
8 éoliennes et éoliennes
9 amène mathématiquement
10 à une discrimination
11 envers ces
12 dernières. »
13 Monsieur Fontaine, est-ce que c'est ce à
14 quoi vous venez juste de répondre
15 également?
16 M. JACQUES FONTAINE :
17 R. Oui oui, exactement. Oui oui.
18 Q.232 O.K. C'est bien. J'aimerais que vous
19 élaboriez à ce moment-là, vous proposez
20 une amélioration à l'article 37.1 puis là
21 vous listez trois éléments pour les
22 ressources désignées, trois informations
23 qui devraient être requises: la puissance
24 maximale à transporter, la puissance
25 minimale garantie et également la

Page 168

1 puissance minimale à transporter de
2 chacune des puissances, puissance
3 garantie, en pointe coïncidente du réseau
4 qui résultent en leur combinaison.
5 J'aimerais ça que vous élaboriez sur
6 le besoin et sur le contenu. J'aimerais
7 vous entendre plus sur ce que vous
8 souhaitez.
9 Q.233 Oui oui. Alors ce qu'on voulait mettre
10 c'est la puissance maximale à transporter,
11 autrement dit la valeur à 100 %. Ensuite
12 la puissance minimale garantie par cette
13 ressource en pointe coïncidente du réseau,
14 à ce moment-là, ça va être une valeur plus
15 pratique, généralement plus basse qui va
16 tenir compte des conditions réelles qu'on
17 va avoir à cette centrale-là. Et le
18 troisième point concerne un groupe de
19 production où les trois ensemble donnent
20 une somme, mais on ne peut pas être sûr
21 d'où va venir la somme, mais la somme est
22 garantie, soit parce qu'on va passer l'eau
23 dans les trois centrales ou qu'on va agir
24 de telle façon que la somme des trois va
25 être garantie. Mais on ne pourra pas dire

Page 169

1 d'où va venir ce qui va faire notre
2 garantie.
3 Q.234 O.K. Et vous suggérez que ce soit...
4 R. Bien, ces trois éléments-là...
5 Q.235 Que ces trois éléments-là soient ajoutés?
6 R. Oui oui.
7 Q.236 C'est bien. Bien, je vous remercie.
8 INTERROGÉS PAR LE PRÉSIDENT :
9 Q.237 Richard Carrier pour la formation de la
10 Régie. En continuité avec les questions
11 de madame Gervais, ce que déclare le
12 Distributeur comme puissance en pointe de
13 ses ressources et autres, est-ce que ça ne
14 doit pas répondre aux exigences au niveau
15 des plans de fiabilité pour la NERC ou
16 NPCC ou NAESB? Puis là est-ce que dans ce
17 sens-là il y a une avenue pour changer ces
18 puissances-là déclarées à la fois dans le
19 Plan d'approvisionnement et dans les
20 ressources déclarées aux fins de l'usage
21 par le Transporteur, est-ce qu'il n'y a
22 pas une difficulté là à considérer?
23 M. JACQUES FONTAINE :
24 R. Bien, j'ai l'impression que pour la NERC
25 ce que le Distributeur va déclarer ça va

Page 170	Page 172
1 être sa puissance minimale garantie 2 globale dans les conditions les plus 3 réelles possibles pour un hiver donné, 4 pour un hiver de pointe, pour la pointe de 5 l'hiver qui s'en vient. 6 Je n'ai pas examiné l'ensemble 7 desdits détails parce que dans les 8 documents, mettons dans le 3648 puis dans 9 le 3748, les clauses des plans 10 d'approvisionnement, je ne crois pas que 11 le détail des centrales puis la production 12 étaient donnés dans la déclaration au 13 NERC. On disait plutôt... En tout cas, 14 je ne l'ai pas vu dans ces documents-là, 15 je ne sais pas s'ils sont en annexe aux 16 documents du NERC, je ne suis pas allé 17 voir. Mais j'ai l'impression qu'à ce 18 moment-là ce qui est donné c'est 19 globalement qu'est-ce qu'on peut faire sur 20 quoi on compte. 21 Probablement qu'à ce moment-là le 22 Distributeur, s'il répond, il répond j'ai 23 mon patrimonial ou les centrales du 24 Québec, bien, toutes les centrales du 25 Québec. Mais dans les valeurs réelles	1 Q.239 Monsieur Deslauriers, tout à l'heure dans 2 votre réponse à maître Ouimette concernant 3 l'appendice K puis la participation des 4 stakeholders, vous avez mentionné que si 5 ça se passait comme en Ontario, on serait 6 un peu plus avancé. Qu'est-ce que vous 7 vouliez dire au juste par cela? 8 M. JEAN-CLAUDE DESLAURIERS : 9 R. D'abord au niveau de l'information, donc 10 on parle de schémas unifilaires puis 11 possiblement certains écoulements de 12 puissance. Ils ne sont pas tous 13 disponibles en Ontario mais il y en a de 14 disponibles. Et aussi des documents de 15 planification avec des variantes. On va 16 dire si on fait ça, ça permet ça, si on 17 fait ça, ça permet ça. Puis pour 18 solutionner tel problème de congestion, on 19 peut faire ça, on peut faire ça, on peut 20 faire ça. C'est-à-dire il y a des séries 21 de documents. Si je voulais les amener 22 ici tout ce qui est publié sur le site de 23 l'OPA, je veux dire on en aurait jusque-là 24 des documents de planification de réseau 25 avec des schémas.
Page 171	Page 173
1 productibles qui devraient correspondre à 2 la puissance minimale garantie par cette 3 ressource en pointe coïncidente du réseau. 4 C'est ma compréhension des choses. 5 Q.238 Et à savoir si un examen de ça doit être 6 fait est-ce que c'est dans le présent 7 dossier ou dans le dossier du plan de 8 ressources du Distributeur où les mêmes 9 notions sont débattues, quelle est 10 l'instance qui doit prédominer selon vous? 11 R. Mais ici ce qu'on disait c'est que: 12 « Afin que le 13 Distributeur soit 14 dorénavant requis dans 15 sa déclaration 16 annuelle au 17 Transporteur et pour 18 chacune de ses 19 ressources de fournir 20 les trois informations 21 suivantes. » 22 Alors, nous on le voyait que le 23 Transporteur devait le demander au 24 Distributeur, puis il pourrait le demander 25 à partir de ce dossier-ci.	1 Et dans ce sens-là, c'est-à-dire 2 n'importe quel intervenant, et nous et 3 d'autres ici évidemment, auraient beaucoup 4 d'informations qui est difficile à avoir 5 maintenant. 6 Q.240 Et ces informations-là sont tout 7 simplement sur le site de l'opérateur? 8 R. L'OPA. 9 Q.241 Ce n'est pas dans le cadre d'un processus 10 devant l'instance... 11 R. Non, non, non, c'est en permanence sur le 12 site Ontario Power Authority. Et la 13 plupart de ces documents émanent de IESO. 14 Parce que les études de réseaux, les 15 écoulements de puissance puis les analyses 16 de stabilité sont faites par IESO. 17 Q.242 Très bien. Ça complète les questions de 18 la formation. Maître Neuman. 19 Me DOMINIQUE NEUMAN : 20 Alors merci, Monsieur le Président. Donc, je n'ai 21 pas d'autres questions aux témoins. Je vous 22 remercie. 23 LE PRÉSIDENT : 24 Merci, Maître Neuman. 25 Q.243 Donc merci aux témoins. Vous êtes libérés

Page 242 1 regardé dans le docket d'HQUS à la FERC et 2 j'ai trouvé des représentations par 3 rapport à la position d'HQT qui m'ont 4 surpris. 5 Je fais référence maintenant à 6 l'annexe 2 de mon rapport qui est la 7 demande d'HQUS, à la page 7, note de bas 8 de page 16 il fait référence à deux 9 lettres, une lettre de TransÉnergie et une 10 autre de Cedar Rapids Transmission, dont 11 la lettre de TransÉnergie a été aussi 12 reproduite, annexe 1 je crois, la lettre 13 de madame Courville. Et la demande, je 14 suis maintenant à annexe 2, page 7, note 15 16: 16 « The letters state 17 that subject to 18 approval by the Québec 19 regulator, 20 TransÉnergie and CRT 21 will undertake any 22 needed revisions to 23 their filed OATTs to 24 assure continuing 25 compliance with the	Page 244 1 plusieurs aspects, je pense qu'il aurait 2 été plus clair et simple d'étudier toutes 3 les questions qu'il faut étudier si cette 4 entité ou son représentant aurait 5 participé à ces audiences. 6 Malheureusement, il ne l'a pas fait. 7 Mais je conclus ce thème en disant 8 que si la Régie considère qu'elle doit 9 tenir compte de cet enjeu, et ce n'est pas 10 évident, ce n'est pas moi qui vous demande 11 de le faire, mais si vous décidez de le 12 faire, le critère essentiel est d'éviter 13 des divergences par rapport au pro forma 14 dans les questions qui soulèvent des 15 enjeux de comparabilité. C'est ça le 16 message que j'essaie de clarifier ici. 17 Ce n'est pas la conformité avec tous 18 les mots, ce n'est même pas... il y a 19 plein de choses dans le pro forma où la 20 FERC vous donne toute déférence de gérer 21 le réseau du transport comme vous voulez. 22 Les critères fondamentaux sur la 23 comparabilité entre le traitement de 24 l'entité affiliée, HQT et les autres et 25 ses concurrents, pas toutes les autres
Page 243 1 Commission's 2 reciprocity 3 requirements. » 4 14H52 5 Alors, premièrement, cette affirmation je 6 ne trouvais pas vraiment, excusez-moi je 7 ne connais pas le nom en français, c'est 8 une over statement, ça va plus loin que 9 madame Courville a étalé dans sa lettre. 10 Elle n'a pas dit que TransÉnergie allait 11 undertake any needed revisions to assure 12 continuing compliance with the reciprocity 13 requirements, elle a simplement dit que 14 c'était vrai que le Transporteur est dans 15 le processus d'adapter son OATT aux 16 dispositions de 890 et 890-A. 17 Alors, je ne sais pas, je pense que 18 cette affirmation nous laisse un peu 19 encore dans un silence un peu difficile à 20 interpréter. 21 C'est sûr que ce n'est pas au 22 Transporteur de défendre les intérêts 23 d'HQUS, ce n'est pas à la Régie et ce 24 n'est certainement pas à mes clients de le 25 faire. Et, encore une fois, dans	Page 245 1 entités du réseau, ses concurrents qui 2 essaient d'utiliser le réseau d'HQT pour 3 vendre l'électricité aux États-Unis. 4 Et tout cela, bien sûr, dans la 5 mesure où c'est compatible avec vos 6 efforts de créer un régime réglementaire 7 qui répond aux besoins de l'ensemble des 8 utilisateurs, y compris la charge locale. 9 Alors, je suis prêt à commencer sur 10 le thème de désignation des ressources. 11 Je note qu'il est 2 h 55, voulez-vous que 12 je commence? 13 Me ANNIE GARIÉPY : 14 Q.276 Monsieur Raphals, vous en avez à peu près 15 pour combien de temps pour présenter le 16 thème désignation de ressources? Je vois 17 qu'il y a trois acétates, là. 18 R. Je dirais 15 minutes. 19 Q.277 Alors, je vous laisse décider, Monsieur le 20 Président, si vous voulez qu'on commence 21 ce thème-là. 22 LE PRÉSIDENT: 23 Alors, faisons ce thème puis ensuite on arrêtera 24 pour aujourd'hui. 25 R. Merci. Alors, sur ces questions que j'ai

Page 246	Page 248
1 traitées dans le chapitre 6 dans mon 2 rapport, il y a plusieurs dispositions, 3 plusieurs modifications mais je pense que 4 l'enjeu principal qui est soulevé par les 5 modifications proposées est l'interdiction 6 de desservir des ventes non interruptibles 7 aux tiers par des ressources désignées. 8 Et ça, c'est l'élément qui sera le focus 9 de mes commentaires. 10 Alors, dans le contexte américain, on 11 apprend dans l'ordonnance 890 que cette 12 exigence souvent n'a pas été non respectée 13 par les transporteurs américains. 14 Plusieurs transporteurs croyaient 15 apparemment que la suppression était 16 implicite et au paragraphe 1560 de 17 l'ordonnance il est noté que Edison 18 Electric Institute et que la compagnie 19 Southern ont affirmé que la pratique 20 comment a été dans le passé qu'une 21 ressource en réseau est réputée dé- 22 désigner ou supprimer pour toute période 23 dans laquelle... pour laquelle le client 24 demande un service ferme de point à point. 25 Alors, dans l'ordonnance 890, la FERC	1 required. The 2 undesignation and 3 redesignation 4 requirements exist not 5 only to promote 6 reliability but also 7 to prevent undue 8 discrimination, 9 promote comparable 10 treatment of 11 customers, and 12 increase the accuracy 13 of ATC calculations. 14 We find that the 15 interest in advancing 16 these policy goals 17 overrides the minimal 18 burden and cost that 19 submitting 20 undesignations and/or 21 redesignations 22 entails.» 23 Alors, il s'agit d'un texte clair et non 24 ambigu. 25 Au Québec aussi, cette disposition
Page 247	Page 249
1 a clarifié que ce n'est pas du tout ça, 2 qu'on ne peut pas réputer la suppression 3 d'une désignation et qu'il faut réellement 4 procéder à la suppression des désignations 5 à chaque fois qu'une vente non 6 interruptible est faite d'une ressource 7 désignée. Il s'agit, en réalité, d'une 8 disposition qui a été dans le pro forma 9 depuis 888 et il est bien sûr clair depuis 10 février 2007, quand l'ordonnance a été 11 publiée, qu'il faut... il est censé d'être 12 respecté. 13 Alors, et justement dans 14 l'ordonnance, paragraphe 1576 où la FERC 15 précise et insiste sur le fait que des dé- 16 désignations formelles sont requises. Je 17 cite ce paragraphe: 18 « We disagree with 19 commenters arguing 20 that formal 21 undesignations and/or 22 redesignations of 23 resources used to make 24 firm third party sale 25 should not be	1 est là depuis le règlement 659, est aussi 2 claire et non ambiguë et appliquée à la 3 charge locale, enfin, appliquée de la 4 charge locale via la Partie IV depuis D- 5 2002-95 mais avant ça s'appliquait la 6 charge locale via un contrat de ressources 7 en ressources intégrées. 8 Mais étant donné que l'ensemble, à ma 9 connaissance, à ma compréhension, 10 l'ensemble des centrales d'HQ Production 11 sont désignées, en plus les 12 interconnexions sont désignées et en plus 13 le contrat patrimonial est désigné, il 14 semble évident que les désignations 15 excèdent l'utilisation, la consommation de 16 la charge locale et donc que l'application 17 rigoureuse de cette disposition n'a pas 18 été... n'a pas été assurée. 19 Alors, pour adresser rapidement la 20 confusion sur les ventes fermes ou les 21 ventes non interruptibles, je n'ai pas de 22 preuve qu'HQP fait des ventes non 23 interruptibles. il n'y a pas de preuve 24 dans le dossier, de ma connaissance, si 25 elles ont été faites, mais il me semble

Page 250

1 raisonnable de présumer que de temps en
2 temps, dans les derniers 10 ans, qu'il y a
3 eu des ventes d'électricité non
4 interruptible.
5 Donc, généralement, une vente
6 interruptible a moins de valeur. On sait
7 que HQP fait des grands efforts pour
8 maximiser ses profits. Alors, il serait,
9 à mon avis, surprenant, s'il n'y a jamais
10 eu des ventes non interruptibles et donc
11 je pense que c'est... on peut simplement
12 prendre ça comme une hypothèse si
13 quelqu'un veut le contredire, il n'y a pas
14 de problème mais il me semble évident que
15 parfois il y a ce type de vente.
16 Alors, la question, c'est quel est le
17 degré de conformité avec les Tarifs et
18 conditions en vigueur et quels sont, s'il
19 y a un problème, quelle est la meilleure
20 façon de résoudre ce problème?
21 Alors, dans son témoignage oral,
22 monsieur Clermont a fait référence aux
23 notions de system sales. Je n'ai pas la
24 référence malheureusement dans les notes
25 sténo mais je crois qu'il a suggéré qu'une

Page 251

1 façon qui est acceptable pour la FERC pour
2 faire la dé-désignation, la suppression de
3 désignation afin de permettre les ventes
4 non interruptibles serait dans la forme de
5 slice of system, c'est-à-dire de dé-
6 désigner une partie du système sans
7 préciser quelles centrales sont dé-
8 désignées.
9 Alors, j'ai adressé cette question à
10 la page 30 de mon rapport où j'ai cité les
11 paragraphe 190 et 202 de l'ordonnance
12 890-B qui précise dans quelles
13 circonstances ce type de dé-désignation
14 slice of system est acceptable.
15 Alors, dans ces passages, dans ces
16 paragraphes, la FERC, je pense, est
17 claire, indique clairement que slice of
18 system suppression est acceptable mais
19 seulement quand l'achat est une ressource
20 désignée pour l'acheteur et aussi
21 lorsqu'il s'agit d'un acheteur sur le même
22 réseau de transport, autrement des
23 suppressions, des dé-désignations centrale
24 par centrale, ou unité par unité, sont
25 requises.

Page 252

1 15H02
2 Dans la même ordonnance, paragraphe
3 208, il y a la précision que cette option
4 existe uniquement pour a buyer located on
5 the same transmission system. Alors,
6 selon ma compréhension, si on était aux
7 États-Unis répondant à la FERC, slice of
8 system, dé-désignation, ne serait pas une
9 option dans le cas précis où on est.
10 Mais tout ça soulève une question de
11 fond, pourquoi toutes ces dispositions
12 sont là, est-ce que c'est vraiment
13 important, qu'est-ce que ça change, si on
14 supprime ou non une désignation?
15 A ma connaissance, la Régie n'a pas
16 vraiment adressé cette question dans le
17 passé. Toutes ces dispositions étaient
18 déjà présentes dans le règlement 659 à
19 l'entrée de l'audience 3401. Et nous
20 avons justement à l'époque soulevé
21 l'apparente discordance entre la pratique
22 et le texte réglementaire, mais la
23 nécessité comme telle, l'utilité comme
24 telle de ces dispositions n'ont pas été
25 remises en question.

Page 253

1 Alors, essayons de comprendre
2 pourquoi la FERC insiste sur cette
3 question. Et la réponse se trouve en
4 partie au paragraphe 1577, encore une fois
5 de l'ordonnance 890, où la FERC écrit:
6 « We find that
7 requests to allow
8 " i n f o r m a l
9 undesignations" appear
10 to be simply requests
11 to not require
12 undesignations at all.
13 Since the salient
14 feature of requiring
15 an undesignation is
16 that the proper
17 account is taken of
18 the effects on ATC,
19 i n f o r m a l
20 undesignations, which
21 do not take proper
22 account of the fact
23 that a resource is no
24 longer a designated
25 network resource,

Page 254

1 appear to serve no
2 purpose. »
3 Alors, la logique appliquée par la FERC
4 semble être la suivante. Avec la
5 désignation d'une ressource, une capacité
6 de transfert est réservée pour le client
7 en ressources intégrées, le network
8 customer. Et aussi longtemps qu'elle est
9 réservée pour le client en réseau intégré,
10 excusez-moi, cette capacité n'est pas
11 disponible pour les autres clients.
12 Alors, permettre la désignation des
13 ressources au-delà des véritables besoins
14 du client en réseau intégré a l'effet de
15 réduire les ATC pour les autres clients du
16 réseau, et donc a des effets
17 anticompetitifs.
18 Maintenant, dans un monde comme... et
19 c'est monsieur Clermont je pense qui a
20 dit: « Aux États-Unis, tout est dans le
21 chemin, tout est sur OASIS. » Ce n'est
22 pas peut-être strictement vrai tout, mais
23 généralement, aux États-Unis, les chemins
24 internes sont des chemins qui sont
25 affichés sur OASIS avec un ATC et qui sont

Page 255

1 disponibles pour l'utilisation par des
2 tiers.
3 Mais notre situation est très
4 différente. Ici, la presque totalité des
5 ressources désignées et la totalité des
6 charges désignées sont à l'intérieur de
7 nos frontières, avec l'exception surtout
8 de Churchill, et aussi, on peut peut-être
9 dire les interconnexions. Mais avec
10 encore l'exception de LAB, aucun des
11 chemins qui relient les ressources
12 désignées aux charges désignées n'est
13 affiché sur OASIS. Et aucun de ces
14 chemins, encore à l'exception de LAB, a un
15 ATC.
16 De plus, étant donné que l'ensemble
17 des centrales de HQP sont désignées, c'est
18 inévitable que la plupart du temps les
19 ressources désignées excèdent celles qui
20 sont utilisées réellement pour desservir
21 la charge locale.
22 Il semble donc qu'il y a comme deux
23 bulles qui touchent pas ou peu, une étant
24 les ressources internes, avec des chemins
25 internes, qui sont désignés pour desservir

Page 256

1 des charges internes, et l'autre étant les
2 chemins externes avec l'ATC avec OASIS.
3 Et il n'est vraiment pas évident pour
4 moi, peut-être quelqu'un peut me
5 l'expliquer, mais il n'est pas évident en
6 quoi le fait de désigner tous les chemins
7 internes pour les charges désignées peut
8 affecter le calcul de l'ATC. Et s'il
9 n'affecte pas le calcul de l'ATC, alors le
10 raisonnement de la FERC s'évapore. C'est
11 ça la raison pour que la FERC exige les
12 désignations, c'est pour ne pas fausser
13 les calculs de l'ATC pour restreindre
14 finalement l'accès au réseau des tiers.
15 Alors, est-ce que la désignation et
16 la dé-désignation ou la suppression
17 temporaire des ressources désignées est un
18 élément essentiel des exigences de
19 réciprocité? Dans le contexte américain,
20 la réponse est absolument oui. La FERC
21 est très claire que n'importe quoi qui va
22 réduire l'ATC disponible aux tiers, c'est
23 une opportunité pour une discrimination
24 induite en faveur de l'affilié.
25 Mais dans le contexte québécois, si

Page 257

1 on prend pour acquis le point HQT, les
2 informations par rapport à la congestion
3 interne, et que dans tous les cas s'il y a
4 congestion interne ça n'affecterait pas
5 l'ATC sur les chemins affichés, ce n'est
6 vraiment pas évident dans quoi les
7 manquements par rapport... ou le non-
8 respect de ces exigences de désignation
9 peut avoir des effets anticoncurrentiels,
10 anticompetitifs. Et s'il n'y a pas
11 d'effets anticompetitifs, ce n'est pas
12 évident en quoi il y aura un effet sur la
13 comparabilité.
14 Alors, si on est dans une optique de
15 conformité line by line et d'essayer de
16 suivre tous les minutia de la
17 réglementation américaine, bien sûr, il
18 faut faire toutes ces modifications qui
19 sont proposées. Mais si on suit plutôt la
20 logique fondamentale de bâtir un système
21 de réglementation efficace et sain pour
22 les besoins de tous les utilisateurs au
23 Québec, je ne suis vraiment pas convaincu
24 que ces dispositions sont essentielles.
25 Alors, étant donné que la Régie n'a

Page 258

1 jamais statué sur la nécessité de la
2 désignation de ressources, ma suggestion
3 serait que, dans un dossier futur, que la
4 Régie fasse le tour de la question au
5 Québec afin de définir le régime de
6 désignation qui répond plus adéquatement
7 aux besoins du réseau québécois.

8 Et entre-temps, je ne vois pas
9 vraiment la nécessité d'adopter toutes ces
10 dispositions concernant l'attestation,
11 surtout dans un contexte où, selon ma
12 meilleure compréhension, c'est HQD qui
13 doit faire l'attestation de conformité.
14 Mais en fait, c'est seulement HQP qui sait
15 si une vente ferme a été faite et quand.

16 Alors, ce n'est vraiment pas évident
17 comment HQD peut avoir devant lui tous les
18 faits pour affirmer que toutes les
19 suppressions requises sont faites. Alors
20 donc, je vous sou mets que c'est une
21 question qui mérite plus d'étude.

22 Ça complète ce thème-là.

23 LE PRÉSIDENT :

24 Alors, nous allons ajourner pour aujourd'hui et
25 reprendre demain, 9 h 00.

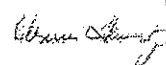
Page 259

1 CAUSE CONTINUÉE LE 16 FÉVRIER 2011 A 9H00.
2 -----
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25

Page 260

1 Je, soussignée, DENISE TURCOT, sténographe
2 officielle bilingue, certifie sous mon serment
3 d'office que les pages qui précèdent sont et
4 contiennent la transcription fidèle et exacte de mes
5 notes, le tout conformément à la loi.

6
7 Et j'ai signé,

8
9  Digitally signed by Denise Turcot,
DN: cn=Denise Turcot, o=Quebec, c=ca,
email=steno@deniseturcot.com,
Date: 2011.02.15 23:16:27 -05'00'

10
11 DENISE TURCOT
12 Sténographe officielle bilingue
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

COPIE

DEMANDE RELATIVE A LA MODIFICATION DES TARIFS
ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT
D'HYDRO-QUÉBEC A COMPTER DU 1ER JANVIER 2009

DOSSIER : R-3669-2008

RÉGISSEURS : M. RICHARD CARRIER, président
Mme LUCIE GERVAIS
M. JEAN-FRANÇOIS VIAU

AUDIENCE DU 17 FÉVRIER 2011

VOLUME 16

DENISE TURCOT
sténographe officielle

Page 2	Page 4
R-3669-2008 17 FÉVRIER 2011 COMPARUTIONS Me JEAN-FRANÇOIS OUMETTE, procureur de la Régie REQUÉRANTE : Me ÉRIC DUNBERRY et Me MARIE-CHRISTINE HIVON et Me LAURENCE GÉVRY-FORTIER, procureurs de Hydro-Québec Transporteur (HQT) INTERVENANTS : Me DENIS FALARDEAU, procureur de Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF) Me PAULE HAMELIN, procureure de Énergie Brookfield Marketing inc. (EBMI) Me GENEVIEVE PAQUET, procureure de Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ) Me ANDRÉ TURMEL et Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS, procureurs de Newfoundland Labrador Hydro (NLH) Me LOUISE CADIEUX, procureure de Ontario Power Generation Me ANNIE GARIEPY, procureure de Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) Me DOMINIQUE NEUMAN, procureur de Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) Me HÉLÈNE SICARD, procureure de Union des consommateurs (UC) Me JEAN-FRANÇOIS GIRARD, procureur de Union des municipalités du Québec (UMQ)	LISTE DES PIÈCES Page 1 2 3 4 C-2-53 et C-3-68 : 5 Deux pages du United States of 6 America before the Federal 7 Energy Regulation Commission. 8 Reply comments of the Edison 9 Electric Institute on the Notice 10 of Proposed Rulemaking. 18 11 B-199 : Réponse à l'engagement du 12 Transporteur #19. 19 13 14 ----- 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25
Page 3	Page 5
TABLE DES MATIÈRES Page 1 2 3 4 LISTE DES PIÈCES 4 5 REMARQUES PRÉLIMINAIRES 5 6 PREUVE DES INTERVENANTS 7 PANEL UC/RNCREQ 8 PHILIP RAPHALS 9 Contre-interrogé par Me Eric Dunberry 19 10 11 AUDIENCE CONTINUÉE LE 18 FÉVRIER 2011 A 9 H 00 12 13 ----- 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25	1 EN L'AN DEUX MILLE ONZE (2011), ce dix-septième 2 (17e) jour du mois de février, 3 4 LA GREFFIERE: 5 Veuillez prendre place, s'il vous plaît. 6 LE PRÉSIDENT: 7 Bonjour à toutes et à tous. Reprise de l'audience. 8 Madame Guilhermond. 9 LA GREFFIERE: 10 Protocole d'ouverture. Audience du 17 février 2011, 11 dossier R-3669-2008 - phase 2. Demande relative à 12 la modification des Tarifs et conditions des 13 services de transport d'Hydro-Québec à compter du 14 1er janvier 2009. Poursuite de l'audience. 15 Me HÉLÈNE SICARD: 16 Bonjour, Monsieur le Président, si vous me permettez 17 pour une minute. Hier, ça n'a pas été noté aux 18 notes sténos, mais monsieur Raphals a pris un 19 engagement de fournir au distributeur une référence 20 quant à une cause. Alors, j'ai la référence ici 21 avec moi pour la communiquer à tout le monde. 22 Il s'agit de United States of America before the 23 Federal Energy Regulation Commission. Reply 24 comments of the Edison Electric Institute on the 25 Notice of Proposed Rulemaking.

Page 146	Page 148
1 Alors, vous nous dites, Monsieur Raphals, tout en 2 bas: 3 « Finalement, en 4 présumant que les ETC, 5 Existing Transmission 6 Commitments, d'HQT 7 sont identiques à ceux 8 du réseau voisin. » 9 Ce qui devrait normalement être le cas. 10 On obtient ATC-HQT égale ATC-neighbour, 11 d'où le commentaire à la toute fin: 12 « Ainsi, la méthode du 13 Transporteur équivaut 14 simplement à adopter 15 l'ATC du réseau 16 voisin. » 17 Bon. Se rappelant tous nos cours de 18 mathématiques de base, l'ETC-HQT, s'il est 19 égal au ETC-neighbour, on comprend bien 20 que les deux valeurs s'annulent, d'où la 21 résultante ATC-HQT égale ATC-neighbour, 22 n'est-ce pas? 23 R. Oui. 24 Q.219 Voilà! Et l'hypothèse que vous faites 25 pour affirmer et conclure c'est que l'ETC-	1 bid-based markets, le droit de transport 2 est un accessoire qui suit l'acceptation 3 du bid pour une quantité d'énergie? 4 R. Oui. 5 Q.224 Vous êtes avisé de ça? 6 R. Oui. 7 Q.225 Oui. Et que même dans le cas comme, par 8 exemple, sur le chemin HQT-NE, qui a fait 9 longuement l'objet de discussions dans 10 cette présente cause, où il est possible 11 de faire certaines réservations du côté 12 américain, ce qui est un cas plutôt 13 d'exception, les quantités de part et 14 d'autre d'ETC ne sont pas les mêmes. 15 Prenons l'exemple d'EBMI, et je vous 16 pose la question ensuite, il est en preuve 17 et EBMI l'a fait longuement que du côté 18 canadien elle jouirait d'une réservation 19 de, sauf erreur, 306 mégawatts et du côté 20 américain de réservations de 282 21 mégawatts. 22 Etes-vous avisé de cette situation- 23 là, Monsieur Raphals? 24 R. Je suis au courant de cette situation et 25 je dois vous dire d'emblée que cette
Page 147	Page 149
1 HQT est égal au ETC-neighbour, ce qui, 2 selon vous, devrait être normalement le 3 cas. C'est l'hypothèse qui vous permet de 4 conclure que les deux ATC sont 5 essentiellement l'adoption de l'ATC des 6 réseaux voisins. C'est un peu l'argument 7 que vous présentez, n'est-ce pas? 8 R. Oui, mais il y a un autre problème qui 9 vient plus haut. Continuez mais je vais 10 revenir sur cet élément de contexte. 11 Q.220 Oui. Alors, sur cette hypothèse que vous 12 proposez que les ETC sont les mêmes, êtes- 13 vous avisé, Monsieur Raphals, que sur 14 certains, plusieurs, réseaux 15 interconnectés qui entourent le Québec la 16 notion de transport physique avec 17 réservations n'existe pas? 18 R. Oui. 19 Q.221 Et qu'il n'y a pas de réservations au sens 20 où on peut l'entendre sur une inter- 21 connexion côté Québec? 22 R. Oui. 23 Q.222 Vous êtes d'accord? 24 R. Oui. 25 Q.223 Et que dans les marchés, appelons-les les	1 analyse mathématique était dans une 2 hypothèse générique qui ne tient pas 3 compte de ces autres contraintes qui 4 présument qu'il y a simplement en face un 5 autre transporteur de même nature. 6 Q.226 Évidemment, la difficulté pour vous de ça 7 c'est que si ETC n'égale pas ETC, bien, 8 elles ne peuvent pas disparaître l'une et 9 l'autre, ce qui fait que la conclusion 10 mathématiquement ne tient pas la route, 11 mathématiquement? 12 R. Comme je dis, cet exemple-là ne fait 13 pas... est basé sur une hypothèse 14 générique qui ne tient pas compte de la 15 distinction entre physique et financier. 16 Me ÉRIC DUNBERRY : 17 Monsieur le Président, nous pourrions prendre la 18 pause sur cette réponse. 19 LE PRÉSIDENT : 20 Et à titre d'indication pour d'ici la fin de votre 21 contre-interrogatoire, combien est-ce que... vous 22 avez besoin de combien de temps? 23 Me ÉRIC DUNBERRY : 24 On prendra certainement, maître Hivon et moi, ce qui 25 nous reste de la journée en espérant terminer, sinon

Page 150

1 demain en début de journée. Et à ce moment-là,
2 possiblement que la demande qui vous a été faite par
3 EBMI se résoudra d'elle-même.
4 LE PRÉSIDENT :
5 J'allais y venir. Maître Hamelin?
6 Me PAULE HAMELIN :
7 Avec cette belle invitation, je demanderais à la
8 formation de pouvoir libérer monsieur Roach. Nous
9 avons pris les dispositions nécessaires avec les
10 gens qui font la traduction simultanée pour obtenir
11 les cassettes et on va finaliser ça j'imagine juste
12 avant d'aller luncher. Alors si c'était possible de
13 pouvoir... et nous confirmer également que la preuve
14 de EBMI serait effectivement reportée.
15 LE PRÉSIDENT :
16 Je pense c'est la conclusion à laquelle la Régie en
17 arrive que nous ne débiterons pas l'audition de la
18 preuve d'EBMI demain. Nous allons faire toutes les
19 questions de procédure. Donc, pour vos témoins vous
20 pourrez gérer leurs disponibilités en conséquence.
21 Me PAULE HAMELIN :
22 Je vous remercie.
23 LE PRÉSIDENT :
24 Maître Sicard? Non. Donc, nous allons prendre la
25 pause lunch jusqu'à 13 h 15.

Page 151

1 SUSPENSION DE L'AUDIENCE
2 13h20
3 REPRISE DE L'AUDIENCE
4 LE PRÉSIDENT :
5 Bonjour, reprise de l'audience.
6 Donc, dans un premier temps, concernant le
7 dépôt demandé du document référant au témoignage de
8 monsieur Raphals en Phase 1, la Régie accepte le
9 dépôt du document, le sujet étant en lien suffisant
10 avec l'enjeu discuté en Phase 2. Et, évidemment,
11 Maître Sicard, vos droits sont préservés au
12 réinterrogatoire, au besoin, d'aborder le tout.
13 Donc, au niveau des... est-ce qu'il y a eu
14 des discussions sur les questions d'horaire ou est-
15 ce qu'il y a un état d'avancement ou si c'est mieux
16 d'aborder ça demain plutôt? Qu'est-ce que...
17 Me ÉRIC DUNBERRY :
18 Quant à nous, Monsieur le Président, entre nous,
19 procureurs, nous avons des dates de disponibilité
20 mais on doit parler évidemment aux gens à l'interne.
21 Et j'ai cru comprendre du commentaire de maître
22 Turmel que les dates que vous aviez en tête ne
23 conviendraient pas à NLH et qu'on était rendu à
24 la... finalement à la période du 17 ou du 18 avril.
25 Alors, si on prend ça comme point de départ, on va

Page 152

1 vous revenir avec toutes les dates disponibles en
2 avril et en mai.
3 LE PRÉSIDENT :
4 Donc, très bien. La Régie invite les procureurs à
5 continuer à se concerter puis s'il y a possibilité
6 de trouver des plages faisant l'affaire, bien, on
7 pourra en prendre acte demain. Sinon, bien, la
8 Régie demandera à chacune des parties à nouveau
9 d'identifier les plages de disponibilité pour que la
10 Régie rende éventuellement une décision sur le
11 calendrier.
12 Donc, sur ce, nous allons continuer le
13 contre-interrogatoire. Maître Dunberry?
14 Me ÉRIC DUNBERRY :
15 Merci beaucoup, Monsieur le Président, Madame,
16 Monsieur les Régisseurs, alors nous reprendrons.
17 Q.227 Monsieur Raphals, re-bonjour. Je vous
18 demanderais de prendre votre rapport, nous
19 allons parler de désignation de
20 ressources, et plus particulièrement des
21 questions que l'on aborde aux pages 31 et
22 suivantes de votre rapport.
23 Préalablement, peut-être une ou deux
24 questions de mise en contexte, Monsieur
25 Raphals. Simplement pour bien nous

Page 153

1 assurer d'avoir un vocabulaire qui ne
2 prête aucunement à confusion, je prends
3 pour acquis que vous distinguez entre,
4 d'une part, un service de transport qui
5 peut être ferme ou non ferme, et je
6 souligne service de transport, et un
7 engagement de vente à un tiers sur une
8 base non interruptible, qui est un concept
9 que l'on retrouve davantage aux articles
10 140.1 et 38.1. Vous distinguez bien ces
11 deux concepts, n'est-ce pas?
12 R. Absolument.
13 Q.228 Oui. Et je présume que, dans votre
14 rapport, lorsque vous traitez de la
15 prohibition de vente à des tiers, vous
16 traitez de la prohibition de vente, ou de
17 vente système, à des tiers sur une base
18 non interruptible, étant entendu que des
19 ventes, ou des ventes système, à des tiers
20 sur une base interruptible ne causeraient
21 aucune difficulté à la lecture de votre
22 rapport.
23 R. C'est exact.
24 Q.229 Et peut-être simplement pour fins de
25 référence, Monsieur le Président, je

Page 154	Page 156
1 référerai le témoin à une décision qui 2 est en révision et le témoin pourrai 3 référer, c'est la décision D-2010-053, 4 décision qui réfère à des plaintes portées 5 par NLH en relation avec certaines 6 demandes de service de transport sur les 7 lignes Churchill Falls. Et la Régie 8 disait dans cette affaire, dans la 9 décision D-2010-053, certaines choses. 10 R. Un instant, s'il vous plaît. 11 Q.230 Oui, tout à fait. J'en ai des copies en 12 fait, pendant que je demande à ma collègue 13 de les chercher c'est moi qui les ai. 14 Alors excusez-moi, Maître Fortier. Alors, 15 on pourra peut-être en remettre une copie 16 à la formation également. Nous n'en 17 offrons pas à maître Turmel à dessein, 18 Monsieur le Président. Il en a déjà 19 plusieurs copies, comme vous savez. 20 Alors, à la page 57, vous avez une 21 citation de la Régie, Monsieur Raphals, 22 qui dit ceci: 23 « La Régie note qu'il 24 n'y a aucune preuve à 25 l'effet que	1 customer from engaging 2 in non-firm sales from 3 idle designated 4 network resources. We 5 find that the non-firm 6 operation of network 7 resources will not 8 affect the 9 availability of such 10 resources on a firm 11 basis because such 12 non-firm uses are 13 subject to 14 interruption. » 15 Vous avez la citation que l'on pourra vous 16 donner dans le texte mais je voulais 17 simplement confirmer que vous êtes en 18 accord avec cet énoncé de principe de la 19 Régie et de la FERC? 20 R. Oui mais bien sûr il faut aussi tenir 21 compte de toutes les précisions offertes 22 par la FERC depuis ordonnance 890-A et B. 23 Par exemple, en 890-B, au paragraphe 234, 24 page 137, sur ce point très précis, la 25 FERC écrit:
Page 155	Page 157
1 l'électricité de la 2 Centrale CF fasse 3 l'objet de vente à des 4 tiers. Au contraire, 5 selon le témoignage de 6 monsieur Rioux d'HQT, 7 l'électricité de cette 8 centrale a toujours 9 servi à la charge 10 locale. De plus, même 11 si une partie de 12 l'électricité de cette 13 centrale était vendue 14 à des tiers, cela ne 15 changerait pas son 16 statut de centrale 17 désignée du 18 Distributeur. La FERC 19 traite d'ailleurs 20 d'une question 21 semblable: » 22 Et je cite la décision de la FERC: 23 « It was not the 24 Commission's intent to 25 prohibit the network	1 « Section 30.4 of the 2 pro forma OATT, as 3 amended in this order, 4 restricts the 5 operation of a network 6 customer's designated 7 network resources such 8 that the output of 9 those facilities does 10 not exceed the sum of 11 the network customer's 12 designated load, non- 13 firm sales, losses, 14 and sales under a 15 reserve sharing 16 agreement. » 17 Je pense que cet énoncé est un peu plus 18 précis que celui qui est cité ici. 19 Q.231 Oui mais sur le principe de ventes non 20 interruptibles, est-ce que vous êtes 21 d'accord avec moi que pour les ventes non 22 interruptibles il n'y a aucune prohibition 23 dans les ordonnances 890, pour des ventes, 24 pardon, interruptibles? Soyons précis 25 dans les notes, très précis, ce mot a son

Page 158	Page 160
1 poids. En ce qui a trait aux ventes 2 interruptibles, il n'y a pas de 3 prohibition dans les dispositions des 4 ordonnances de la FERC? 5 R. Effectivement. Faisant référence bien sûr 6 à la bonne définition d'interruptible. 7 Q.232 J'aimerais maintenant vous référer à votre 8 rapport à la page 35. 9 R. 35? 10 Q.233 35, oui. Alors, page 35 de votre rapport 11 où vous dites, tout au bas de la page, en 12 fait c'est au paragraphe... à l'avant- 13 dernier paragraphe, en sommaire du 14 traitement de la preuve et des réponses 15 aux demandes de renseignements sur la 16 question des ressources désignées, vous 17 concluez à cet endroit de la façon 18 suivante: 19 « Comment comprendre 20 ces réponses? » 21 Et vous répondez ce qui suit, alors 22 lisons-le ensemble: 23 « Il semble évident 24 qu'au fil des ans... » 25 R. Excusez-moi, vous êtes à la page 35?	1 présume que le texte est le même alors je 2 reprends: 3 « Il semble évident 4 que, au fil des ans, 5 Hydro-Québec a fait 6 des ventes fermes à 7 partir de ses 8 centrales qui sont 9 toutes désignées. En 10 même temps, on sait 11 qu'il n'y a jamais eu 12 de dé-désignation 13 d'une centrale étant 14 donné la réponse 7.9 15 et le fait que le 16 Transporteur serait 17 nécessairement au 18 courant si ça se 19 produisait. On peut 20 donc conclure que, 21 dans le passé, les 22 articles 38.1 et 38.5 23 n'ont pas été 24 respectés. » 25 C'est une allégation qu'on retrouve donc
Page 159	Page 161
1 Q.234 35. 2 Me HÉLENE SICARD : 3 Bien, on n'a pas la même page 35. 4 Me ÉRIC DUNBERRY : 5 Je suis dans une version soulignée avec marques de 6 révision. 7 R. Ah, vous avez imprimé la version avec les 8 soulignés. 9 Q.235 Oui. 10 R. J'ai la version propre devant moi. 11 Q.236 Ah, c'était plus facile à l'époque pour 12 voir les changements, alors on va faire la 13 conversion rapidement. 14 Me HÉLENE SICARD : 15 C'est parce que ce n'est plus la même page. 16 Me ÉRIC DUNBERRY : 17 Oui, c'est ça. On va faire la conversion 18 rapidement, Monsieur le Président, on s'excuse. 19 J'ai une version soulignée moi. 20 R. O.K., je vois, c'est à la page 34 de la 21 version... 22 13H30 23 Q.237 Oui. Alors, je vais inviter ma collègue à 24 traduire au fur et à mesure les numéros de 25 page. Je débute donc et je vais lire. Je	1 au bas de votre rapport à la page 34. 2 C'est une première allégation et je 3 vous réfère à une seconde avant de vous 4 poser la question qui en découle. Et je 5 suis, moi, au bas de la page 36 et ça 6 débute par Dans le présent dossier, donc 7 c'est au bas de la page 36. 8 Me HÉLENE SICARD : 9 35. 10 Me ÉRIC DUNBERRY : 11 35. 12 Q.238 Alors au bas de la page 35, vous dites 13 ceci, Monsieur Raphals: 14 « Dans le présent 15 dossier, le 16 Transporteur propose 17 d'entériner ses 18 renforcements dans ses 19 propres Tarifs et 20 conditions sans 21 reconnaître que 22 jusqu'ici les 23 dispositions en 24 vigueur à ce sujet 25 n'ont jamais été

Page 162	Page 164
1 respectées et sans 2 donner aucune 3 indication de ce qu'il 4 propose de faire 5 concrètement pour 6 s'assurer que de 7 nouvelles dispositions 8 seront dûment 9 respectées. » 10 Alors voilà une deuxième allégation. 11 Et je vais vous lire la dernière qui 12 est juste avant le titre 7 à la page 36, 13 et je cite: 14 « Si, par contre, elle 15 accepte la proposition 16 du Transporteur de 17 faire les 18 modifications 19 proposées, elle 20 devrait exiger au 21 Transporteur qu'il 22 indique comment il 23 entend s'assurer que 24 ces dispositions 25 seront respectées.	1 Raphals. 2 R. Oui. 3 Q.240 Alors lisons ensemble: 4 « Alors, pour adresser 5 rapidement la 6 confusion sur les 7 ventes fermes ou les 8 ventes non 9 interruptibles, je 10 n'ai pas de preuve 11 qu'HQP fait des ventes 12 non interruptibles. 13 Il n'y a pas de preuve 14 dans le dossier, de ma 15 connaissance, si elles 16 ont été faites, mais 17 il me semble 18 raisonnable de 19 présumer que de temps 20 en temps, dans les 21 derniers 10 ans, qu'il 22 y a eu des ventes 23 d'électricité non 24 interruptibles. 25 Donc, généralement,
Page 163	Page 165
1 Étant donné le non- 2 respect dans le passé, 3 il serait également 4 approprié que la Régie 5 exige un suivi sur 6 cette question lors 7 des prochains dossiers 8 tarifaires. » 9 Hier, Monsieur Raphals, vous avez réagi à 10 un commentaire qui... à un témoignage de 11 monsieur Clermont, et je vous invite à la 12 page 249 des notes sténographiques de la 13 journée d'hier. C'est à la page 249 et je 14 vous invite à lire toute la réponse, mais 15 je lirai avec vous. 16 Me HELENE SICARD : 17 Il n'y a pas de page 249. 18 Me ÉRIC DUNBERRY : 19 Volume 14. 20 Me HELENE SICARD : 21 Alors c'est avant-hier. 22 Me ÉRIC DUNBERRY : 23 Merci beaucoup, Maître Sicard. 24 Q.239 Alors voilà, 249, le 14, volume 14. Et je 25 vous attends à la ligne 19, Monsieur	1 une vente 2 interruptible a moins 3 de valeur. On sait 4 que HQP fait des 5 grands efforts pour 6 maximiser ses profits. 7 Alors, il serait, à 8 mon avis, surprenant, 9 s'il n'y a jamais eu 10 des ventes non 11 interruptibles et donc 12 je pense que c'est... 13 on peut simplement 14 prendre ça comme une 15 hypothèse si quelqu'un 16 veut le contredire, il 17 n'y a pas de problème 18 mais il me semble 19 évident que parfois il 20 y a ce type de 21 vente. » 22 Bon. Considérant les positions que vous 23 avez - en fait, laissez-moi vous poser une 24 première question qui découle d'un débat 25 que nous avons eu hier.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

COPIE

DEMANDE RELATIVE A LA MODIFICATION DES TARIFS
ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT
D'HYDRO-QUÉBEC A COMPTER DU 1ER JANVIER 2009

DOSSIER : R-3669-2008

RÉGISSEURS : M. RICHARD CARRIER, président
Mme LUCIE GERVAIS
M. JEAN-FRANÇOIS VIAU

AUDIENCE DU 2 MAI 2011

VOLUME 23

DENISE TURCOT
sténographe officielle

Page 2	Page 4
R-3669-2008 2 MAI 2011 COMPARUTIONS Me JEAN-FRANÇOIS OUMETTE, procureur de la Régie REQUÉRANTE : Me ÉRIC DUNBERRY et Me MARIE-CHRISTINE HIVON et Me LAURENCE GÉVRY-FORTIER, procureurs de Hydro-Québec Transporteur (HQT) INTERVENANTS : Me DENIS FALARDEAU, procureur de Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF) Me PAULE HAMELIN, procureure de Énergie Brookfield Marketing inc. (EBMI) Me GENEVIÈVE PAQUET, procureure de Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) Me ANDRÉ TURMEL et Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS, procureurs de Newfoundland Labrador Hydro (NLH) Me LOUISE CADIEUX, procureure de Ontario Power Generation Me ANNIE GARIEPY, procureure de Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) Me DOMINIQUE NEUMAN, procureur de Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) Me HÉLÈNE SICARD, procureure de Union des consommateurs (UC) Me JEAN-FRANÇOIS GIRARD, procureur de Union des municipalités du Québec (UMQ)	LISTE DES ENGAGEMENTS Page #1 : Provide a copy of all written exchanges between Dr. Sinclair and NLH defining Dr. Sinclair's mandate in this hearing. 102 #2 : Provide a list of all documents provided to Dr. Sinclair by NLH on which he relied to draft Section 2, pages 7 to 12 and 34 to 40. 106 #3 : Provide a list of the documents translated for Dr. Sinclair on which he relied to prepare his report. 107 #4 : Verify whether Dr. Sinclair was provided with translated copies of exhibits HQT-1, document 1; HQT-2, including Schedules C and C-1; HQT-8, documents 1, 2, 5, 6 and 8; HQT-29, documents 1, 2, 3, revision 3, 5 and 6; HQT-29, document 3.4; and confirm which ones were translated for his
Page 3	Page 5
TABLE DES MATIÈRES Page LISTE DES ENGAGEMENTS 4 LISTE DES PIÈCES 8 PANEL NLH GILBERT BENNETT ROBERT SINCLAIR Interrogés par Me André Turmel 14 VOIR-DIRE SUR LES QUALIFICATIONS D'EXPERT DU DR ROBERT SINCLAIR Interrogé par Me André Turmel 34 PANEL NLH (Suite) GILBERT BENNETT ROBERT SINCLAIR Interrogés par Me André Turmel 41 Contre-interrogés par Me Éric Dunberry 98 -----	review. 110 #5 : Vérifier si Dr Sinclair a reçu et révisé des éléments de preuve déposés au dossier par un des intervenants et sur la base desquels il aurait préparé son rapport du 23 septembre 2010. 114 #6 : Verify and confirm whether Dr. Sinclair attended at the hearings of October 18 and 19, 2010. 115 #7 : Inform when Dr. Sinclair was provided with the information and documents relating to the Brookfield situation on which he relied for purposes of his report. 127 #8 : Describe and identify who provided Dr. Sinclair with the information and documents relating to the Brookfield situation on which he relied for purposes of his report. 128 #9 : Provide a list of all documents and information provided to Dr.

Page 46 1 is the existing transmission commitments. 2 The existing transmission commitments are 3 commitments on the system that take up 4 transmission capacity and therefore cannot 5 be made available to the market. 6 In general, I'm going to put up this 7 formula because I think, although this is 8 an abbreviated form of it, the ATC or the 9 transmission that's available to the 10 market, and I'm talking about firm 11 transmission here, but there is an 12 equivalent equation for non-firm. 13 So, in its fundamental relationship, 14 the transmission available to the market 15 is going to be equal to the transmission 16 capacity on a given path, net of TRM. We 17 don't need to talk about that but 18 basically NTC refers to the physical or 19 the transmission capacity on the path. 20 Then, from that, you must take away 21 the existing transmission commitments on 22 the path. So, it's a rather simple 23 relationship in Attachment C-1 where HQT 24 sets out its ATC equations. 25 There are some other terms that are	Page 48 1 QCRD, a QCRND which really stands for non- 2 designated and it's firm, called firm 3 here, and the QCRND, non-firm, but as I 4 will explain, these two, the second and 5 third designations are inconsistent with 6 the pro forma 890 OATT because it 7 allocates too much of the firm commitments 8 to the native load usage and I will 9 explain why this is the case. 10 So, first, let me discuss that QCRD 11 which is a legitimate use of firm 12 capacity, QCRD according to Attachment C- 13 1, represents transmission commitments on 14 transmission paths for designated native 15 load resources. So, if he doesn't need a 16 native load resource, the transmission 17 capacity on that path is put aside for 18 that resource. And this is a legitimate 19 use of designated resources. They are 20 allowed to have firm capacity on the 21 paths. 22 And this QCRD is reflected in the 23 firm commitments which is the existing 24 transmission commitments. And as I said, 25 this is consistent with Order 890. So,
Page 47 1 included but, for the purposes of our 2 discussion, we don't need to bother with 3 those but there are several other terms 4 that adjust the ATC but are not my concern 5 right here. So, to keep it simple, I'd 6 like to discuss just these major terms. 7 So, as you see, if the ETC is 8 overstated or understated, then the ATC 9 will be understated or overstated, 10 depending on the ETC. So, it's a very 11 simple relationship. 12 If you establish too many existing 13 transmission commitments, there are not 14 enough capacity left for the market. 15 So, when we talk about ETC or the 16 existing transmission commitments, 17 essentially, you have point-to-point 18 reservations on the path and native load 19 commitments on the path. And what I want 20 to talk about are native load commitments. 21 In the Attachment C-1 which is the 22 HQT's attachment for establishing the 23 calculation of available transmission 24 capacity, three types of native load 25 commitments are used in the equations. A	Page 49 1 there is no problem with this designation. 2 Now with the other designations, 3 there is a problem. With the QCRND firm, 4 these are transmission commitments on 5 posted paths for non-designated resources 6 to serve native load. So, these are 7 resources that have not been designated by 8 the distributor as native load resources 9 but they are able to serve native load. 10 Now, as I will explain later, it is 11 possible to use... to have access to 12 native load customers from non-designated 13 resources but it's not a firm commitment; 14 it's a non-firm commitment. 15 So, the key here is, as I highlight 16 here, is that this is transmission 17 commitments for non-designated resources. 18 Now, in C-1, HQT's Attachment C-1, 19 the non-firm... the QCRND firm is placed 20 in firm commitments. So, it's treated as 21 a firm commitment. So, it reduces the 22 firm ATC in the equations but it's a 23 violation of the OATT to set aside network 24 transmission for non-designated resources 25 and you can read that plainly at Section

	Page 52
1 28.4. 2 So, what's going on here is that a 3 reservation that is made from a non- 4 designated resource to serve native load 5 is being assigned, is reducing the firm 6 ATC on the system. And that's in 7 violation of the pro forma OATT. Non- 8 designated resource they only have rights 9 to as-available transmission. 10 Now, I'll move to the third 11 designation which is QCRND, non-firm, and 12 this denotes the transmission commitments 13 for non-designated resources again 14 reserved by HQP which is the generator, 15 the HQ generator and again for supplying 16 native load. And again it's for non- 17 designated resources but it's a... this is 18 a violation of FERC comparability because 19 it provides special treatment to HQP. And 20 in accordance with comparability, no party 21 can be provided preferential advantages. 22 Also, it's a violation of HQT's own 23 OATT because Part IV which is network 24 service can only be available to the 25 distributor and it's not allowed that HQP	1 on firm. 2 So, the conclusion is that I'm 3 recommending that the Régie should require 4 HQT to revise the proposed tariff to 5 eliminate QCRND firm and QCRND non-firm. 6 Then there should be a single designation 7 used to represent the reservations from 8 non-designated resources. But this should 9 reflect only secondary service in 10 accordance with Section 28.4 of the 890 11 OATT. 12 QCRD itself we don't have a problem 13 with. And it would make, as far as this 14 is concerned, make Attachment C-1 15 consistent with Section 36.3 of HQT's own 16 OATT in that the generator cannot use 17 network service, native load service, 18 excuse me. 19 I think it's important to point out 20 that there were some cross-examination 21 testimony and I am putting up here the 22 exact formulation of the QCRND firm, in 23 particular the existing transmission 24 commitments. There is a lot on the screen 25 but I only want to really point out these
	Page 51
1 which is not the distributor to a reserve 2 under this Part. So, this is also not 3 consistent with Order 890 and also not 4 consistent with the current OATT. 5 So, let me just talk, summarize. 6 Again, these are two designations that are 7 for non-designated resources and if you 8 read Order 890, 28.4 which I have on the 9 screen, it says: 10 « The Network Customer 11 may use Transmission 12 Provider's 13 Transmission System to 14 deliver energy to its 15 Network Loads from 16 resources that have 17 not been designated as 18 Network Resources. 19 Such energy shall be 20 transmitted, on an as- 21 available basis, ... » 22 So, it cannot be used... it cannot be 23 designated in such a way to use up firm 24 transmission. You see, I highlight here 25 "as-available". It reaches the question	1 two elements that I've circled here. And 2 Mr. Clermont testified and there is the 3 relevant cite on the screen, February 4 11th, 2011 at page 104, he insisted that 5 the QCRND designations were for non-firm 6 service only. 7 However, still in Attachment C-1 is 8 the fact that the QCRND firm is treated as 9 a firm commitment and so reducing the firm 10 ATC. So, there is a conflict between this 11 testimony, this cross-examination 12 testimony and the attachment and this 13 should be resolved as I've explained on a 14 previous slide. 15 Okay. Now, I want to move to the 16 second ATC topic which is Designation of 17 Distributor Resources. And I address this 18 at pages 8 and 9 of my testimony. 19 So, Order 890 requires network 20 customers to designate network resources 21 so transmission capacity can be set aside 22 for their delivery. We talked about that 23 in my previous section. So, it's 24 important that the transmission provider 25 know what resources are designated so that

Page 54 1 it can calculate ATC. 2 9H59 3 This issue was raised in a data 4 response. It was also raised by HQT 5 witness, Mr. Clermont, again on February 6 9th, as I indicated above, 2011, pages 107 7 to 111. 8 Accurate resource designations are 9 critical to accurate ATC values. As I 10 said, when you set aside firm transmission 11 for native load resources, you reduce the 12 ATC. So it's important that we get the 13 designations correct. If they're not 14 correct, then ATC could be wrong. If ATC 15 is wrong, then transmission customers may 16 be excluded from the market. And of 17 course, one of the overarching goals of 18 open access is to ensure that transmission 19 customers have fair access to the market. 20 So, it's an extremely important topic. 21 So recall from before the equation 22 that I used, the simplified equation, that 23 we have... ATC is reduced by ETC, existing 24 transmission commitments. So again, if 25 the existing transmission commitments are	Page 56 1 suppose in case 1 that HQD designates the 2 purchase as a distributor resource, so it 3 announces to the transmission provider 4 that: We have a 300-megawatt-purchase 5 power agreement coming into Québec to 6 serve a native load on this particular 7 path. Then the ATC is calculated by 8 taking the transmission path and deducting 9 the existing transmission commitment, 10 which is 300 megawatts, so you have an ATC 11 of 200 megawatts. So, 200 megawatts is 12 still available to the market in this case 13 because HQT designated the off-system 14 purchase of 300 megawatts. 15 Now, let's suppose hypothetically 16 that HQD designates the entire generator 17 as a distributor resource, the 500 18 megawatts. In that case, the ATC is zero 19 and the market is closed, that particular 20 path is closed to the market. 21 So, the point here is that FERC was 22 very concerned about properly designating 23 network resources so that the ATC can be 24 properly calculated. And it's not merely 25 a theoretical problem, Order 890 requires
Page 55 1 overstated, then the ATC will be too small 2 and it would be unfair. 3 So, in order to illustrate the 4 problem that we have with the HQT Tariff, 5 I want to put a little diagram up. And 6 this is one of those diagrams that may 7 move a little bit and is best viewed on 8 the screen. So, what I do is I have a 9 physical picture of Québec here and those 10 dotted lines that are coming in at an 11 angle are the transmission path. 12 And then I'm assuming that there's an 13 off-system generator, for example, in 14 Ontario, that's 500 megawatts large. And 15 we're supposing here that 300 megawatts is 16 used to serve native load customers. It's 17 a PPA, it's an agreement to sell part of 18 the unit to serve native load customers. 19 And the other 200 megawatts from this 20 generator is used for third-party sales 21 some place else, in Ontario, say. 22 Now, let's suppose that the capacity 23 coming in on this path is 500 megawatts, 24 just so that we can illustrate the effects 25 of the designation process. So, let's	Page 57 1 the transmission customers to attest to 2 the designation of network resources. 3 This is in Order 890. This is the 4 relevant sections: 29.2 for new 5 applications for network resources and 6 31.6 requiring it for annual updates to 7 the load and resources. 8 So, this attestation must include a 9 signed statement that each designated 10 resource that the network customer either 11 owns it or has an executed contract. And 12 that the network resources do not include 13 any resources that are committed for 14 third-party sales some place else. 15 So, FERC has recognized the 16 seriousness of accurate designations of 17 resources and so is requiring a legal 18 attestation by the distributor. 19 Now, HQT has recognized some of the 20 attestation principles. So, in section 21 37.1, the distributor is required to 22 attest that none of its resources, 23 designated resources, are committed for 24 third-party sale. But however, it has 25 specifically deleted its attestation that

Page 58 1 it owns a resource or has purchased 2 generation for the amounts approved by 3 Régie. This is equivalent to the executed 4 contract or the ownership of the resource. 5 Pursuant to an executed contract, you see 6 has been deliberately deleted. 7 So, however, if you look at HQT 29.2, 8 which is « Network Transmission Service », 9 which isn't used in Québec but nonetheless 10 it's in the Tariff, and you compare it to 11 the treatment of attestation in 37.1, 12 which is for the distributor, you see that 13 the network customer is required to attest 14 to its ownership or contract rights to a 15 designated resource, but the distributor, 16 that portion has been deliberately 17 deleted. And Mr. Clermont addresses this 18 on cross-examination, and I'll explain 19 that in a minute. But I wanted to explain 20 now the importance of attestation. 21 So, as we said, I don't know how many 22 times I should put this equation up, but 23 basically, you know, if you designate a 24 resource, then you increase this existing 25 transmission commitment value, then of	Page 60 1 In order for HQT to calculate, in 2 order for the transmission provider to 3 calculate the capacity on the 4 interconnections, it must be told by HQD 5 what portion of the plan is designated, is 6 it 300, is it 500, is it the PPA, is it 7 the resource? HQT cannot verify this 8 itself, as we heard from Régie, that this 9 is something that a transmission provider 10 is not in the business of doing. 11 So, Order 890 introduced the 12 attestation in order to prevent the case, 13 or help to prevent the case, where a 14 resource is improperly designated and the 15 ATC is improperly used up. 16 In fact, FERC has proposed including 17 civil liability which shows the importance 18 that FERC recognizes of accurate resource 19 designations. 20 Now, because of the heritage pool, it 21 becomes a little bit unclear how exactly 22 the attestation should take place in 23 Québec. And in light of Mr. Clermont's 24 cross-examination testimony, I thought it 25 would be important to run through the
Page 59 1 course you reduce ATC. 2 Now, attestation helps ensure that 3 the transmission customer is not abusing 4 the designation process to retain transfer 5 capability and exclude competitors. 6 Again, this is something that FERC clearly 7 was involved with. I'm not trying to 8 accuse HQ of doing this at this point but 9 this is what FERC was concerned about. 10 And we heard from Régie in a recent 11 decision that HQT itself is not 12 responsible for checking the proper 13 designation of network resources. So, it 14 makes it all the more important that there 15 is some mechanism to ensure that 16 designation is accurate so that ATC is 17 accurate. 18 So, I just want to go quickly back to 19 our picture we had before where we have 20 the generator importing into Québec and we 21 had two cases, one where ATC was 200 when 22 it was properly designated and one when it 23 was zero where it was improperly 24 designated. And I want to ignore for a 25 minute the graphic and explain that.	Page 61 1 relationships in Hydro-Québec. 2 So, Hydro-Québec contains HQD as a 3 division and also HQT. So, HQD of course 4 is the distributor, HQT is the 5 transmission provider. Now, if we go back 6 to the example of the off-system purchase, 7 this purchase from non-system resources 8 really is done through the heritage pool 9 structure and HQ is the purchaser in that 10 case. HQT is I think the division that 11 operates that but essentially HQT is the 12 purchaser of that resource from off- 13 system. 14 Of course there's other resources on- 15 system that are used to serve the heritage 16 pool but I want to focus on this off- 17 system purchase since we've been talking 18 about designation and how to treat the 19 off-system purchase. And once HQ 20 purchases the off-system purchase, then 21 the distributor purchases from HQ from the 22 heritage pool essentially, under the 23 heritage pool contract that I'm advised by 24 counsel exists as a result of some 25 legislation. So, there's this internal

Page 62	Page 64
1 purchase basically. And then, finally, 2 it's distributed to load. 3 So, these pink arrows show the flow 4 of the power through the system, comes off 5 the system from an off-system purchase by 6 HQ, and then by HQD internally, and then 7 goes to load. 8 Now, I'm going to show you some green 9 arrows which show the information flow. 10 So, when HQ makes the purchase off-system, 11 the information about the designation goes 12 to HQD and HQD reports this to HQT. I 13 think it's section 37.1, there's some... 14 resources are to be designated by the 15 distributor and the transmission provider 16 must know the designation in order to 17 calculate ATC, and then this information 18 then is sent to the market. So, you see 19 these green arrows are information that's 20 exchanged inside the company and which is 21 used to calculate ATC. 22 So, the important thing here is that 23 HQT must understand what the accurate 24 information is about this purchase. So, 25 what they want to do is change the	1 doesn't have the entitlement to the PPA 2 coming on the system. 3 So, HQT's position is that the 4 distributor doesn't have title to the PPA 5 or the resource so it cannot make the 6 attestation. So, we're left with the 7 situation where the attestation is not 8 being made because of this heritage pool 9 structure. 10 Accordingly, the best way to ensure 11 the attestation is to have, for each 12 designated resource, including resources 13 used to deliver electricity to the 14 heritage pool, HQ itself should attest 15 that it owns the resource or has committed 16 to purchase generation pursuant to a 17 supply contract. So, because HQD really 18 isn't the one making the purchases as 19 designated resources and HQT is the 20 purchaser, HQT should make the attestation 21 that these designations are accurate 22 because ultimately HQ is the one that 23 provides this information to the 24 distributor who then passes the 25 information to the transmitter who then
Page 63	Page 65
1 purchase to an information, because 2 there's information in this purchase, and 3 you see... 4 So, what you have is information 5 coming into the system, going through the 6 system, and then back out to the market. 7 And the question is how do we know this is 8 accurate? Of course, FERC recognized this 9 and in the pro forma OATT requires an 10 attestation concerning how much of the 11 off-system resource, the designated 12 resource, does the distributor have 13 entitlement to. 14 But according to HQT, and this is Mr. 15 Clermont's cross-examination, this 16 distributor does not make attestation 17 concerning designated resources because it 18 does not own the resources. Or I should 19 clarify, it does not make attestation 20 concerning ownership or elements of the 21 power contract because it does not own 22 resources. Of course, this is related to 23 the discussion I had before that the 24 distributor purchases from the heritage 25 pool and doesn't really own the resources,	1 calculates the ATC. 2 So, because of the unique situation 3 here with the heritage pool, the 4 distributor itself is claiming it's not in 5 a position to make the attestation. Then 6 the attestation should be placed with the 7 entity that is familiar with the contracts 8 and the ownership of the resources. 9 Let me point out some further 10 concerns about off-system purchases. I 11 want to point out that the proposed OATT, 12 the HQT Tariff does not conform to Order 13 890 in other critical areas. In Order 14 890-A, it was important that off-system 15 resources report critical information, and 16 I'll just list these for off-system 17 generating resources. HQT should identify 18 the distributor resources off-system, 19 specify that it's off-system, specify how 20 much power the customer has rights to, 21 identify the control area and the delivery 22 points to the system and the transmission 23 arrangements. These five points were 24 taken directly from Order 29.2 and they're 25 not specifically provided for in the HQ

Page 66 1 OATT and I put them here as candidates for 2 inclusion. 3 10H15 4 Two additional issues on designating 5 distributor resources. Power Purchase 6 Agreements, Order 890 says that there 7 should be a minimal quality to these 8 agreements. In fact, the PPA should have 9 a quality that makes them non- 10 interruptible except if the seller is able 11 to make the purchaser whole, so-called to 12 make-whole liquidated damages PPA 13 requirement. 14 So, the conclusion is that I 15 recommend that Régie endorse this 16 requirement of PPAs. If they are going to 17 be designated, they should make-whole 18 liquidated damages types. 19 The other issue, and this has been 20 talked about a lot, that designated 21 resources should be undesignated when 22 making third party firm sales. There is 23 an attestation, HQT does make an 24 attestation to that effect and we support 25 that. The third party sale should be	Page 68 1 satisfy 890 principles. I think it's best 2 illustrated by a table. So, we have HQ's 3 proposed data exchange and we have Order 4 890 data exchange requirements. 5 Mr. Hanser proposes in his 6 harmonization process to exchange firm 7 capacity and also TRM values, sorry, 8 transmission reliability values. 9 But if you review Order 890, you'll 10 see that there is a large number of data 11 exchange, data that should be exchanged 12 under Order 890 which are not included in 13 the proposed data exchange by HQT. These 14 include load, transmission outages, 15 generation outages, base generation 16 dispatch, transmission bookings, ATC 17 frequency, source/sink ID. 18 So, I just see that the proposed 19 process includes only an exchange of a 20 very small subset of the data requested 21 under Order 890. 22 So, let me explain my second problem 23 I have with harmonization as proposed by 24 witness Hanser is that the harmonization 25 is really a second step in coordinating
Page 67 1 prohibited and then there should be an 2 attestation and an undesignation of each 3 resource when there is a third party firm 4 sale. 5 Okay. Now, I will move to my fourth 6 point under ATC values and that is the 7 data exchange which is a topic that Mr. 8 Hanser brought up, HQT witness, Mr. 9 Hanser. 10 He testifies... he refers to it as 11 coordination and data exchange and his 12 coordination and data exchange is a so- 13 called harmonization process. Under this 14 process, HQT adopts the ATC value of an 15 adjacent system when that adjacent 16 system's ACT value is lower. 17 So, I address two aspects of this 18 coordination and data exchange. 19 First, although there is some data 20 exchange in this process, it does not meet 21 the Order 890 principles. And second the 22 process can lay to undue discrimination as 23 we've seen in recent cases. 24 So, first, I will discuss why the 25 coordination and data exchange does not	Page 69 1 ATC between systems. 2 The first step is that the data 3 should be exchanged between systems and 4 then the ATC is calculated. 5 And this may increase the accuracy of 6 the two ATC values because there is more 7 information going into the process. Both 8 systems know more about the other system 9 and there may be an ability for the ATC to 10 increase in one of the systems and if that 11 increases on the more restrictive of the 12 two systems, then the harmonization 13 process will lead to unlockingly the 14 underlying value of the transmission. 15 So, it's important to exchange the 16 full set of data, then calculate the ATCs 17 and then if there is an harmonization 18 issue, that can be done afterwards. 19 Also, I propose that or I conclude 20 that there should be appropriate 21 safeguards with the HQT harmonization 22 process because if there is a way to use 23 this process to advantage itself, then it 24 could be anti-competitive because HQT has 25 the incentive to allocate the scarce

Page 70 1 capacity to its sister divisions and 2 exclude competition. 3 And the recent case with 4 harmonization indicated that there was an 5 attempt to allocate the capacity to itself 6 in the case of rollover rights. So, there 7 should be safeguards or some recognition 8 that this type of discrimination cannot 9 occur when the system becomes over- 10 subscribed. 11 Okay. So, now it's my testimony on 12 the ATC values and now I was going to move 13 to my next major topic which is the 14 Attachment K. 15 Me ANDRÉ TURMEL : 16 Monsieur le Président, simplement pour voir avec 17 vous, là, la gestion du temps. Je pense que Dr 18 Sinclair est arrivé à peu près à la moitié. Est-ce 19 qu'il est approprié de prendre une pause maintenant 20 ou de continuer jusqu'à peut-être 11 h, 11 h 15, 21 c'est comme vous voulez, là. J'essaie de voir avec 22 vous. 23 LE PRÉSIDENT : 24 Alors, nous allons prendre une pause de 20 minutes 25 et reprendre à 10 h 40.	Page 72 1 Q.18 Okay, thanks. 2 R. So, we'll continue with my presentation. 3 Now, I'm talking about Attachment K 4 which is the description of the principles 5 associated with coordinated, open and 6 transparent planning. 7 Order 890 called for coordinated, 8 open and transparent planning to 9 facilitate customer participation in the 10 upgrades to the grid. 11 Some of the key ideas are that 12 participation should be early in the 13 process by way of regular meetings, 14 collaborative meetings providing 15 stakeholders, entities with greater 16 information and access to the planning 17 data and the models and to identify 18 specific customer needs and studies. 19 FERC was motivated to open up the 20 planning process to provide for more 21 comparable open access transmission 22 service and to limit the potential for 23 undue discrimination. This is Order 890, 24 at paragraph 426: 25 « To limit the
Page 71 1 Me ANDRÉ TURMEL : 2 Merci. 3 SUSPENSION DE L'AUDIENCE 4 10H43 5 REPRISE DE L'AUDIENCE 6 LA GREFFIERE : 7 Veuillez prendre place, s'il vous plaît. 8 LE PRÉSIDENT : 9 Reprise de l'audience. Maître Turmel. 10 Me ANDRÉ TURMEL : 11 Merci, Monsieur le Président. Simplement... 12 Q.16 Hello again, Dr. Sinclair. I know that 13 you may want to go back at page 37. I 14 think you want to... there was slight 15 confusion on one of the... on the 16 attestation when you do conclude on 17 attestation maybe you go... 18 R. Yes, I made a mis-statement. I said that 19 HQT should make an attestation but clearly 20 from the slide, I say that Hydro-Québec 21 should make an attestation. 22 Q.17 Yes, and this is page 37, it sounds like 23 it is page 37 on the slide, so, the 24 conclusion on attestation. 25 R. Right.	Page 73 1 opportunities for 2 undue discrimination 3 and to ensure that a 4 comparable 5 transmission service 6 is provided by all 7 public utility 8 transmission 9 providers. » 10 This is Order 890 at paragraph 435. 11 « And to provide for 12 timely and meaningful 13 input and 14 participation. » 15 Meaningful participation early in the 16 process is probably the most important 17 aspect of coordinated, open planning and 18 FERC has a variety of statements in that 19 regard. Customers must be included at the 20 early stages of the development of the 21 plan. This is at Order... paragraph 454. 22 Planning information 23 should enable 24 customers to replicate 25 planning studies. »

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

COPIE

DEMANDE RELATIVE A LA MODIFICATION DES TARIFS
ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT
D'HYDRO-QUÉBEC A COMPTER DU 1ER JANVIER 2009

DOSSIER : R-3669-2008

RÉGISSEURS : M. RICHARD CARRIER, président
Mme LUCIE GERVAIS
M. JEAN-FRANÇOIS VIAU

AUDIENCE DU 4 MAI 2011

VOLUME 25

DENISE TURCOT
sténographe officielle

Page 2	Page 4
R-3669-2008 4 MAI 2011 COMPARUTIONS Me JEAN-FRANÇOIS QUIMETTE, procureur de la Régie REQUÉRANTE : Me ÉRIC DUNBERRY et Me MARIE-CHRISTINE HIVON et Me LAURENCE GÉVRY-FORTIER, procureurs de Hydro-Québec Transporteur (HQT) INTERVENANTS : Me DENIS FALARDEAU, procureur de Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF) Me PAULE HAMELIN, procureure de Énergie Brookfield Marketing inc. (EBMI) Me GENEVI VE PAQUET, procureur de Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ) Me ANDRÉ TURMEL et Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS, procureurs de Newfoundland Labrador Hydro (NLH) Me LOUISE CADIEUX, procureure de Ontario Power Generation Me ANNIE GARIEPY, procureure de Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) Me DOMINIQUE NEUMAN, procureur de Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) Me HÉLÈNE SICARD, procureure de Union des consommateurs (UC) Me JEAN-FRANÇOIS GIRARD, procureur de Union des municipalités du Québec (UMQ)	LISTE DES ENGAGEMENTS Page #2 (RÉVISÉ): Provide a list of all documents provided to Dr. Sinclair by NLH on which he relied to draft Section 2, pages 7 to 12 and 34 to 40; and section 3, pages 12 to 23 and 40 to 42. 208 #6 (RÉVISÉ): Verify and confirm whether Dr. Sinclair attended at the hearings of October 18, 19, 20, 21 and 22, 2010. Verify and confirm whether Dr. Sinclair attended at the hearings of October 18 and 19, 2010. 210 -----
Page 3	Page 5
TABLE DES MATIÈRES Page LISTE DES ENGAGEMENTS 4 PANEL NLH GILBERT BENNETT ROBERT SINCLAIR Contre-interrogés par Me Éric Dunberry 7 Contre-interrogés par Me M.-C. Hivon 63 Contre-interrogés par Me Éric Dunberry 132 Contre-interrogés par Me M.-C. Hivon 186 -----	EN L'AN DEUX MILLE ONZE (2011), ce quatrième (4e) jour du mois de mai, LA GREFFIÈRE : Prenez place, s'il vous plaît. LE PRÉSIDENT : Bonjour à toutes et à tous. Reprise de l'audience. Madame Guilhermond. LA GREFFIÈRE : Protocole d'ouverture. Audience du 4 mai 2011, dossier R-3669-2008 - Phase 2. Demande relative à la modification des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec à compter du 1er janvier 2009. Poursuite de l'audience. Me ÉRIC DUNBERRY : Monsieur le Président, bonjour. LE PRÉSIDENT : Bonjour. Me ÉRIC DUNBERRY : Madame, Monsieur les régisseurs, bonjour. Alors, l'horaire de la journée, si vous me permettez peut- être de l'annoncer tout de suite, nous allons poursuivre le contre-interrogatoire de monsieur Sinclair qui devrait se terminer, quant à moi, dans une heure, une heure et demie environ.

Page 14	Page 16
1 discuss things that perhaps we do not 2 agree on, on page 9, from lines 10 to 13, 3 you say the following and we just read 4 that actually. The second part of that 5 line says: 6 « The QCRND firm 7 appears to create firm 8 rights from non- 9 designated resources 10 which is not 11 consistent. » 12 So, your point of contention, at least in 13 that section, refers to the fact that the 14 QCRND firm inscription would create firm 15 rights from non-designated resources to 16 serve the native load and you find that, 17 the firmness of these transmission rights, 18 you find that inconsistent with FERC pro 19 forma OATT. 20 R. Yes. 21 Q.15 That is your point? 22 R. Yes. 23 Q.16 Okay. So, your point basically is that 24 firm imports to serve the native loads 25 have to be arranged under Part II of the	1 Q.22 QCRND environment. And your point of 2 contention is that QCRND firm violates 3 FERC's pro forma. So, maybe I should ask 4 you a different question: if you look at 5 page 10, maybe there is the answer on line 6 14, you say, page 10, line 14, you say: 7 « Point-to-point 8 service and native- 9 load service must be 10 kept mutually 11 exclusive. » 12 You maintain that statement, I assume? 13 R. Yes. 14 Q.23 So, point-to-point service, Part II, has 15 not been designed or adopted for purposes 16 of serving the native load in Québec? You 17 know that for purposes of serving the 18 native load, rights and obligations are 19 created in Part IV of that Tariff, 20 specifically adopted by the Régie for the 21 native load. You agree? You agree, Mr. 22 Sinclair? 23 R. Yes. 24 Q.24 Okay. Now, I'd like to refer you to our 25 Schedule C-1, the proposed Schedule C-1
Page 15	Page 17
1 Tariff which is point-to-point service in 2 order to be firm? 3 R. My point is that, in that particular 4 quoted passage, my point is that when the 5 QCRND firm is used, it uses up firm ATC. 6 Q.17 Yes. 7 R. So, it creates firm reservation for that 8 service. 9 Q.18 Okay. So, are you saying that this is not 10 allowed under Part IV and consequently 11 these kinds of imports because we are 12 referring to imports... 13 R. Yes. 14 Q.19 ... to serve the native load should be 15 made according to Part II which is a 16 point-to-point firm transmission service 17 arrangement. Is that what you're saying? 18 R. If you want firm network service, you've 19 got a designated resource. 20 Q.20 Okay. And if it's not designated? 21 R. Then, you've got... 22 Q.21 Let's keep the hypothesis that you and I 23 are using, we are in the QCRND 24 environment. 25 R. Yes, we are.	1 which is not far in HQT-4, document 1. If 2 you go to sheet 200 of our proposed OATT, 3 you will find a definition. It's the 4 definition of QCRND firm. 5 So, let me know when you have that. 6 R. I have it. 7 Q.25 Okay. So, let's read that together: 8 « QCRND firm refers to 9 Québec Ressource non 10 désignée, capacity of 11 a resource posted on 12 OASIS but not 13 designated by the 14 Distributor for 15 supplying Québec 16 native load. » 17 That is a proposed definition. You 18 recognize that point? 19 R. Yes. 20 Q.26 Okay. Now, just to make sure we 21 understand, if we remove the word « firm » 22 just a second and we replace that word by, 23 let's say, « Distributor », so it would be 24 QCRND (Distributor) and it reads: 25 « Capacity of a

Page 18	Page 20
1 resource posted on 2 OASIS but not 3 designated by the 4 Distributor for 5 supplying the Québec 6 native load. » 7 I guess the problem disappears. If the 8 word « firm » is removed, and we simply 9 put in brackets, this says « secondary 10 service, the Distributor serves the native 11 load from a non-designated resource », 12 there wouldn't be any issue. It's the 13 word « firm » that creates the problem. 14 You recognize that the Distributor can 15 make arrangements to serve the native load 16 from non-designated resources. We saw 17 that? 18 R. Yes, I see what you're saying. But if you 19 go to sheet 199, about three quarters of 20 the way down, you'll see and I had this on 21 my presentation the other day, that there 22 is an equation ATC firm. 23 Q.27 Yes: 24 9H16 25 R. And you'll see, this is the real-time	1 portion of that examination. Pages 95 and 2 96. It was the examination of monsieur 3 Sylvain Clermont on the notion of 4 secondary service conducted by your 5 counsel, maître André Turmel. 6 So, it's in French, we'll read it 7 together, slowly, so you can get a 8 translation at the same time. It is truly 9 question 124 on page 95. And it was a 10 discussion about what you just referred 11 to. All right, so the question 124, line 12 11 is as follows: 13 « D'accord. O.K. 14 Alors, donc, l'OATT 15 applicable 16 actuellement au Québec 17 que vous connaissez, 18 vous nous l'avez dit 19 plusieurs fois, permet 20 d'approvisionner la 21 charge locale à partir 22 d'un service ferme 23 charge locale QCRD. 24 Si HQT souhaite 25 accorder un service
Page 19	Page 21
1 horizon but it's true on the other 2 horizons too, you want to include in ETC 3 firm, the QCRND firm. You see that it's 4 ETC firm is equal to QCRD, which I 5 explained the other day was legitimate, 6 plus QCRND firm. Then the other ones, the 7 other terms aren't as important. 8 And then, if you go up the page, 9 you'll see that the ATC firm is equal to 10 TTC minus ETC firm. So, what these 11 equations do is allow the QCRND firm to 12 reduce the level of the ATC firm. 13 So, you're allowing the non- 14 designated resources to bump or to 15 displace capacity that would be available 16 to firm uses of the system. 17 And that's what I mean in my 18 discussion, in my testimony, that the 19 designation is operating to provide firm 20 reservation for non-designated resources. 21 Q.28 I understand exactly what you meant, I 22 appreciate that. 23 May I ask you now to take a copy of a 24 transcript, volume 7, hearing of October 25 27, 2010, volume 7. We will show you a	1 ferme à partir d'une 2 ressource non 3 désignée, l'OATT 4 actuel permet au 5 Distributeur de 6 désigner une ressource 7 pour servir la charge 8 locale de ce qui est 9 ferme. Ma question 10 c'est pourquoi le 11 Distributeur 12 utiliserait le service 13 QCRND ferme alors 14 qu'il peut désigner 15 une ressource et 16 utiliser le QCRD? » 17 And then you have Mr. Clermont's response: 18 « L'utilisation 19 typique de 20 l'alimentation de 21 charge locale à partir 22 de ressources non 23 désignée, c'est pour 24 des courtes 25 périodes... pour des

Page 22

1 courtes périodes et
2 des choses qui ne
3 pouvaient pas être
4 planifiées à l'avance.
5 Donc, typiquement, là,
6 et c'est l'usage qu'on
7 voit, là, on va voir
8 ça beaucoup en période
9 de pointe. Le
10 Distributeur va
11 ajouter à
12 l'alimentation de sa
13 charge locale à partir
14 de ressources
15 désignées.
16 C'est l'usage typique
17 et c'est donc pas dans
18 l'horizon planifié.
19 On est plus dans un
20 horizon court terme de
21 façon temporaire. »
22 So, that was monsieur Clermont's response
23 to maître Turmel with respect to the use
24 of this QCRND by the Distributor.
25 Would you have any reason to believe

Page 23

1 that from an operational standpoint this
2 position, this statement made by Mr.
3 Clermont would be inaccurate,
4 unreasonable?
5 R. There wasn't anything in there that seemed
6 unreasonable.
7 Q.29 Are you familiar, Mister... because we've
8 talked about firm and non-firm, I would
9 like to change terminology and talk about
10 priority levels. Are you familiar with
11 the priority levels that have been
12 established by the Régie and those
13 proposed by TransÉnergie for the service
14 of the native loads? I'm not referring to
15 firm, non-firm; I'm referring to the
16 priority levels that are established for
17 purposes of classifying transmission
18 rights or from an operational standpoint
19 recognizing transmission rights for the
20 native loads.
21 R. So, do you mean the priority with respect
22 to reservations or with respect to
23 curtailments?
24 Q.30 Exactly. Well both.
25 R. Both?

Page 24

1 Q.31 Yes.
2 R. Yes, I do understand this.
3 Q.32 I would like to refer you to one of our
4 exhibits, it's document HQT-8, document 1,
5 it's a table that was used quite a lot by
6 maître Turmel at one point during an
7 examination. So, I apologize again, we
8 only have a French version but I think you
9 won't have difficulties picking up the
10 information on the table.
11 R. Can you give me the cite again?
12 Q.33 It's HQT-8, document 1, page 17 of 20.
13 It's table 15.1. So, this is part of our
14 proposal. And what you have here is...
15 the title in French is « Priorité
16 d'utilisation des interconnexions ». So,
17 priority with respect to use of
18 interconnections.
19 And on the left column you have
20 exports, and we're not considering exports
21 for native loads so let's only look at the
22 imports, because the native load, by
23 definition, is importing energy for the
24 native loads.
25 And you have six boxes on the right

Page 25

1 side. The first box refers to native load
2 service from designated resource and long-
3 term firm point-to-point transmission
4 service, one year and above. And that
5 has, let's call it, a priority 1. The
6 second box is firm point-to-point but it's
7 short-term and it has a priority 2.
8 Now, we'll stop at 3 because this is
9 where we are. QCRND from the Distributor.
10 This is what you and I have been
11 discussing for a moment now. This is
12 service of the native load from a non-
13 designated resource and this priority, and
14 this is said here in French, cette
15 priority, this priority can only be
16 exercised by the Distributor.
17 Now, you and I have been discussing
18 this QCRND firm for a moment. Now, my
19 question is as follows. Let's remove the
20 word « firm » and say it's not a QCRND
21 firm or non-firm because this truly is not
22 a discussion for Part IV, Part IV deals
23 with priority. And what I'm suggesting to
24 you is that secondary service to serve
25 native load exercised by the distributor

Page 26	Page 28
1 has a priority level of 3. My question to 2 you is do you find this reasonable, do you 3 find it reasonable that secondary service 4 to serve native load exercised by the 5 Distributor would actually come with a 6 priority level number 3 which is after 7 native load from designated resources, 8 after firm point-to-point short-term, but 9 before, and there you see level 4, before 10 non-firm point-to-point short-term, number 11 5, what we call the re-direct, and number 12 6, which is a different secondary service. 13 Do you find this reasonable? 14 And again, don't tell me if it's firm 15 or non-firm, we're changing terminology. 16 I'm asking you is a level 3 reasonable? 17 R. Well, I think there's some confusion. 18 This table here does set out the proper 19 priorities and has implications or implies 20 that there's these priorities for 21 reserving the transmission capacity. And 22 what I see here is correct, in accordance 23 with Order 890. 24 Q.34 So, you agree with that level 3? 25 R. Yes but there's confusion because when the	1 be treated as non-firm? 2 R. It has to take up non-firm capacity. 3 Q.36 Now, I'm suggesting to you that when you 4 look at section 36.3 there's no reference 5 to firm or non-firm. What it says at the 6 end of section 36.3 is the following: 7 « Deliveries from 8 resources other than 9 designated resources 10 shall have... » 11 And I read this with you: 12 « ... shall have a 13 higher priority than 14 non-firm. » 15 So, again, the word that's used is 16 priority. And what it says in 36.3 is 17 that the priority is a higher priority 18 than non-firm, okay? 19 So, that's why, if you look again at 20 the table, number 4, class 4, is short- 21 term non-firm, as well as classes 5 and 6. 22 So, what we have is our priority 3 is a 23 higher priority than the non-firm but a 24 lower priority than other types of firm, 25 like 1 and 2. And 36.3 says: « Do what
Page 27	Page 29
1 Attachment C-1 is applied to these 2 designations, there's a mistake in that 3 the firm ATC reflects reservations made by 4 non-designated resources and that's not 5 proper, because the non-designated 6 resources should only use up non-firm ATC, 7 as I pointed out before. 8 Attachment C-1 still has in it the 9 provision that some designations, some 10 reservations from non-designated resources 11 uses up the firm capacity. 12 And Mr. Clermont also stated during 13 the hearing that this should be treated as 14 non-firm. And I do agree that non- 15 designated resources should be treated as 16 non-firm. But then I think the Attachment 17 C-1 needs to be made consistent with that 18 remark and consistent with this table that 19 you're showing me. 20 Q.35 Could you take section 36 again, 36.3. 21 Keep the table, let's move to section 36.3 22 just to continue our discussion based on 23 your answer. So, if we move back to 24 36.3... so, 36.3 is secondary service, 25 okay, and you just said that this has to	1 you want, call it the way you want, but 2 the priority of that secondary service is 3 higher than non-firm. » 4 Do you agree with the wording of 36.3 5 saying that the priority level is higher 6 than non-firm? 7 R. Yes. 36.3 seems right, the table seems 8 right, what Mr. Clermont said seems right. 9 It's only in the construction of the 10 existing transmission commitments in 11 Attachment C-1 that is wrong. 12 Q.37 So, what you're saying is basically you're 13 in agreement with everything else except 14 that in the equation you would like to 15 remove that reference? 16 R. Yes, it should be moved to the non-firm 17 equation, ATC non-firm. 18 Q.38 Even if the priority is higher than non- 19 firm? 20 R. Well, it would have a higher reservation 21 priority but it would use up non-firm 22 capacity. 23 Q.39 I see what you're saying. Now, were you 24 aware of the fact that what is in this 25 table is nothing new, and in fact, this

Page 30	Page 32
1 table, or at least the first four levels, 2 it was all approved by the Régie sometime 3 ago. Are you aware of that fact? 4 Me ANDRÉ TURMEL : 5 Je vais m'objecter à cette question. Je pense que 6 mon confrère savait très bien que je me lèverais. 7 Je vous réfère à l'engagement - je vais vous 8 l'expliquer là - l'engagement 6 lors du contre- 9 interrogatoire de monsieur Clermont. Monsieur 10 Clermont s'autorisait, en présentant ce tableau dont 11 fait l'objet ici de la discussion, on l'avait 12 interrogé à l'effet de savoir est-ce que la Régie 13 avait autorisé une telle... toutes ces priorités, 14 notamment l'ensemble du tableau qui apparaît à la 15 pièce dont on discute. Et il n'a pas été capable, 16 lors de l'interrogatoire que l'on a fait avec lui, 17 de nous indiquer exactement quel était le passage où 18 la Régie avait autorisé, comme mon confrère le 19 laisse entendre ou essaie d'amener le témoin, où la 20 Régie avait autorisé une telle priorité. Or, on 21 parlait bien de la décision D-2006-066. A 22 l'engagement 6, si vous le prenez, qui a été répondu 23 le 11 novembre 2006, on avait demandé: 24 « Indiquer les 25 passages de la	1 prétention contraire, à tout le moins, et que cette 2 question fera certainement l'objet de 3 représentations en plaidoirie. 4 Me ÉRIC DUNBERRY : 5 Monsieur le Président, je peux retirer la question 6 et la reposer dans deux questions puis vous pourrez, 7 je pense, à ce moment-là, juger de la pertinence de 8 la question. Mais préalablement à poser la 9 question, effectivement, j'allais présenter au 10 témoin une copie de la décision D-2006-66 alors je 11 peux bien retirer la question et y arriver peut-être 12 dans deux questions ce qui permettra peut-être de 13 juger plus en contexte de la question. 14 LE PRÉSIDENT : 15 Très bien. 16 Me ÉRIC DUNBERRY : 17 Q.40 Mr. Sinclair, I would like you to take a 18 copy of a decision that I have for you. 19 It's decision D-2006-66. We only have the 20 table but I'm not going to have a 21 discussion beyond that table and I don't 22 think maître Turmel would object to that. 23 It's just the table that we find on page 24 46. 25 LE PRÉSIDENT :
Page 31	Page 33
1 décision D-2006- 2 066... » 3 Que mon collègue n'a pas encore nommée mais qu'il 4 s'appropriait à nommer. 5 « ... pertinents à 6 l'alimentation de la 7 charge locale avec une 8 ressource non désignée 9 et le fait que la 10 priorité ne peut être 11 exercée par le 12 Producteur. » 13 Et là il y a une explication. Ce que je veux vous 14 dire, ce que je veux indiquer ici c'est que nulle 15 part, quand on lit la réponse en engagement du 16 témoin Clermont, il n'est clairement indiqué que le 17 tableau dont il est fait l'objet de la discussion 18 ici est clairement adopté tel que l'on discute 19 aujourd'hui. 20 9H31 21 Et bref, ce que je vous dis c'est que 22 c'est un point de droit qu'on pourra plaider mais je 23 ne pense pas à ce stade-ci que mon confrère peut 24 laisser entendre à un témoin qu'une décision a 25 approuvé un tel tableau alors que nous avons une	1 Le numéro de la décision encore? 2 Me ÉRIC DUNBERRY : 3 C'est la D-2006-66, Monsieur le Président, d'avril 4 2006. Et je vais référer le témoin uniquement, et 5 j'ai le tableau ici. Si vous ne l'avez pas, 6 Monsieur le Président, j'ai des copies du tableau. 7 Q.41 So, Mr. Sinclair, this is a decision of 8 this Régie that was rendered in 2006 and 9 it presents a table, Table 4 on page 46 10 that you have now, and again it's in 11 French and as I said earlier, the first 12 four lines or boxes are those of interest. 13 Now, to answer the question of maître 14 Turmel and perhaps give you more guidance, 15 I am considering the third box. The third 16 box deals with the Distributor. The 17 undertaking to which maître Turmel was 18 referring was, with respect to the 19 Producer, HQT Production, whether HQT 20 Production was granted what we see in our 21 Table 15.1 a priority level number 6 which 22 is no priority, that's the bottom of the 23 line. But I'm not referring right now, 24 because we will come to that point 25 eventually but I'm still in this box

Page 34 1 number 3. 2 So, I'm only focusing on this third 3 box where it is the Distributor who is 4 exercising its right to serve the native 5 load from non-designated resources. And 6 maître Turmel and I may have a discussion 7 about whether that decision deals with the 8 Producer as well. But I'm not having that 9 discussion now. I'm only looking at the 10 Distributor. 11 And what I'm suggesting to you is 12 that there is nothing new in our proposal 13 because back in 2006, if you look at the 14 third line, in that decision, the Régie 15 confirmed that for the supply of the 16 native load from non-designated resources, 17 when that right is exercised by the 18 Distributor and you see this in French 19 it's underlined, the word « Distributor » 20 is there underlined, it's a category 3 or 21 a class 3 or a priority level number 3 but 22 again it's the same ranking. It comes 23 after the firm long term point-to-point 24 and the native load served by designated 25 resources and after the short term firm	Page 36 1 exercée que par le 2 Distributeur. » 3 I think it's exactly the same wording 4 actually. 5 So are you and I in agreement that, 6 insofar as the Distributor is concerned, 7 back in 2006 and today in 2011, it's the 8 same concept. We're suggesting and asking 9 this Régie to recognize that secondary 10 service to serve the native load from non- 11 designated resource as a priority of 3 12 which is the last ranking firm type of 13 service with a priority level 3 which is 14 higher than the non-firm, it's right there 15 in the middle of 1, 2 and then 4, 5, 6. 16 Can you and I agree on that? 17 R. I don't agree that it's firm but it's 18 between. I mean, I agree with this table 19 as it is stated and I agree that it is the 20 same as the one at 15.1. 21 Q.43 Okay. And you and I, I think, agree that 22 this priority of 3 is reasonable, makes 23 sense and is compliant with 36.3? 24 R. Yes. 25 Q.44 Okay. Page 30, slightly moving ahead on a
Page 35 1 point-to-point but before the short term 2 non-firm point-to-point. You see the same 3 ranking there? 4 R. Yes. Could you do me the favour of just 5 reading the French part that's underlined 6 in box 3 so I could have the translation. 7 Q.42 Yes, I will do that with pleasure. It 8 says, the box 3 says: 9 « Service pour 10 l'alimentation de la 11 charge locale avec une 12 ressource non 13 désignée. Cette 14 priorité ne peut être 15 exercée que par le 16 Distributeur. » 17 And if you look at our Table 15.1 which is 18 what we propose, I will read it to you 19 again: 20 « Service pour 21 l'alimentation de la 22 charge locale avec une 23 ressource non 24 désignée, cette 25 priorité ne peut être	Page 37 1 slightly different topic, although 2 related. We'll come back to the QCRND in 3 a moment. 4 Page 30, lines 8 to 10. 5 R. You're referring to my testimony? 6 Q.45 No. Yes, yes, you're right, I do. So, 7 we're back to page 30, lines 8 to 10. The 8 issue is on designation or we call it 9 suppression. I don't know if that word 10 rings a better... let's call it 11 suppression, suppression de ressources or 12 undesignation of resources. 13 What you say here on page 30 is: 14 « The impact on ATC 15 calculations from 16 undesignating network 17 resources should be 18 addressed in 19 Attachment C-1 of the 20 revised HQT OATT. 21 However, it is not 22 specified therein. » 23 As a first question, when you say « should 24 be addressed in Schedule 1 », are you 25 suggesting that there should be some

Page 38

1 additional language, additional provisions
2 in Schedule C-1 to deal specifically with
3 suppression of resources or
4 undesignations?
5 R. Let me just read what I wrote here. Okay,
6 can you repeat your question?
7 Q.46 My question is when you suggest that it
8 should be addressed, these are your words,
9 are you suggesting to this Régie that we
10 should find some additional provisions,
11 additional language in Schedule C-1 to
12 specifically deal with suppression of
13 resources?
14 R. I think that it could be put in Attachment
15 C-1 or it could be put in some business
16 practices manual but I think the key point
17 is that when a designated resource is
18 undesignated for the purpose of making an
19 off-system sale, firm off-system sale,
20 this should be a process for undesignating
21 the QCRD.
22 And also, there should be a provision
23 either in C-1 or in a business practices
24 manual that would allow for the release of
25 capacity in the event that a network

Page 39

1 resource is not scheduled.
2 Q.47 So, you're saying it could be in Schedule
3 C-1. It could be in business practice
4 manual. Could it be in the OATT itself?
5 R. I suppose it could.
6 Q.48 Yes. Now, looking at FERC pro forma OATT
7 and its equivalent schedule, did you find
8 any specific language in the equivalent
9 Schedule C?
10 R. I believe the pro forma C-1 does not
11 provide very much detail.
12 Q.49 Okay. So, FERC did not find it necessary,
13 we cannot speak on the behalf of FERC, but
14 it appears that for whatever reason, FERC
15 did not find it necessary or did not
16 direct transmission service providers to
17 include in their Schedule C-1, like our
18 Schedule C-1, any specific language to
19 deal with the issue of undesignation of
20 resources. There is no specific language
21 in FERC's OATT about this, in FERC's
22 schedule about this?
23 R. Yes, FERC just directed the utilities to
24 provide a very detailed guidance and
25 specifics on how ATC is calculated.

Page 40

1 Q.50 Okay. So, if you take our own Schedule C-
2 1, TransÉnergie's Schedule C-1, I'd like
3 to refer you to some of our language
4 perhaps starting with sheet number 199.
5 LE PRÉSIDENT :
6 De quelle pièce?
7 Me ÉRIC DUNBERRY :
8 Schedule C-1, Monsieur le Président, c'est la pièce
9 HQT-4, document 1. Vous allez la retrouver là.
10 LE PRÉSIDENT :
11 O.K.
12 Me ÉRIC DUNBERRY :
13 C'est joint aux Tarifs. Vous allez la trouver
14 également avec les fiches techniques dans HQT-2.
15 J'utilise présentement HQT-4, document 1, la version
16 consolidée.
17 LE PRÉSIDENT :
18 O.K.
19 Me ÉRIC DUNBERRY :
20 Q.51 So, on page 199, Mr. Sinclair, there is
21 this basic equation that we find in your
22 presentation as well. I'll keep it
23 simple, ATC equals TTC minus ETC, right?
24 That is really the basic bottom line
25 formula? And ETC is for Existing

Page 41

1 Transmission Commitments. Is that
2 correct?
3 R. Yes.
4 Q.52 Okay. Now, that word ETC is defined in
5 Section 3 b), page 205, 3 b)i). So, we
6 have ETC has... this expression is
7 defined, is:
8 « The total amount of
9 power that is already
10 reserved over a path
11 plus capacity required
12 for supplying native
13 load and posted on
14 OASIS. »
15 So, we agree that the native load is
16 included in the ETC?
17 R. Yes.
18 Q.53 Okay. So, if a Distributor resource is
19 suppressed and no longer serves, be it
20 temporarily or indefinitely, no longer
21 serves the native load, I guess that the
22 ETC would have to be recalculated to take
23 into account that suppression?
24 R. Yes, that's the important point, right.
25 Q.54 Yes. So, going back to the equation, what

Page 42	Page 44
1 we have in the Tariff already allows for 2 the ATC to go up when the ETC goes down. 3 You and I agree on that basic concept? 4 R. That's correct. 5 Q.55 Okay. So, when there is a suppression or 6 an undesignation, there is a basic 7 equation. There is a basic definition of 8 ETC. There is a direct reference to 9 native load. Is it not a fact that by the 10 simple application of this Schedule C-1, 11 your goal is achieved? In other words, 12 when there is an undesignation or a 13 suppression, this works out exactly like 14 you want it to work out. The ATC goes up 15 and the ETC goes down. The equation 16 applies. Is that correct? 17 R. Well, that's logical. This equation which 18 I've seen in other tariffs would be 19 applicable in the typical arrangements 20 that you find in a vertically integrated 21 utility, like HQT. 22 The problem is, and I've explained 23 this on page 30, is that there is this 24 heritage pool that comes in between the 25 Distributor and the Producer. So, the	1 TTC minus ETC, when the ETC goes down, the 2 ATC goes up, we agree? 3 R. That's correct. 4 Q.60 Now, you know I assume that transmission 5 service providers, not just TransÉnergie, 6 but transmission service providers update 7 their ATC value on a continuous basis, 8 whenever there's a change in the 9 reservation status or other events which 10 justify adapting or adjusting the ATC. 11 This is done on a continuous basis, right? 12 R. Well, they should do that, right. 13 Q.61 Yes. So, whenever there is a non- 14 designation as one event, or other events, 15 which impacts on the ATC, it's part of 16 their daily continuous obligation to 17 update the ATC value and post updated ATC 18 values, that is correct? 19 R. That's correct. 20 Q.62 So, let me ask you a very open question. 21 Why do you find it necessary - and I 22 understand the attestation issue and it's 23 a bit of a separate issue for me but - why 24 do you find it necessary to change 25 Schedule C-1 while FERC has not directed
Page 43	Page 45
1 Distributor has to provide this 2 information to the transmission Provider 3 because the transmission Provider 4 calculates these ATC values. The 5 transmission provider has to understand 6 each one of these, has to have values for 7 each one of these designations as you 8 point out... 9 9h47 10 Q.56 And that's why the... 11 R. ... in order for the ATC... 12 Q.57 Yes. 13 R. ... to be calculated properly. 14 Q.58 But that's why there is, I will come back 15 to this, there is this attestation, this 16 statement, this attestation in French, 17 that comes into play eventually, that the 18 transmission service provider is told by 19 way of an attestation that there is a 20 suppression or there is a new designation. 21 That would work as well, I assume? 22 R. Basically, yes. You want somebody to 23 stand behind it. 24 Q.59 But just looking at Schedule C-1 right 25 now, with that basic equation, ATC equals	1 any transmission providers to specifically 2 address suppressions or undesignations in 3 the Schedule 1 when we have a basic 4 equation with a basic definition that just 5 does what you're suggesting, that is ATC 6 is adjusted on a continuous basis 7 depending on change of status or change of 8 reservations? 9 R. Well, I think you asked me to agree 10 whether the transmission provider should 11 be updating ATC on a continual basis and I 12 agreed with you. I didn't say that I know 13 whether or not HQT currently does that or 14 not. 15 Q.63 Are you assuming that we're not doing what 16 everybody else is doing, you're assuming 17 we're not updated our ATC values? 18 R. Oh no, I'm just saying... I don't know for 19 sure but this obviously is for a Tariff 20 that's not in effect yet, so I don't know 21 how you would operate, that's why we have 22 these equations, to specify how you should 23 operate. 24 Q.64 You just said something which I would like 25 to come back. Is there any reason why you

Page 46

1 would think that this TSP, this
2 transmission service provider would not do
3 like everybody else and update its ATC
4 values? Why are you assuming...
5 R. No...
6 Q.65 ... that we wouldn't do that?
7 R. No, I didn't say that.
8 Q.66 Okay. Let's come back to the QCRND non-
9 firm. We dealt with the QCRND firm, class
10 3. Let's come back to the QCRND non-firm,
11 page 9 of your report. Now, on page 9,
12 lines 21 and 22, this is what you say, and
13 I quote it. The first line we read
14 already.
15 « Section 36.3 of the
16 revised HQT OATT
17 allows native load to
18 be served from non-
19 designated resources
20 on a non-firm basis
21 using secondary
22 service. This is
23 represented in
24 Attachment C-1 by
25 QCRND non-firm and is

Page 47

1 consistent with the
2 pro forma 890 OATT. »
3 So, I guess you and I, as a starting
4 point, agree that the QCRND non-firm
5 inscription is consistent with FERC?
6 That's what you wrote?
7 R. The non-designated resources should be...
8 non-designated resources serving native
9 load should be using non-firm service.
10 Q.67 So, we agree that QCRND non-firm is
11 consistent with FERC?
12 R. No, I think I point out later, and I
13 certainly point out in my presentation,
14 that the problem with that is there's a
15 permission for the producer to use that...
16 it invites the producer to use Part IV,
17 which is not acceptable from my point of
18 view.
19 Q.68 Where is that, do you... well, let me... I
20 thought you and I... I'm just reading your
21 report, page 9, maybe I'm missing
22 something here. Page 9 of your report...
23 and again, this is the report that you
24 said was accurate yesterday. Now, it is
25 said:

Page 48

1 « This represented in
2 Attachment C-1 by
3 QCRND non-firm and is
4 consistent... »
5 « Is », « is », it's not « is not », it
6 is, is consistent.
7 « ... with pro forma
8 OATT. »
9 Are you changing your report on me now?
10 Are you now saying that this is not
11 consistent?
12 R. I suppose I should qualify that statement,
13 that if it was really treated as non-firm
14 from non-designated resources it would be
15 consistent. However, there is an
16 additional provision in the QCRND non-firm
17 which is objectionable, and that is that
18 it invites the use of Part IV by the
19 Producer.
20 Q.69 Well, I hear what you're saying, we'll get
21 there, but start with the basic. Do you
22 maintain this allegation here? I hope you
23 do because otherwise I may have to come
24 back to other point questions. It is
25 written here that it is consistent. So,

Page 49

1 are you telling me today that it's not
2 consistent? Is it or is it not? That's
3 the simplest question you can ask...
4 R. Yes, I suppose... yes.
5 Q.70 ... is it or is it not consistent?
6 R. Let me clarify. And I admit that perhaps
7 what I wrote here is not completely what I
8 intended to write and that is that QCRND
9 non-firm, as a concept, is consistent, and
10 we talked about that very thoroughly. The
11 QCRND non-firm in Attachment C-1 does not
12 quite satisfy the secondary service
13 concept.
14 Q.71 And could you expand on this, why does it
15 not satisfy?
16 R. Oh yes, it's simple, and I explained in my
17 presentation that the QCRND non-firm is a
18 reservation... represents capacity set
19 aside for the Producer, HQP, to serve
20 native load from non-designated resources.
21 And that is inconsistent with your...
22 well, HQT's own OATT but also inconsistent
23 with the pro forma 890 OATT.
24 Q.72 Now, the QCRND non-firm is to serve the
25 native load, right?

Page 50 1 R. Correct. 2 Q.73 The secondary service is to serve the 3 native load, is that correct? 4 R. That's correct. 5 Q.74 The QCRND non-firm is to serve the native 6 load from a non-designated resource, we 7 agree? 8 R. Identified by the Producer. 9 Q.75 And we're saying here that, in this line, 10 that it's non-firm. 11 R. Yes. 12 Q.76 The non-firm part of this equation is 13 agreeable to you? 14 R. Yes. 15 Q.77 Okay. Your point is that it is because it 16 is invoked by the Producer? 17 R. That's correct. 18 Q.78 Now, it is to serve the native load? 19 R. That's correct. It permits the Producer 20 to use up transmission that could be used 21 up by another supplier that would have the 22 opportunity to also supply native load. 23 It favours the Producer as a supplier of 24 economy energy for the native load. 25 Q.79 How many suppliers do you think can serve	Page 52 1 juridiques, Monsieur le Président. 2 Me ANDRÉ TURMEL : 3 Non, bien... bien, parce que voilà, c'est justement 4 là de quoi qu'on parle. 5 LE PRÉSIDENT : 6 Disons qu'ici la Régie permet la question. La 7 question est quels sont les fournisseurs du 8 distributeur de la charge locale, c'est le sens de 9 la question? 10 Me ÉRIC DUNBERRY : 11 Bien, en fait, la question, je la posais en anglais 12 puis je la traduirais en disant quelle entité 13 alimente la charge locale. Alors, je ne parle pas 14 de fournisseurs d'énergie, je parle de celui... the 15 load-serving entity I guess would be the proper 16 translation. Quelle entité alimente la charge 17 locale? 18 Me ANDRÉ TURMEL : 19 Mais il y a une confusion... O.K., si vous me 20 permettez. Il y a une confusion dans ce que nous 21 dit maître Dunberry là, il mélange deux choses là. 22 Il veut savoir qui distribue, j'imagine que sa 23 question, où il veut vous amener, c'est HQD. Qui 24 fournit HQD, ça peut être bien sûr le héritage ou le 25 post-héritage avec les différents contrats accordés
Page 51 1 the Québec native load? 2 R. Well... 3 Q.80 Who else would be favoured or not 4 favoured? I mean, the Québec native 5 load... first of all, who serves the 6 native load in Québec? 7 R. The heritage pool. 8 Q.81 No, I mean the... 9 R. HQP. Basically HQP. 10 Q.82 HQD. « D ». Distribution did you say? 11 R. Oh, who serves it? 12 Q.83 Who serves the native load in Québec? 13 There's an entity serving the native load 14 in Québec. Who serves the native load in 15 Québec? 16 R. Do you mean distributes to or... 17 Me ANDRÉ TURMEL : 18 Je vais faire une objection là-dessus parce que mon 19 confrère dit une entité. Peut-être être précis là, 20 une entité aux États-Unis c'est une société, une 21 compagnie. Est-ce que HQP est une compagnie 22 distincte? Juste peut-être être précis dans vos 23 mots, parce qu'une division ou... parce que... 24 Me ÉRIC DUNBERRY : 25 Bien, justement, je voulais éviter des débats	Page 53 1 par HQD. Mais donc, mon confrère, je l'invite peut- 2 être à clarifier là sa question. 3 LE PRÉSIDENT : 4 Je pense qu'il faudrait préciser la question, sinon 5 on rentre dans des termes... 6 Me ÉRIC DUNBERRY : 7 Monsieur le Président, la réponse est dans la loi, 8 la réponse est dans le Tarif. Je pense que je peux 9 passer à une autre question plutôt que de faire un 10 débat juridique sur ces définitions-là. 11 LE PRÉSIDENT : 12 Très bien. 13 Me ÉRIC DUNBERRY : 14 La réponse, je pense que tout le monde la connaît la 15 réponse et elle est dans la loi, elle est dans le 16 Tarif, effectivement. 17 Q.84 Well, perhaps I can ask the question, my 18 colleague is suggesting a question, 19 rephrasing it differently to avoid a legal 20 debate here. 21 Do you know what is the identity, the 22 entity, in Québec that has the mandate to 23 serve the Québec native load? 24 R. Well, yes, that's HQD. 25 Q.85 « D », okay.

Page 54	Page 56
1 R. The Distributor. 2 Q.86 And on page 10, you wrote: 3 « Point-to-point 4 service and native 5 load service must be 6 kept mutually 7 exclusive. » 8 Right? 9 R. Yes. 10 Q.87 So, when one is serving the native load, 11 that service is to be governed by Part IV, 12 which is specific to Québec. I understand 13 you're not perhaps as familiar with Part 14 IV but you understand that when it is for 15 purpose of serving the native load, it is 16 to be regulated by Part IV of our Tariff, 17 you know that? 18 R. Yes. 19 Q.88 I think that solves the issue. I would 20 like now to move back to page 31, line 19, 21 of your report. Page 31, line 19. And I 22 quote you, you say: 23 « Any off-system 24 resource also needs to 25 be considered by HQT	1 Q.90 Well, I'm just using the words you're 2 using, you're saying: 3 « Any off-system 4 resource also needs to 5 be considered by 6 HQT... » 7 A. « ... in planning and 8 operating its 9 system. » 10 Q.91 Yes. Are you suggesting that HQT is not 11 considering off-system resources in its 12 planning and operating processes? 13 R. Well, I think there is a... I think that 14 there is a need... HQT... well, for 15 instance, Churchill Falls is off-system 16 and it's treated as on-system. So, I 17 think there needs to be a clear 18 distinction about that. 19 Q.92 We will try to stay away from Churchill 20 Falls for a number of reasons. I know you 21 testified in Churchill Falls and six 22 régisseurs have already expressed their 23 views on this and they may not agree with 24 what you've just said but let's not go 25 there. You're not here to advance the
Page 55	Page 57
1 in planning and 2 operating its 3 system. » 4 And you are referring here to section 37.1 5 that is quoted above, in part. And below 6 you are suggesting that there be in 7 addition of a provision dealing with off- 8 system network resources. 9 So, you read section 37.1 from line 6 10 to 18, then you suggest that off-system 11 resources also need to be considered, and 12 then you suggest some additional language 13 in section 37.1. Is that a fair summary 14 of what we see here? 15 R. Yes. 16 Q.89 Are you under the impression that Hydro- 17 Québec is not considering what you call, 18 and we may not have the same definition, 19 but that we are not considering off-system 20 resources? Are you under the impression 21 that we are not, that TransÉnergie is not 22 considering off-system resources in its 23 planning? 24 10H02 25 R. What do you mean considering?	1 Churchill Falls position. This is no 2 longer the complaint process, Mr. 3 Sinclair. 4 R. No. 5 Q.93 I'm just asking you, we're in the rate 6 case. So, this is not Churchill Falls. 7 We're asking you whether... 8 R. Well, let me just explain it. Just 9 because Churchill Falls has been addressed 10 in previous cases, it doesn't mean it 11 doesn't apply in a tariff case. So, I'm 12 not here just to advance those issues. 13 Q.94 I'm asking you... 14 Me ANDRÉ TURMEL : 15 Il faut le laisser continuer, Maître. C'est votre 16 question, là, et vous l'avez amenée alors on peut 17 laisser continuer l'expert simplement pour expliquer 18 la notion de on and off-system, puis ça m'apparaît 19 simplement correct au moins de ne pas l'interrompre 20 et de le laisser continuer. 21 LE PRÉSIDENT : 22 Je vais permettre la réponse complète de ce que 23 l'expert était en train de dire. Ensuite, on peut 24 continuer. 25 R. Yes, so, with respect to off-system

Page 58	Page 60
1 resources, what I mean by considering is I 2 mean that they should be considered 3 carefully and accurately. And an off- 4 system resource should be treated as an 5 off-system resource. And in accordance 6 with Order 890, these various elements of 7 description of that resource should be 8 given. This is on lines 24 through 34. 9 And as I explained in my 10 presentation, if that information is 11 provided accurately, then the transmission 12 provider can calculate the ATC accurately. 13 And also, as I pointed out, the Régie can 14 monitor the system accurately. 15 Q.95 Okay. But again, we're in a rate case. 16 So, what I see here, and I read 31 unless 17 you want to change that again, but when I 18 read 31, what you're suggesting is that 19 the wording of Section 37.1 should be 20 expanded to include the following words 21 and then you give additional language. 22 And the reason why you're saying we 23 have to amend Section 37.1, is because 24 off-system resources need to be considered 25 by HQT.	1 Q.99 Now, on page 27, you present your views on 2 how these PPAs have to be properly 3 interpreted and you say from pages 8 to 10 4 that: 5 « The primary element 6 of this determination 7 - and the 8 determination you 9 refer to firmness - is 10 the nature of the 11 penalties of the 12 liquidated damages and 13 associated with the 14 interruption. » 15 Is this still your testimony, Mr. 16 Sinclair? 17 R. Yes. 18 Q.100 Now, we said earlier and you agreed that, 19 in Québec, we have special Part IV to deal 20 with native load issues. You remember 21 that? 22 R. Yes. 23 Q.101 Now, perhaps I need not to refer you to 24 our relevant Section 1.41 but you're aware 25 that in the current tariff and in the
Page 59	Page 61
1 So, my question to you, and again 2 we're in this rate case, so I'm looking at 3 your report in this rate case, are you 4 under the impression that TransÉnergie is 5 not considering off-system resources in 6 its planning and operating processes? 7 R. Yes, I'm of the opinion that they are not 8 properly considered. 9 Q.96 Okay. And you base this on your 10 experience with Churchill Falls? 11 R. Yes, the treatment of Churchill Falls has 12 not been properly handled within the HQ 13 system. 14 Q.97 Okay. I assume you're aware of two 15 decisions rendered by this Board about 16 Churchill Falls? Have you read both 17 decisions? 18 R. Sure. 19 Q.98 Okay. Moving back from that page to pages 20 25 and 28. This is a section where you 21 discuss PPAs and from pages 25 to 28 you 22 present your views on what is a PPA and 23 how these PPAs should be properly 24 designated. Is that correct? 25 R. Yes.	1 proposed tariff, a contract may be a 2 designated resource? 3 R. Yes. 4 Q.102 It's already there? 5 R. Yes. 6 Q.103 Okay. 7 LE PRÉSIDENT : 8 Maître Dunberry, juste pour une question 9 d'intendance... 10 Me ÉRIC DUNBERRY : 11 Oui. 12 LE PRÉSIDENT : 13 ... vous aviez annoncé environ une heure et je ne 14 sais pas si vous rentrez dans cette section-là si 15 vous en avez pour très longtemps. 16 Me ÉRIC DUNBERRY : 17 On peut prendre une pause maintenant, Monsieur le 18 Président. 19 LE PRÉSIDENT : 20 Parce que... 21 Me ÉRIC DUNBERRY : 22 Dans 45 minutes j'aurai terminé. 23 LE PRÉSIDENT : 24 C'est surtout pour la planification, d'être certain 25 de pouvoir terminer...

Page 62	Page 64
1 Me ÉRIC DUNBERRY : 2 Oui. 3 LE PRÉSIDENT : 4 ... l'interrogatoire de monsieur Bennett et les 5 questions de la Régie s'il y en avait et les 6 réinterrogatoires s'il y en avait. 7 En tout cas, on peut peut-être prendre la 8 pause pour s'assurer s'il était plus prudent de 9 commencer tout de suite avec monsieur Bennett, peut- 10 être que ce serait un bon moment pour le faire mais, 11 en tout cas, prenons une pause de 15 minutes 12 ensuite... 13 Me ÉRIC DUNBERRY : 14 Parfait. 15 LE PRÉSIDENT : 16 ... on continuera le tout. 17 Me ÉRIC DUNBERRY : 18 Je vous remercie. 19 SUSPENSION DE L'AUDIENCE 20 10H29 21 REPRISE DE L'AUDIENCE 22 LA GREFFI RE : 23 Veuillez prendre place, s'il vous plaît. 24 LE PRÉSIDENT : 25 Alors, reprise de l'audience.	1 information that were filed by 2 Newfoundland and Labrador, I guess it was 3 in October 2010, the first part of the 4 document. 5 R. All right. I may be looking for those, so 6 I'll turn to staff to pull those out for 7 me. 8 Me ANDRÉ TURMEL : 9 Maître Hivon, juste 890, 890 tout court ou... 10 Me MARIE-CHRISTINE HIVON : 11 Tout court. 12 Me ANDRÉ TURMEL : 13 Tout court, O.K. 14 Me MARIE-CHRISTINE HIVON : 15 Q.108 So, if we go to your evidence and for the 16 sake of your cross-examination I'll use 17 the word « report » since... if I refer to 18 evidence, it may be a larger definition, 19 so I'll talk about the report. Did you 20 personally draft that document, Mr. 21 Bennett? 22 R. No, this document was prepared under my 23 supervision. Certainly I didn't 24 personally draft it. The evidence that 25 was filed in this proceeding was... that
Page 63	Page 65
1 Me ÉRIC DUNBERRY : 2 Monsieur le Président, alors pour nous assurer que 3 monsieur Bennett puisse retourner dans ses terres 4 avant la fin de la journée, on va interrompre 5 maintenant puis on reprendra plus tard. 6 LE PRÉSIDENT : 7 Très bien. Donc, ça va. La Régie apprécie. Ça va 8 permettre d'avancer avec le panel tel que convenu 9 Merci. 10 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me MARIE-CHRISTINE HIVON : 11 Alors, bon matin, bonjour. 12 Q.104 Mr. Bennett. 13 M. GILBERT BENNETT : 14 R. Good morning. 15 Q.105 Good morning. We will, during your cross- 16 examination, we will use the document 17 called Evidence of the Intervener 18 Newfoundland and Labrador Hydro dated 19 September 23, 2010. You have that with 20 you, Mr. Bennett? 21 R. Yes, I do. 22 Q.106 Okay. I will also ask you to have FERC 23 Order 890 with you. You do have that too? 24 R. Yes, I do. 25 Q.107 And the answers to the requests for	1 was the result of collaboration between... 2 or among rather my staff, our legal 3 counsel as well with input from our expert 4 witness. 5 Q.109 So, when you refer to your staff, who in 6 your staff participated in the drafting of 7 that document from NLH? 8 R. Certainly among others, Ms. Johanna 9 Harris, Mr. Chris Kirby and other staff 10 personnel from the Newfoundland and 11 Labrador Hydro. I wouldn't have all the 12 names of everybody who provided data input 13 into this document. 14 Q.110 And you mentioned that you have received 15 the assistance of your expert in this 16 file. It is Mr. Sinclair? 17 R. Yes, that's correct. 18 Q.111 And did Mr. Sinclair write a section of 19 the document or review or make comments? 20 Is it possible to know exactly what was 21 the input of Mr. Sinclair? 22 R. I'm not aware of exactly what editorial 23 input in this document was provided by 24 which either of our expert witness or our 25 counsel or my own internal personnel.

Page 130	Page 132
1 R. No, no, I can't do that. 2 Q.217 Okay. At the bottom of page 25, as with 3 respect to the BAPE process, the last 4 sentence you say: 5 « Hydro-Québec is the 6 only transmission 7 customer whose 8 interests were 9 discussed. » 10 Can you just precise for us what you mean 11 by Hydro-Québec? 12 R. Well, I think in the context of the three 13 projects that are referenced there, that 14 those were... that those were constructed 15 for other divisions of Hydro-Québec. 16 Q.218 Do you know which one? 17 R. I can certainly see a project here which 18 is of interest to Hydro-Québec Production 19 and that would be the Chénier-Outaouais 20 transmission line to Ontario. I couldn't 21 confirm right now whether Hydro-Québec 22 Distribution has an interest in one of the 23 other lines. They may. 24 11H45 25 Q.219 Am I right to understand that NLH does not	1 témoins. 2 SUSPENSION DE L'AUDIENCE 3 13H01 4 REPRISE DE L'AUDIENCE 5 LE PRÉSIDENT : 6 Alors, reprise de l'audience. La Régie n'aura pas 7 d'autres questions pour le témoin. 8 Me ANDRÉ TURMEL : 9 D'accord, donc, ni le Banc, ni maître Ouimette, ni 10 le Banc? 11 LE PRÉSIDENT : 12 C'est ça, c'est ça. 13 Me ANDRÉ TURMEL : 14 Je vous remercie. Alors, à ce moment-ci, je vous 15 demanderais de libérer monsieur Bennett. 16 LE PRÉSIDENT : 17 Alors, Monsieur Bennett, vous êtes libéré pour le 18 présent témoignage and the Régie thanks you for 19 participating. 20 Me ANDRÉ TURMEL : 21 So, you can go. Thanks, Mr. Bennett. 22 CONTRE-INTERROGÈS PAR Me ÉRIC DUNBERRY : 23 But, Mr. Sinclair, you have to stay however. 24 M. ROBERT SINCLAIR : 25 R. It's my pleasure.
Page 131	Page 133
1 have a commercial interest in the 2 distribution network in Québec, so the 3 planning of the distribution network, for 4 the local load. 5 R. I would say that we haven't thought about 6 that very much but I don't see how we 7 would have a great interest in how 8 distribution customers here in Québec are 9 served with distribution facilities. 10 Me MARIE-CHRISTINE HIVON : 11 Je vais peut-être prendre deux minutes pour faire le 12 tour des questions. 13 Alors, ça terminerait le contre- 14 interrogatoire, Monsieur le Président. 15 LE PRÉSIDENT : 16 Merci, Maître Hivon. 17 Alors, est-ce que la Régie aura des 18 questions? Ou si vous voulez faire le point? 19 Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE : 20 Non, la Régie n'a pas de questions. 21 LE PRÉSIDENT : 22 Pour l'instant, non? 23 A cette heure-ci, nous allons prendre la 24 pause lunch et revenir à 13 h 00 puis la Régie 25 précisera si elle a d'autres questions pour les	1 Q.220 So, Mr. Sinclair, I would ask you to take 2 your report again. I think we left at 3 page 27, looking at PPAs for Power 4 Purchase Agreements. 5 So, we were just reviewing some of 6 these statements that we find in page 27 7 and I was just about to ask you to turn 8 that page and we'll come back to page 27 9 but, at page 28, you make a recommendation 10 to the Régie, page 28, line 17, and I 11 quote you, and this is at the end of your 12 section on PPAs and you conclude with the 13 following recommendation and I quote: 14 « I recommend the 15 Régie expressly 16 endorse the 17 requirements in Order 18 890 that specify the 19 conditions under which 20 PPAs can be designated 21 as network 22 resources. » 23 And I guess in Québec we would say, as 24 opposed to network resources, we would say 25 distributor resources.

Page 134

1 R. Yes, that's correct.
2 Q.221 Okay. So, this is your recommendation to
3 the Régie this morning?
4 R. Yes.
5 Q.222 Okay. Now, coming back to page 27, since
6 you are recommending that the Régie
7 endorse the FERC requirements for PPAs
8 designation, I thought we should go back
9 to page 27 where you say at lines 8 to 10
10 - and this is where we were:
11 « The primary element
12 of this determination
13 is the nature of the
14 penalties, or
15 liquidated damages,
16 associated with an
17 interruption. »
18 And then, you quote Order 890 at paragraph
19 1453. And then, there is a quote and I
20 would invite you to read that quote. And
21 the following quote which I will read with
22 you says:
23 « Thus, as of the
24 effective date of this
25 Final Rule, power

Page 135

1 purchase agreements
2 designated as network
3 resources may only
4 contain liquidated
5 damages provisions
6 that are of the "make
7 whole" type.
8 Conversely, power
9 purchase agreements
10 containing LD
11 provisions that
12 provide penalties of a
13 fixed amount, that are
14 capped at a fixed
15 amount, or that
16 otherwise do not
17 require the seller to
18 pay an aggrieved buyer
19 the full cost of
20 replacing interrupted
21 power, are not
22 acceptable. »
23 These are the requirements and there may
24 be other requirements but, as far as your
25 report is concerned, these are the

Page 136

1 requirements that this Régie should more
2 or less endorse...
3 R. Yes.
4 Q.223 ... by way of a ruling?
5 R. Yes, or a statement in the Order, yes.
6 Q.224 Or a statement in the Order. Now, at
7 page, I believe, 28, line 14, we learn
8 that FERC Order 890 does not require any
9 specific changes to the pro forma OATT to
10 reflect these requirements associated with
11 the designations of PPAs as network
12 resources.
13 So, I guess, you're not asking this
14 Régie to modify the OATT necessarily.
15 What you're asking this Régie, is to
16 endorse these requirements but not through
17 a change in the OATT.
18 I guess FERC didn't do that, so it
19 would be the same approach that you're
20 recommending that there be an order
21 endorsing these requirements but not
22 through a formal change to the actual
23 OATT, is that correct?
24 R. Yes, that's correct.
25 Q.225 And this general endorsement that the

Page 137

1 Régie would make in its decision in this
2 case, would be applicable on a going-
3 forward basis. It would be applicable to
4 future power purchase agreements, I
5 assume. It would not be retroactive?
6 R. That's correct, yes.
7 Q.226 And as a result of that endorsement, you
8 would expect that this Régie would
9 actually adjust itself to the evolution of
10 FERC requirements as they evolved through,
11 let's say, decisions of FERC, for
12 instance? It could be decisions by FERC
13 interpreting what they mean by liquidated
14 damages and what they mean by penalties
15 and what they mean by this make whole
16 concept and you would expect that the
17 Régie would also endorse not only the
18 requirements but the body of jurisprudence
19 or case law that would actually give
20 meaning to those concepts?
21 R. I guess I would... I see what you're
22 saying. I guess I would recommend that
23 the Régie recognize the issue of
24 liquidated contracts in Order 890 and
25 endorse that as a concept. I suppose that

Page 138	Page 140
1 if it were ever litigated that parties 2 could bring up the surrounding case law 3 around it but I don't think the Régie 4 would need to do that but we're getting a 5 little bit out of my area of expertise. 6 Q.227 But when you say that the Régie should 7 endorse FERC's requirements, the 8 requirements include a review of the 9 contractual provisions to determine 10 whether these provisions make the buyer 11 whole. You would expect this Régie to 12 endorse that concept, right? 13 R. That's what I proposed, yes. 14 Q.228 Okay. And if FERC rendered the decision 15 of principle on what it meant by this 16 expression « make whole », you would 17 expect that this Régie would also endorse 18 these decisions by FERC that would give 19 meaning to the concept that the Régie 20 would be endorsing. 21 R. Well, I would say that if the FERC were to 22 change policy in the future, that the 23 Régie would certainly be able to consult 24 us on that evolution but I don't 25 necessarily see how it would be bound to	1 that point. 2 Q.232 But do you find this wise for the Régie to 3 endorse a principle, a requirement and 4 decide later whether it agrees with the 5 way this principle is interpreted or 6 applied with FERC after adopting the 7 principle by FERC? 8 R. No, I'd say it would later on decide 9 whether the evolution of it is 10 appropriate. 11 Q.233 But what you're saying is that this Régie 12 should endorse FERC's requirements and all 13 of FERC's decisions to date with respect 14 to this concept, so at least, there would 15 be a general endorsement of FERC's 16 requirements as expressed in Order 890 and 17 a general endorsement of FERC's decisions, 18 rulings and issuance of principles up to 19 today. That would be endorsed. Is that 20 your invitation to this Régie? 21 R. No, my invitation is to endorse the notion 22 that liquidated damages as contemplated by 23 FERC is very clear in the Order. It's a 24 concept that's useful and should be 25 applied in Québec and I don't think it
Page 139	Page 141
1 that if it were to endorse these current 2 provisions. 3 Q.229 Okay. So, the Régie should endorse the 4 requirements by FERC but not endorse 5 decisions by FERC or principles advanced 6 by FERC to give meaning to this notion of 7 « make whole »? 8 R. I think it would suffice to endorse the 9 principles. 10 Q.230 And in their application or in their 11 interpretation, would, in your opinion, 12 well not opinion, but would you suggest 13 that this Régie endorse FERC's position on 14 how these principles should be applied or 15 interpreted? Are you suggesting that that 16 be endorsed as well? 17 R. Not necessarily. 18 Q.231 So, the Régie would endorse FERC's 19 requirements but not endorse FERC's 20 rulings, decisions, pronouncements on what 21 these principles mean? 22 R. I think the Régie could endorse the 23 concept and then it could later decide 24 whether the various case law that FERC 25 develops is applicable and can decide at	1 needs to go back that far into the case 2 law as you suggest to apply that 3 principle. 4 Q.234 I'm just trying to understand. It's like 5 getting married to someone you've never 6 met. You're asking this Régie to endorse 7 a principle that you referred to in your 8 report, page 27, and the principle, as you 9 say, well, it's a principle of making 10 whole and this is done by a determination 11 of a FERC test through the examination to 12 the determination and nature of penalties 13 and of the liquidated damage provisions. 14 And I'm sure that if you and I went 15 back in the United States and started to 16 look at the case law and complaint 17 processes and decisions by FERC, you and 18 I would come up with a number of 19 decisions, a number of writings, doctrinal 20 writings, the literature maybe on this as 21 well. 22 So, are you suggesting that this 23 Régie should endorse all of this, that is 24 the FERC's requirements and the FERC's 25 decisions to date and the body of case law

Page 142 1 and literature that addresses how this 2 principle should be interpreted and 3 applied? 4 Because I don't see how we can adopt 5 the principle without adopting what comes 6 with the principle. 7 Q.235 I'm not really following your question but 8 it seems that there is a number of 9 recommendations in my testimony, all of 10 which, I suppose, are backed by some kind 11 of FERC case law at some point or another 12 and some FERC determination. So, I don't 13 see it any different then when I suggested 14 attestation should be adopted or 15 designation of resources should be 16 adopted. Those are all backed up by lots 17 of principles and case law, years and 18 years. 19 So, I guess it's up there with my 20 other recommendations and if that requires 21 Régie to interpret some FERC cases, then, 22 to that extent, yes, it would be applied 23 to this principle too. 24 Q.236 So, yes, it would be applicable to these 25 principles?	Page 144 1 try to understand very concretely what 2 this means. If I understand what you're 3 suggesting is that the determination of 4 firmness starts with a review of the 5 contractual documents. The first thing to 6 do is to get a copy of the contract I 7 assume. Is that... is getting a copy of 8 the PPA a starting point, Mr. Sinclair? 9 R. A starting point for whom? 10 Q.239 For a review? I'm not saying for who, I'm 11 saying for the process. You're saying the 12 primary element of the determination is to 13 look at the nature of the penalties, 14 liquidated damages to see if the buyer is 15 made whole. So, to do that, will you 16 agree with me that you need to start with 17 a copy of the contract, whoever is doing 18 it, has to have a copy of the contract? 19 R. Who needs a copy of the contract? 20 Q.240 I mean, I'm not saying who, I'm not asking 21 you who is doing it. I'm saying the 22 process that you're suggesting to 23 determine whether PPA has the right 24 qualities to be designated, you have to 25 look at the penalty and liquidated damage
Page 143 1 R. Yes. 2 Q.237 Okay. Now, do you know whether this Régie 3 has in the past endorsed principles of 4 this nature, that is agreeing in advance 5 to apply and interpret principles of FERC, 6 endorsing by way of a declaration that it 7 would comply with certain FERC principles 8 in advance on a prospective going-forward 9 basis? Do you know if this Régie has ever 10 done that in the past? 11 R. Well, I don't know if I'm suggesting that 12 they should apply or endorse something in 13 advance. There is a fairly clear concept 14 discussed in the OATT. I think it's a 15 good concept. I think it has lots of 16 value for the provision of open access. I 17 think it's worthwhile to specifically 18 endorse it. 19 If the concept itself evolves in the 20 United States separately, I don't 21 necessarily think the Régie is bound to 22 that. But I'm not an attorney so I don't 23 know what would happen after that. 24 Q.238 But concretely, what you're suggesting is 25 that again going back at page 27, let's	Page 145 1 provisions. Okay? I'm not asking you who 2 is doing it because it may be a lawyer, it 3 may be someone else, but it starts with 4 getting a copy of the contract. Is it 5 not? 6 R. Well, I think the Distributor is 7 responsible or I should say the entity 8 designating network resources is 9 responsible to apply those principles to 10 its designated resources. And they should 11 make an attestation, of course, as FERC 12 envisions. 13 Q.241 All right. Mr. Sinclair, I'll repeat my 14 question. You're suggesting that this 15 Régie endorse a principle, a requirement. 16 And on page 27, you say: 17 « The primary element 18 is to review the 19 nature on that penalty 20 provision and the 21 liquidated damage 22 provision.» 23 These are contractual provisions, right? 24 These are provisions in the contract, are 25 they not?

Page 146

1 R. Yes.
2 Me ANDRÉ TURMEL :
3 Je vais m'objecter à la...
4 R. I don't see the term...
5 Q.242 Pardon, excusez-moi. Sorry, Dr. Sinclair.
6 Parce que maître Dunberry vient juste de
7 lire le passage et il a ajouté un mot qui ne s'y
8 trouve pas. Il a dit, à la page 27, lignes 8 et 9,
9 et je cite ce qui est écrit là:
10 « The primary element
11 of this determination
12 is the nature of the
13 penalty. »
14 Il a lu: « The primary element of this determination
15 is the review... » Alors, il ajoute.
16 Dr Sinclair parle bien du principe. Il
17 n'est pas dans le processus. Mon confrère tente de
18 l'amener dans ce qui n'est pas écrit, le processus,
19 et fait dire au texte ce qui n'est pas dit. Alors,
20 peut-être qu'il pourra retirer sa question et la
21 reformuler.
22 Me ÉRIC DUNBERRY :
23 Alors, Monsieur le Président, écoutez, je peux
24 toujours reformuler les questions pour simplement
25 éviter des débats inutiles, là, mais il me semble

Page 147

1 que ces questions-là sont assez pertinentes et au
2 coeur de la proposition faite par monsieur Sinclair.
3 So, I will just rephrase the same question perhaps.
4 Q.243 Mr. Sinclair, you're asking this Régie to
5 endorse a requirement. You described this
6 requirement on page 27. You refer to FERC
7 Order and to certain passages of FERC
8 Order. You're suggesting that the
9 starting point, the primary element, to
10 use your word, of this determination
11 refers to the penalty and liquidated
12 damages provision. And you have,
13 according to your suggestion, the
14 objective of assessing whether these
15 penalties and liquidated damage provisions
16 make the buyer whole, indemnify the buyer
17 for the full replacement of the
18 interrupted power.
19 This is what you're asking this Régie
20 to endorse. So, I'm asking you...
21 R. Yes.
22 Q.244 I'm asking you, in order to carry this
23 process that you want this Régie to
24 endorse, is it not obvious that you need
25 to start by reviewing whoever is doing it

Page 148

1 and we're not there yet. We will get to
2 where you want to go but I'm asking you in
3 terms of process, in order to assess
4 whether this contract can be validly
5 designated according to your suggestion,
6 you need to start by looking at the
7 penalty provisions and the liquidated
8 damage provisions. You need to start with
9 those provisions. Is that not a fact?
10 R. Yes. The parties to the contract would
11 have to look at that.
12 Q.245 Okay. And you start with these provisions
13 and then you ask yourself whether these
14 provisions, once they are interpreted
15 according to the relevant facts, make the
16 buyer whole or not?
17 R. Yes.
18 Q.246 Okay. And the concept of being made whole
19 is, what you're suggesting - is a full
20 cost of replacing interrupted power. This
21 is what you're suggesting. That is the
22 test that you would want this Régie to
23 adopt?
24 R. A requirement, yes.
25 Q.247 Okay. Now, you and I when we met last, we

Page 149

1 had a little discussion about the fact
2 that this jurisdiction is a civil law
3 jurisdiction. You remember that little
4 discussion we had?
5 R. I do.
6 13H19
7 Q.248 Yes. Maybe you learned for the first
8 time, maybe you didn't but that Québec is
9 a civil law jurisdiction and that our laws
10 of contract - actually, we don't have laws
11 of contract, we have what we call a régime
12 des obligations, laws of obligations, and
13 it's governed by rules of civil law. You
14 remember that?
15 R. Yes.
16 Q.249 And you know that that has not changed
17 recently, we're still a civil law
18 jurisdiction?
19 R. Okay.
20 Q.250 And you know that in the United States,
21 except for one State perhaps, all the
22 other States are common law jurisdictions?
23 R. Yes.
24 Q.251 You know that. And you know that we have
25 an entire book in our Civil Code dealing

Page 150

1 with penalties, liquidated damaged,
2 liability and indemnification. You know
3 that? Or you don't but I suggest.
4 R. I believe you.
5 Q.252 Now, we have two different legal systems
6 basically, what I'm suggesting, when it
7 comes to indemnifications. Can you accept
8 that as a principle?
9 R. Okay, I believe you.
10 Q.253 Now, do you think it would be wise for the
11 Régie to endorse a principle that is
12 essentially driven by American law when it
13 comes to application and interpretation
14 while in Québec we have an entirely
15 different regime in terms of application
16 and interpretation of these concepts? Do
17 you think it would be wise for this Régie
18 to do that?
19 Me ANDRÉ TURMEL :
20 Objection à cette question-là. Je suivais mon
21 collègue jusqu'à quand même déterminer deux régimes
22 différents, mais là, on est vraiment en train de lui
23 demander une interprétation juridique de deux
24 régimes de droit comparés qui sont des disciplines
25 très particulières dans les facultés de droit. Et

Page 151

1 de comparer un régime de 50 états plus la Louisiane
2 avec celui du Québec, les codes civils, je pense
3 qu'ils vont un peu loin.
4 Jusqu'à maintenant, je pense qu'il a
5 établi avec le témoin qu'il y avait certainement
6 deux systèmes, deux pays différents. Mais de
7 continuer dans les... à savoir où cela va nous
8 amener au niveau juridique quant à l'interprétation,
9 je m'objecte à cette ligne de questions parce
10 qu'elle ne nous mènera nulle part. Et le texte de
11 sa preuve au Dr Sinclair parle bien de ce qui se
12 passe aux États-Unis par le biais d'une
13 recommandation mais s'arrête là.
14 Maintenant, s'il y a des conséquences
15 juridiques que mon confrère entend soulever, il
16 pourra les plaider le cas échéant mais il ne pourra
17 pas aller bien, bien loin avec le docteur Sinclair
18 sur cette question. Alors, je m'objecte à cette
19 ligne de questions.
20 Me ÉRIC DUNBERRY :
21 Monsieur le Président, je ne demande pas au témoin
22 de comparer les règles de droit du Québec avec les
23 règles de droit américain. Ce que je lui demande
24 c'est s'il paraît raisonnable pour lui de
25 recommander à une Régie d'endosser au Québec, dans

Page 152

1 un régime de droit civil, des principes développés
2 dans un état de droit commun, qu'on appelle le
3 common law, qui est essentiellement les Américains,
4 les États-Unis ont un régime de droit commun.
5 Je ne lui demande pas de faire une analyse
6 du droit comparatif. Je lui demande est-ce qu'il
7 lui paraît raisonnable de suggérer que vous
8 endossiez des principes basés sur des analyses de
9 contrats sur des questions de responsabilités qui
10 sont complètement différentes. C'est l'hypothèse
11 que je pourrai plaider, mais sur cette hypothèse-là,
12 et on peut poser des hypothèses lorsqu'on parle à un
13 expert, est-ce que ça lui paraît raisonnable de
14 faire cette recommandation-là? Je ne lui demande
15 pas de traiter des questions de droit comparé en
16 disant qu'est-ce qui est différent au Québec et aux
17 États-Unis sur, par exemple, la responsabilité pour
18 les dommages liquidés. Je ne lui demande pas de
19 traiter du fond de l'affaire.
20 Je veux juste savoir si c'est raisonnable
21 de faire cette suggestion-là, cet endossement-là, un
22 endossement ouvert, pour le passé, puis je vous le
23 soumetts pour l'avenir, alors qu'il y a ces écarts
24 entre les deux juridictions. Et je pense qu'il peut
25 répondre à ça sans rentrer dans une analyse

Page 153

1 juridique.
2 Me ANDRÉ TURMEL :
3 Monsieur le Président, mon confrère vient de tenter
4 de reformuler mais c'est toujours la même chose, ça
5 revient à lui demander son opinion cette fois-ci
6 juridique des deux systèmes et des différences et de
7 faire les nuances appropriées.
8 Cet aspect-là n'est pas abordé par
9 l'expert dans son témoignage écrit, à raison. Il
10 connaît certainement bien les limites de son mandat.
11 Il a simplement indiqué ce qui avait été fait aux
12 États-Unis. Il soumet que cette question pourrait
13 être prise en compte par la Régie de l'énergie,
14 point.
15 Maintenant, de lui demander les
16 conséquences juridiques... on lui dit: « Est-il
17 raisonnable de faire telle chose? » Bien, pour être
18 capable de faire une telle affirmation, on doit se
19 pencher un peu plus sur l'analyse juridique et les
20 conséquences juridiques.
21 Je vois bien là où va mon confrère et il
22 le fera en argumentation. Mais je pense qu'on ne
23 peut pas aller beaucoup plus loin là-dessus là.
24 LE PRÉSIDENT :
25 Un instant.

Page 154	Page 156
1 Alors, ici, la Régie, d'une part, cette 2 ligne de questions là qui porte sur les ordonnances 3 de la FERC jusqu'à aujourd'hui puis ce que ça 4 impliquerait d'endosser le principe pour le futur, 5 vous avez ramené un peu dans votre réplique cette 6 notion-là, je pense le témoin a bien précisé sa 7 position quant à ce qu'il propose et basé sur sa 8 lecture des ordonnances et il propose des 9 dispositions spécifiques. Et pour le futur, la 10 Régie a compris qu'il laisse à la Régie la 11 discrétion d'examiner des jurisprudences futures ou 12 des policy making futures de la FERC. Ça, c'est une 13 chose. 14 Maintenant, quant à la question supposée, 15 ici, la Régie va vous permettre peut-être de 16 demander au témoin s'il a considéré ces aspects de 17 différences là. 18 Quant à savoir s'il est raisonnable pour 19 un expert de faire des recommandations qui 20 impliquent des examens du régime juridique, on 21 pourra regarder tout ça en argumentation. Je pense 22 que tous les procureurs dans la salle ont les 23 connaissances nécessaires pour argumenter devant la 24 Régie sur un point comme cela. Donc, la Régie vous 25 invite à...	1 Q.255 And you said you would leave the Régie to 2 adapt those principles to the Québec civil 3 law context? 4 R. Yes. 5 Q.256 I would like to show you one decision on 6 point that was rendered by this Régie not 7 so long ago, it was in 2002, D-2002-260, 8 where a similar question was actually 9 raised. 10 Me ANDRÉ TURMEL : 11 Est-ce qu'on peut la voir avant? 12 Me ÉRIC DUNBERRY : 13 Oui, oui. C'est D-2002-260. 14 Q.257 The question that was asked in this 15 case... 16 Je vais attendre la distribution. 17 The question that was asked in this 18 case was whether the Régie should adopt 19 norms, the word that was used in French 20 was normes, the U.S. norms or American 21 norms with respect to section 4 of the 22 Tariff. So, on page 20 of that decision 23 that was rendered at the time by les 24 Régisseurs Lambert, Vallière et Hardy, and 25 on page 20, Mr. Sinclair, you will find
Page 155	Page 157
1 Me ÉRIC DUNBERRY : 2 Je vais reposer la question que vous suggérez, 3 Monsieur le Président, tout simplement. 4 Q.254 Mr. Sinclair, when you made that 5 recommendation - and I hope I will 6 translate well your question, Monsieur le 7 Régisseur Carrier, I will try - when you 8 made your recommendation to endorse FERC's 9 requirements by reference to what you call 10 these tests, which is to consider the 11 provisions, did you perform any analysis 12 or did you consider in any way the 13 differences between the Québec civil law 14 jurisdiction principles of liability and 15 indemnification with those principles 16 enforceable, like it says, I guess I would 17 use that word, enforceable in the United 18 States? 19 R. No. I assume that the concept would be 20 picked up by... if it was endorsed by the 21 Régie, the concept would be picked up by 22 the Régie's attorneys which would be 23 competent enough to translate those into 24 appropriate requirements under the Québec 25 law. This is just a principle, obviously.	1 the following comment. It's the last two 2 paragraphs of that page and I will read 3 slowly again so you can get the 4 translation as we read: 5 « Sur la question de 6 l'effet d'une décision 7 de la FERC sur le 8 Règlement 659, ... » 9 A l'époque là. 10 « ... la Régie 11 souligne que le renvoi 12 à l'article 4 du 13 Règlement 659 aux 14 dispositions du OATT 15 de la FERC ne saurait 16 faire de cette 17 disposition 18 réglementaire un 19 renvoi « ouvert » aux 20 normes américaines en 21 la matière, c'est-à- 22 dire que tout 23 amendement aux normes 24 américaines est 25 automatiquement

Page 158 1 incorporé au Règlement 2 659. 3 La Régie doit 4 considérer que le 5 gouvernement du Québec 6 a adopté le Règlement 7 659 en 1997. En mai 8 1998, le même 9 gouvernement mettait 10 en vigueur les 11 dispositions de la Loi 12 donnant une compétence 13 exclusive à la Régie 14 de fixer les tarifs et 15 conditions de 16 transport 17 d'électricité. En 18 conséquence, il est 19 difficile d'inférer 20 que le gouvernement 21 voulait, en même 22 temps, donner une 23 compétence exclusive à 24 la Régie de fixer les 25 tarifs et conditions	Page 160 1 interprétation étroite, parce que je sais très bien 2 que d'autres décisions ont été rendues depuis ce 3 temps-là qu'il ne dépose pas ici, notamment dans le 4 cas des plaintes de NLH à des décisions 5 interlocutoires où on a revu également cette 6 question-là à l'égard de l'article 4. Et donc, il 7 présente son interprétation et il lui demande 8 d'adopter son interprétation. 9 Alors, s'il veut lire le passage tel qu'il 10 est et lui demander quels sont ses commentaires, ça 11 va. Mais s'il dit, comme il vient de faire, que 12 c'est maintenant... comment dire... la règle de 13 droit, et en conséquence, qu'il doit vivre avec 14 cela, est-ce que ça change? Il y a une différence 15 là. 16 Alors, qu'il lui demande ce qu'il pense de 17 ce passage-là, comme ça il ne qualifie pas, il ne 18 fait pas d'interprétation, d'accord. Mais qu'il 19 aille dans les... en disant, en affirmant haut et 20 fort que ceci vient dire... veut ceci ou cela, c'est 21 autre chose. 22 Me ÉRIC DUNBERRY : 23 Monsieur le Président, je pensais avoir fait cela, 24 alors je reviendrai à ceci. 25 Q.258 Mr. FERC... Mr. FERC! Mr. Sinclair, do
Page 159 1 de transport 2 d'électricité et lui 3 permettre de déléguer 4 une partie de cette 5 compétence à un autre 6 organisme de 7 régulation, la FERC. » 8 So, first of all, I will ask you whether 9 you agree with this general notion that 10 this Régie will not and is well-founded in 11 not delegating its competence by adopting 12 in advance norms that could be issued by 13 FERC? 14 Me ANDRÉ TURMEL : 15 Peut-être là-dessus, Monsieur le Président, si vous 16 me permettez, on est prêt de la... parce 17 qu'évidemment... 18 LE PRÉSIDENT : 19 Est-ce que vous en faites une objection? 20 Me ANDRÉ TURMEL : 21 Oui, une objection à la question telle que formulée. 22 LE PRÉSIDENT : 23 Allez-y. 24 Me ANDRÉ TURMEL : 25 Mon confrère présente, lit le passage et en tire une	Page 161 1 you agree with that statement, that 2 finding made by the Régie in that 3 decision, do you agree with what I just 4 read? 5 R. What I agree with is that the Régie should 6 not be bound by anything from FERC. 7 That's what that says and I agree, yes. 8 Q.259 So, when you say that this Régie should 9 endorse, the word « endorse » doesn't mean 10 that the Régie should be bound by FERC or 11 FERC's requirements on designation of PPA? 12 R. That's correct. 13 Q.260 Now, and that endorsement would be a 14 general declaration in the decision to be 15 rendered, right? 16 R. Yes, I would recommend a statement saying 17 that « We also recognize liquidated 18 damages provisions... », however I word it 19 there. 20 Q.261 And that general statement would not be 21 connected to any specific factual 22 analysis, it wouldn't be connected to any 23 specific circumstances, it wouldn't be 24 connected to any special facts. You're 25 asking this Régie to put somewhere in the

Page 174

1 of the ownership of a resource before it
2 could be validly designated.
3 R. Yes.
4 Q.297 Okay. So, to attest of ownership, I guess
5 you're under... are you under the
6 impression that ownership is a condition
7 for designation of a resource under Part
8 IV?
9 R. No, either ownership or entitlement to a
10 contract.
11 Q.298 So, ownership is not a requirement to
12 designate, validly designate a plant in
13 Québec. You understand that?
14 R. Oh! yes, that's correct.
15 Q.299 Okay. So, you're not only asking for an
16 attestation, you're asking for this Régie
17 to modify the OATT to make ownership a
18 condition for a valid designation. Are
19 you not at the same time?
20 R. No, I just said that that's not the case,
21 that either ownership or commitment to
22 purchase under a valid contract. So, the
23 designator either has to own it or have a
24 valid contract to the capacity.
25 Q.300 Okay. But you're aware of the fact that

Page 175

1 Hydro-Québec Distribution does not own any
2 plant. You know that?
3 R. Oh! yes and that's the entire reason for
4 this conclusion here that HQ itself should
5 attest because if you look at two slides
6 prior, I explained how the Heritage Pool
7 obscures the designation process. And so
8 because, as Mr. Clermont had discussed,
9 because HQT does not own the vast bulk of
10 the resources or have a contract with the
11 resources themselves, because of the
12 Heritage Pool, HQD is not in a position to
13 make an attestation regarding ownership.
14 So, in order to accomplish the
15 important policy of Order 890, to make
16 someone accountable for accurate
17 designations, it's necessary in this case,
18 in the case of Québec, to have HQ actually
19 do the attestation.
20 Q.301 Okay. So, I thought yesterday, when you
21 corrected yourself, because you came back
22 after a pause at one point and you say:
23 I didn't mean HQT, I meant HQ, Hydro-
24 Québec.
25 R. That's correct.

Page 176

1 Q.302 The integrated entity. So, you want
2 Hydro-Québec to sign the attestation,
3 Hydro-Québec, not a division of Hydro-
4 Québec but Hydro-Québec itself?
5 R. Yes, that's the only way it seems that
6 this attestation wouldn't have any of the
7 effects that are intended in Order 890 and
8 that is to make somebody stand up and say:
9 Yes, we have contract rights to this
10 designated resource or yes we own this
11 designated resource.
12 Q.303 So, should we...
13 R. And that way...
14 Q.304 Go ahead, sorry.
15 R. That way, when the transmission provider
16 gets the information, it has some
17 confidence that it's accurate.
18 Q.305 So, should we amend the entire Section 4?
19 You know, Part IV refers to distributor's
20 resources. The entire chapter 4 refers to
21 distributor's resources. Should we now
22 change all this to call it Hydro-Québec's
23 resources?
24 R. No, I think this attestation, just as it's
25 written right there, can go in HQT

Page 177

1 proposed OATT at 37.1 where you have
2 deleted the attestation for the
3 distributor.
4 Q.306 But the entity designating resources and
5 the entity suppressing resources is Hydro-
6 Québec Distribution. It's a distributor,
7 right?
8 13H50
9 R. Well, not really because, as you saw
10 yesterday, there's some confidentiality
11 claims with respect to who really... what
12 the capacity of these resources really
13 are. And so, HQT is receiving
14 designations in calculating ATC but it's
15 not really HQD that is in a position to
16 verify whether these designations are
17 accurate or not.
18 Q.307 So, I'm just trying to follow what you're
19 suggesting here because it may sound to
20 you like a small thing but I think it may
21 not be. When you're suggesting that
22 Hydro-Québec does the actual attestation,
23 you're basically suggesting that it's
24 Hydro-Québec that does the designation and
25 it's Hydro-Québec that does the actual

Page 178	Page 180
1 suppression of designation. In fact, 2 what's what you're saying? 3 R. Hydro-Québec, HQP in particular, has the 4 information on Purchase Power Agreements 5 and designation resources. They don't 6 really give it to HQD. HQD doesn't have 7 direct access to that information; they 8 have to get it from HQP I suppose. 9 Q.308 Yes. But, Mr. Sinclair, I'm sure you read 10 our Part IV but when you read Part IV, it 11 refers specifically to Hydro-Québec 12 Distribution, it's called a distributor. 13 The entire section, the entire Part IV 14 adopted by the Régie for many years now 15 has made it clear that the designation of 16 resources is actually an act performed by 17 the distributor. 18 Information may come from somewhere 19 else as part of the process of gathering 20 information but the actual designation, 21 Part IV governs the supply of the native 22 load. We agree on that at least? 23 R. Yes, well, if you... 24 Q.309 But let me ask the question. Part IV 25 governs the supply of the native load,	1 Q.314 So, that's why I'm saying you're 2 suggesting we do not consider the 3 functional separation? 4 R. Well, because the functional separation 5 isn't completed, you have a gap here where 6 nobody can take responsibility for the 7 designations. 8 Q.315 Who said that nobody takes responsibility? 9 That's your view? Who said that? Have 10 you ever heard a decision by the Régie who 11 says that distribution does not take 12 responsibility for something? Could you 13 give us any factual basis for that? 14 R. Well, I think... well, yes. If you 15 have... so, in the Tariff, you have HQT 16 has to provide HQ TransÉnergie with 17 designations, so HQT can make ATC 18 calculations primarily. But HQD doesn't 19 have the information on the plants, on the 20 PPAs, we've heard this. So, there has to 21 be a transfer within the company but 22 nobody seems to be able to... HQD is 23 admittedly, or it's been stated in this 24 hearing, that HQD cannot make an 25 attestation regarding ownership.
Page 179	Page 181
1 right? 2 R. Yes. 3 Q.310 We agree? 4 R. Yes. 5 Q.311 Part IV is also, as we saw this morning, 6 actually what we saw earlier as well, is 7 that the mandate to supply the native load 8 is the distributor's mandate, right? You 9 agree with that? 10 R. Yes. 11 Q.312 And you and I, we can do this but you will 12 find the mot « distributor » all over Part 13 IV, right? 14 R. Of course. 15 Q.313 Now, what you're suggesting is that Hydro- 16 Québec, as opposed to the distributor, 17 should sign the attestation. Should we 18 forget and abandon the functional 19 separation? 20 R. Well, first of all, HQD is defined as 21 Hydro-Québec in carrying out distribution 22 functions, you're making that distinction 23 quite strong it appears to me. So really, 24 when HQD does anything, it really is HQ 25 doing it.	1 Q.316 Because they don't own anything, it's not 2 because they can't, it's because they 3 don't own it, that's all. 4 R. Right. So, you've got to get to a level 5 where somebody can make an attestation as 6 to the accuracy of these resources and the 7 only entity in that position is HQ, 8 perhaps HQP. 9 Q.317 But, Mr. Sinclair, ownership has never 10 been a criteria. I mean, ownership is a 11 criteria in the United States. We are not 12 in the United States, you know that, we're 13 in Québec. 14 R. Oh yes and the Régie can decide but I'm 15 just saying that the pro forma OATT... 16 Q.318 Yes. Ownership... let me finish my 17 question... ownership... 18 Me ANDRÉ TURMEL : 19 Un instant, O.K. là, si on peut laisser le témoin 20 répondre. Je pense qu'il essaie de répondre et vous 21 l'interrompez. 22 Q.319 Sir, if you want to answer the question, 23 take your time. 24 R. Yes. I think your question was ownership 25 is not a requirement in Québec. The Régie

Page 182

1 may very well find that. My statement
2 here is if HQT wants to have a Tariff
3 that's in conformance with 890, I would
4 recommend that there be an attestation
5 that corresponds to the attestation
6 requirements in Order 890. And that's
7 what that part of my testimony is about.
8 Me ÉRIC DUNBERRY :
9 Q.320 So, what you're suggesting is not just
10 that the attestation be prepared and
11 signed by Hydro-Québec, what you're
12 suggesting is that section 37, section 38
13 be amended to include an ownership
14 condition. That's not in your report by
15 the way but that's what you're saying
16 today, right?
17 R. Well, the distributor resource, the
18 designated resource, should either be
19 owned or there should be a contract
20 entitling the HQ to that power, yes.
21 Q.321 Now, when the current Tariff was adopted
22 in 2001-2002, the ownership issue was
23 already in FERC's pro forma, was it not?
24 R. This ownership or commitment to purchase?
25 Q.322 The ownership, what you call the ownership

Page 183

1 condition was in FERC's pro forma back in
2 2001? In Order 888, was there not an
3 ownership issue?
4 R. Yes, I believe there was.
5 Q.323 Yes. Now, when the Régie adopted Part IV,
6 it specifically removed that condition in
7 2001, you agree with that, that there's no
8 ownership condition in our OATT?
9 R. Actually, I don't know but I'll take your
10 word for it.
11 Q.324 Yes. So, today you're asking for the
12 attestation of something which is not a
13 condition. So, by way of the attestation
14 that FERC is now insisting to obtain in
15 the United States, you're not seeking an
16 attestation, just seeing by the back door
17 to include something which has never been
18 there. An ownership condition. There's
19 no ownership condition, there's never been
20 an ownership condition.
21 R. Okay, well, let me answer your question.
22 Whether I am trying to impose something
23 that's not in there, I just can't imagine
24 that HQ has access to designated resources
25 that either are not owned or in which they

Page 184

1 don't have a contract. So, I mean if
2 there is some other resource that does not
3 fit in one of those two categories, then,
4 I do think the Régie should address that.
5 Q.325 And Hydro-Québec should now become part
6 without functional separation of the
7 designation and suppression processes as
8 opposed to its distribution division?
9 R. No, just for the attestation.
10 Q.326 So, one last question, am I to understand
11 that the attestation would come from
12 Hydro-Québec but that the designation
13 would be made by Hydro-Québec
14 Distribution? In other words, the
15 distributor would make the designation but
16 the attestation would come from somewhere
17 within the company?
18 R. I think if there is going to be a resource
19 designated, there has to be an attestation
20 within the company.
21 Q.327 But that would not come from the
22 distributor, it would come from somewhere
23 else?
24 R. Whoever knows it. But I don't think the
25 distributor knows it right now what are

Page 185

1 the designated resources. Or at least
2 does not know the nature of them.
3 Q.328 I don't think there's anything more we can
4 ask you on this. Maybe one last question.
5 Do you believe in functional separation as
6 a concept?
7 R. Yes.
8 Q.329 All right.
9 Me ÉRIC DUNBERRY :
10 Monsieur le Président, je pense que nous n'avons pas
11 d'autres questions pour le témoin sur ce thème. Je
12 vais laisser ma consœur poursuivre le contre-
13 interrogatoire. Merci.
14 LE PRÉSIDENT :
15 Très bien. Juste avant de commencer, pour faire le
16 point pour ce qu'il reste d'interrogatoire pour le
17 témoin, est-ce qu'on a une indication?
18 Me MARIE-CHRISTINE HIVON :
19 Monsieur le Président, j'en aurai pour probablement
20 autour de deux heures de contre-interrogatoire alors
21 on pourra en faire une partie cet après-midi puis
22 conclure vraisemblablement à l'intérieur de l'avant-
23 midi de demain là. Je n'ai pas vraiment de doute...
24 LE PRÉSIDENT :
25 C'est ça, donc...

Page 186 1 Me MARIE-CHRISTINE HIVON : 2 ... à moins que... 3 LE PRÉSIDENT : 4 La Régie confirme là que nous allons ajourner à 5 3 h 00 puis reprendre à ce moment-là demain matin à 6 9 h 00. 7 Me MARIE-CHRISTINE HIVON : 8 D'accord. Juste le temps de... 9 LE PRÉSIDENT : 10 Et peut-être juste aussi avant de commencer, on 11 m'indique de bien s'assurer de parler vis-à-vis le 12 micro. Certaines fois ce matin, c'était difficile 13 dans la salle d'entendre les propos via les micros. 14 Me MARIE-CHRISTINE HIVON : 15 Je vais m'efforcer de ne pas trop me promener, 16 Monsieur le Président. 17 LE PRÉSIDENT : 18 Merci. 19 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me MARIE-CHRISTINE HIVON : 20 Q.330 Mr. Sinclair, good afternoon. 21 R. Good afternoon. 22 Q.331 I would like to refer you to responses to 23 Requests for Information received by 24 Hydro-Québec TransÉnergie at question 2.1. 25 R. Is this an HQT exhibit?	Page 188 1 in Appendix K of the 2 OATT's FERC pro 3 forma? » 4 And I'm reading the translation that 5 presumably has been provided to you. And 6 your response was: 7 « Yes, I have been 8 enlisted in projects 9 that include planning 10 processes for entities 11 that have adopted 12 FERC's Appendix K. 13 This included 14 assignments where we 15 were specifically 16 required by FERC to 17 monitor transmission 18 planning processes. » 19 And you refer to your response at 1.1. 20 And the question at 2.2 was: 21 « If so, provide a 22 list of these mandates 23 and their purpose. » 24 And here we have a list of four mandates. 25 You see that?
Page 187 1 Q.332 It's an answer from NLH and yourself to 2 our Request for Information, so I presume 3 it's an NLH... No, the answers received 4 from Mr. Sinclair to HQT's information 5 request. 6 LE PRÉSIDENT : 7 Et la date est le 13 octobre 2010? 8 Me MARIE-CHRISTINE HIVON : 9 Du 13 octobre. 10 LE PRÉSIDENT : 11 Ce qui serait C-13.28, je crois. 12 Me MARIE-CHRISTINE HIVON : 13 Merci, Monsieur le Président. 14 R. I'm not that organized, so no, I don't 15 have it in front of me. 16 Q.333 C-13.28. 17 R. Okay, sorry. Okay, I do have it now on 18 this computer. 19 Q.334 So, I'm at questions 2.1 and 2.2. 20 Question 2.1: 21 « Have your services 22 ever been enlisted in 23 the planning of the 24 transmission 25 facilities represented	Page 189 1 R. I'm sorry, I still don't seem to find it. 2 Four mandates, okay. Are you saying that 3 the first one is availability of 4 transmission capacity? 5 Q.335 The first one is independent monitor for 6 the summer 2009 Entergy request. 7 R. Sorry, I still don't have the... 8 Q.336 The answer to 2.2. 9 R. 2.2. Okay, now, I have it, yes. So, the 10 answer to 2.2 then is yes, I've been 11 enlisted, et cetera, right? 12 Q.337 Yes, that's the response to 2.1. And 2.2: 13 « Provide a list of 14 these mandates. » 15 And here we have a list under « Response » 16 and we have four mandates that we can see 17 there. I understand that in these four 18 instances you worked on projects for 19 entities having adopted an Appendix K, is 20 that what I understand? 21 R. Yes. 22 Q.338 So, we talk about Louisiana Public Service 23 Commission, SPP Entergy, Arizona Public 24 Service Company and Public Service Company 25 of New Mexico.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

COPIE

DEMANDE RELATIVE A LA MODIFICATION DES TARIFS
ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT
D'HYDRO-QUÉBEC A COMPTER DU 1ER JANVIER 2009

DOSSIER : R-3669-2008

RÉGISSEURS : M. RICHARD CARRIER, président
Mme LUCIE GERVAIS
M. JEAN-FRANÇOIS VIAU

AUDIENCE DU 10 MAI 2011

VOLUME 28

DENISE TURCOT
sténographe officielle

Page 2 R-3669-2008 10 MAI 2011 COMPARUTIONS Me JEAN-FRANÇOIS OUMETTE, procureur de la Régie REQUÉRANTE : Me ERIC DUNBERRY et Me MARIE-CHRISTINE HIVON et Me LAURENCE GÉVRY-FORTIER, procureurs de Hydro-Québec Transporteur (HQT) INTERVENANTS : Me DENIS FALARDEAU, procureur de Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF) Me PAULE HAMELIN, procureure de Énergie Brookfield Marketing inc. (EBMI) Me GENEVIEVE PAQUET, procureurs de Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ) Me ANDRÉ TURMEL et Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS, procureurs de Newfoundland Labrador Hydro (NLH) Me LOUISE CADIEUX, procureure de Ontario Power Generation Me ANNIE GARIEPY, procureure de Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) Me DOMINIQUE NEUMAN, procureur de Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) Me HÉLÈNE SICARD, procureure de Union des consommateurs (UC) Me JEAN-FRANÇOIS GIRARD, procureur de Union des municipalités du Québec (UMQ)	Page 4 LISTE DES ENGAGEMENTS Page #16 : Provide the list of documents reviewed and relied upon by Mr. Marshall for purposes of his report and confirm if he was provided with a translated copy of documents HQT-1, document 1; HQT-9, documents 1, 2, 3, 4 and 4.1; HQT-10, documents 1, 2, 3, 4, 5 and 6; and HQT-29, documents 1, 2, 3, 6 and 8. 17
Page 3 TABLE DES MATIÈRES Page LISTE DES ENGAGEMENTS 4 LISTE DES PIÈCES 5 DÉCISION 6 PANEL EBM PASCAL CORMIER RICHARD ST-JEAN CRAIG ROACH WILLIAM MARSHALL Contre-interrogés par Me M.-C. Hivon 11 Contre-interrogés par Me Eric Dunberry 18 Contre-interrogés par Me M.-C. Hivon 182	Page 5 LISTE DES PIÈCES Page B-235 : Fact sheet on Bonneville Power Administration. 17 B-236 : Map of the ISO RTO Council. 187 B-237 : June 2010 NOPR by FERC. 201

Page 6

1 EN L'AN DEUX MILLE ONZE (2011), ce dixième (10e)
2 jour du mois de mai,
3
4 LA GREFFIERE :
5 Veuillez prendre place, s'il vous plaît.
6 LE PRÉSIDENT :
7 Bonjour à toutes et à tous. Reprise de l'audience.
8 Madame Guilhermond.
9 LA GREFFIERE :
10 Protocole d'ouverture, audience du 10 mai 2011,
11 dossier R-3669-2008, Phase 2. Demande relative à la
12 modification des Tarifs et conditions des services
13 de transport d'Hydro-Québec à compter du 1er janvier
14 2009. Poursuite de l'audience.
15 LE PRÉSIDENT :
16 Merci. Alors, dans un premier temps, la Régie va
17 rendre sa décision sur la réponse à l'engagement 16.
18 Alors, la décision se lit comme suit. Newfoundland
19 Labrador Hydro demande d'avoir accès aux données
20 caviardées de la pièce B-132, HQT-8, document 5.1,
21 qui a été déposé par le Transporteur en réponse à la
22 question 6.2 de la demande de renseignements numéro
23 1 de NLH. Cette pièce contient le Plan des charges
24 et des ressources pour la période 2009-2019. Cette
25 demande fait suite au dépôt de l'engagement 16 pris

Page 7

1 par le Transporteur le 9 février 2011, qui était
2 formulé de la façon suivante:
3 « Identifier à l'égard
4 du respect de
5 l'article 37.1 iii) et
6 iv) où exactement dans
7 le Plan des charges
8 coté HQT-8, document
9 5.1, on trouve la
10 puissance exacte de
11 chaque centrale,
12 contrat ou ressource
13 (qui est désignée et
14 non seulement
15 disponible, mais
16 désignée) et quelle
17 est la puissance
18 totale désignée. »
19 Le Transporteur a répondu à cet engagement
20 le 15 février 2011 et a déposé une réponse amendée
21 le 12 avril 2011.
22 La Régie note que le Plan des charges et
23 des ressources a été déposé au dossier par le
24 Transporteur en réponse à la question 6.2 de la
25 demande de renseignements de NLH. Cette demande

Page 8

1 visait à savoir si l'article 37.1 iii) rencontre les
2 exigences de l'ordonnance 890-A en ce qui a trait à
3 la transmission annuelle par le Distributeur au
4 Transporteur d'une description de chaque ressource
5 contribuant à la fourniture de l'électricité
6 patrimoniale.
7 Toutefois, par sa présente demande, soit
8 l'accès aux données caviardées, NLH vise maintenant
9 un objectif différent. NLH a justifié le besoin
10 d'obtenir les données caviardées contenues dans le
11 Plan des charges et des ressources par le fait que
12 cette information lui était nécessaire pour suivre
13 les désignations et les suppressions de ressources,
14 ainsi que pour s'assurer que des ventes à des tiers
15 ne se fassent à partir de ressources désignées.
16 La Régie considère que la divulgation des
17 données caviardées dans le document HQT-8, document
18 5.1, n'est pas pertinente dans le contexte d'un
19 débat de principe d'ordre réglementaire portant sur
20 le bien-fondé d'amendements ou de modifications à
21 apporter aux Tarifs et conditions.
22 Selon la Régie, la nature des informations
23 déjà fournies et la nomenclature des lignes et des
24 colonnes des tableaux transmis par le Distributeur
25 au Transporteur sont suffisantes aux fins de ce

Page 9

1 débat de principe.
2 De plus, la Régie prend également en
3 considération le fait que les données caviardées
4 appartiennent à Hydro-Québec dans ses activités de
5 production et que cette dernière invoque que leur
6 divulgation pourrait lui causer un préjudice
7 commercial.
8 La Régie considère que l'effet
9 préjudiciable que pourrait entraîner la divulgation
10 des données caviardées dépasse largement la valeur
11 de ces données aux fins du présent débat.
12 En conséquence, la Régie conclut que la
13 réponse à l'engagement 16 est suffisante. Ceci
14 termine la décision de la Régie.
15 Alors, comme autre question d'intendance
16 aux fins de la planification du reste de la journée
17 et des travaux ultérieurs, la Régie aimerait avoir
18 une indication du temps prévu pour l'interrogatoire.
19 Le présent témoin, vous avez mentionné environ 15
20 minutes hier. Et également pour le reste des
21 témoins ce qu'il en serait pour les deux procureurs.
22 Me MARIE-CHRISTINE HIVON :
23 Alors, bon matin, Monsieur le Président, Madame,
24 Monsieur les Régisseurs. Alors, dans un premier
25 temps, avec monsieur Roach, nous en avons

Page 10	Page 12
1 effectivement entre cinq et dix minutes ce matin 2 pour terminer son contre-interrogatoire. 3 L'objectif du côté du Transporteur est de 4 terminer les contre-interrogatoires aujourd'hui. 5 Nous contre-interrogerons d'abord monsieur Marshall 6 sur la totalité des sujets qu'il aborde dans ses 7 deux rapports. Et ensuite... 8 Me ÉRIC DUNBERRY : 9 Bonjour, Monsieur le Président, Madame, Monsieur les 10 Régisseurs. Nous aurons ensuite un relativement 11 court contre-interrogatoire de monsieur St-Jean sur 12 la présentation qu'il a faite. Donc, ce sera la fin 13 à ce moment-là des contre-interrogatoires avec 14 monsieur St-Jean. 15 Alors, oui, l'objectif, c'est de terminer 16 aujourd'hui. Je pense bien que nous aurons terminé 17 avec monsieur Marshall aujourd'hui. S'il nous 18 manque un peu de temps en fin de journée et si la 19 Régie veut poursuivre, je pense que monsieur St- 20 Jean, ce sera une demi-heure ou 45 minutes et on 21 pourra à ce moment-là demain matin, en tout début de 22 journée, terminer avant la pause au plus tard. 23 LE PRÉSIDENT : 24 Alors, la Régie vous remercie pour ces informations. 25 De plus, aujourd'hui, il y aura une contrainte, nous	1 Attachment K rather 2 than a blank page and 3 what would need to be 4 written in HQT's 5 Attachment K would be 6 a compelling argument 7 that HQT's planning 8 process addresses all 9 nine principles of the 10 principles that FERC 11 set in the 890 Orders 12 for a Utilities 13 Transmission 14 Planning.» 15 And then, at paragraph 104, you mention: 16 « Mr. Rose was asked 17 by at least two 18 interveners to state 19 how the HQT process 20 was substantially 21 conforming or 22 superior. 23 Unfortunately, he did 24 not answer the 25 question directly,
Page 11	Page 13
1 devons ajourner à 14 h 30 et donc, on pourra 2 continuer et finaliser demain matin au besoin. Et 3 par la suite, comme annoncé, la Régie pourra traiter 4 l'objection à la réponse fournie par l'Union des 5 consommateurs et RNCREQ. Alors, maître Hivon. 6 Me MARIE-CHRISTINE HIVON : 7 Oui. Alors, dans un premier temps, j'aimerais 8 distribuer la décision, la version complète de la 9 décision à la demande de maître Hamelin hier, D- 10 2002-260. Alors, je remets une copie à la Régie. 11 9H09 12 PANEL EBM 13 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me MARIE-CHRISTINE HIVON 14 Q.1 So, Mr. Roach, good morning. 15 R. Good morning. 16 Q.2 Yesterday, we were at paragraph 102 of 17 your report which was your response to the 18 third argument of Mr. Rose and I would 19 like to refer you to paragraph 103 on page 20 52 of your report where you mention in the 21 middle of the paragraph: 22 « Obviously, to meet 23 this FERC standard, 24 HQT would first have 25 to have a written	1 that is he did not 2 address each of the 3 nine principles in 4 full, in a manner, the 5 FERC would require. 6 Rather he references 7 other sections of his 8 testimony which 9 mention a wide range 10 of HQT activities.» 11 And on top of page 53, you continue: 12 « While the activities 13 described in these 14 references surely have 15 merit, Mr. Rose's 16 reference to them is 17 not sufficient to show 18 a conformance with 19 FERC's requirements 20 for Attachment K.» 21 So, is it your opinion that FERC would not 22 consider whether there exists what we call 23 a functional equivalent to an Attachment 24 K? 25 R. They would want to see an Attachment K.

75 FERC 61,080

UNITED STATES OF AMERICA
FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION

Before Commissioners: Elizabeth Anne Moler, Chair;
Vicky A. Bailey, James J. Hoecker,
William L. Massey, and Donald F. Santa, Jr.

Promoting Wholesale Competition	)	Docket No. RM95-8-000
Through Open Access	)	
Non-discriminatory Transmission	)	
Services by Public Utilities	)	
	)	
Recovery of Stranded Costs by	)	Docket No. RM94-7-001
Public Utilities and Transmitting	)	
Utilities	)	

ORDER NO. 888

FINAL RULE

(Issued April 24, 1996)

I. INTRODUCTION/SUMMARY

Today the Commission issues three final, interrelated rules designed to remove impediments to competition in the wholesale bulk power marketplace and to bring more efficient, lower cost power to the Nation's electricity consumers. 1/ The legal and policy cornerstone of these rules is to remedy undue discrimination in access to the monopoly owned transmission wires that control whether and to whom electricity can be transported in interstate commerce. A second critical aspect of the rules is

1/ These rules are the rules on open access and stranded costs in the above dockets (FERC Stats. & Regs. □ 31,036), and an accompanying rule on Open Access Same-Time Information System and Standards of Conduct (OASIS Final Rule) (FERC Stats. & Regs. □ 31,037) being issued contemporaneously. The Commission also is issuing contemporaneously a notice of proposed rulemaking on capacity reservation open access transmission tariffs in Docket No. RM96-11-000, FERC Stats. & Regs. □ 32,517. These final rules and proposed rule are being published concurrently in the Federal Register.

Use of pooling arrangements to prevent improper
reservations

Allegheny Power contends that a pooling arrangement could provide an incentive to hoarders to release capacity during a shortage. It suggests that capacity could be auctioned within a pool of available capacity. However, it acknowledges that an auction would be tantamount to allowing the network owner to sell transmission service at unregulated rates.

PacifiCorp does not believe that a pooling arrangement would prevent capacity hoarding unless nonsequential reservations are prohibited. ELCON contends that a use-it-or-lose-it rule would be fairer and more effective than pooling.

Commission Conclusion

Upon further consideration, we conclude that firm transmission customers, including network customers, should not lose their rights to firm capacity simply because they do not use that capacity for certain periods of time. Firm transmission customers that have reserved capacity and paid a reservation charge generally do not use the entire amount of reserved capacity at all times. This does not mean, however, that they must permanently return the unused amount to the utility. In the absence of evidence of hoarding or other anticompetitive practices, we will not limit the amount of transmission capacity that a customer may reserve. Firm transmission customers are in the best position to know the levels of electric energy they will be transmitting and the level of flexibility they need in

carrying out their transmission activities. Indeed, when they are not using their reserved capacity, firm transmission customers remain obligated to pay the utility a reservation charge that covers all of the utility's fixed costs associated with the reserved capacity. 305/

Moreover, the possibility that a customer will reserve capacity and then hold it without using or reassigning it is mitigated because the utility is free to schedule and sell any unscheduled firm point-to-point transmission capacity on a non-firm basis to any entity eligible to receive such service under the utility's tariff. We also note that it is in the economic self interest of reservation holders to make available unused capacity to the market. 306/

We recognize that situations could arise in which a customer unlawfully withholds capacity. That is, a transmission customer could retain capacity in a way that could have an anticompetitive effect. For example, a transmission customer may reserve certain capacity simply to prevent everyone else from using it and to make its own generation the only alternative available to the market. However, as described above, we believe that the incentives are such that parties are more likely to release unneeded capacity and that a generic remedy is therefore

305/ A reservation charge would assure that the utility fully recovers its fixed costs associated with the transmission customer's reserved transmission capacity.

306/ See Section IV.C.6.

unnecessary. Any substantial allegations that indicate that a transmission customer is withholding scarce capacity in a way that has an anticompetitive effect would be addressed under section 206. If we found such allegations to be true, we could order the customer to return the capacity reservation right to the transmission operator. This approach should allay concerns that a customer may reserve scarce capacity and not use it, without forcing customers to demonstrate need or to reveal details of individual transactions.

5. Reservation of Transmission Capacity for Future
 Use by Utility

Comments

EEI and many IOUs argue that native load and network transmission customers should have first priority to existing capacity for their reasonably forecasted load requirements because that capacity was constructed to provide service to them and was paid for by them. 307/ EEI contends that such priority ensures equity and comparability based on past and future cost responsibility for the system. Similarly, Florida Power Corp and PECO contend that third-party customers should not be allowed to use transmission capacity that native load customers would grow into within a reasonable planning horizon.

307/ E.g., NYPP, Public Service E&G, Sierra Pacific Power, Ohio Edison. Sierra Pacific Power asserts that a utility should be permitted to retain capacity for native load use over the pertinent planning period. El Paso adds that the Commission should allow utilities the opportunity to reserve capacity for anticipated uses that, although not firm, are necessary to maintain reliability.

Other commenters disagree, asserting that available transmission capacity must be determined in the same manner for all customers and that utilities should not be permitted to reserve capacity for their own uses. 308/ NIEP argues that utilities should not be permitted to lock up available transmission capacity over valuable transmission paths and then require transmission requesters to pay for the cost of incremental transmission upgrades. This would let the utility avoid incremental transmission charges on its system. Oklahoma G&E argues that existing available transmission capacity should be made available until it is needed for native load growth. Utilicorp states that transmission owners should not be permitted to set aside capacity for sales or purchases of economy energy. CCEM argues that the centerpiece of comparability is that all transmission customers, including the merchant operations of the transmission owner, take service from available capacity pursuant to the same tariffs. CCEM adds that allowing utilities to reserve capacity based on forecasted retail and network loads creates an incentive for them to over-forecast their load to the detriment of all others. NRECA suggests that the need to maintain reliability should not perpetuate transmission providers' preferential treatment of their own transactions. It also recommends that, during periods when facilities are

308/ E.g., NIEP, CCEM, Conservation Law Foundation.

constrained, access be allocated based on a combination of past actual use and planned future use.

Commission Conclusion

We conclude that public utilities may reserve existing transmission capacity needed for native load growth and network transmission customer load growth reasonably forecasted within the utility's current planning horizon. However, any capacity that a public utility reserves for future growth, but is not currently needed, must be posted on the OASIS and made available to others through the capacity reassignment requirements, until such time as it is actually needed and used.

In response to arguments raised by several commenters that existing requirements customers should have future rights to existing capacity beyond the terms of their contracts because of their historical use, as discussed previously, we believe existing customers should have a right of first refusal to capacity they previously used, if they are willing to match the rate offered by another potential customer, up to the transmission provider's maximum filed transmission rate at that time, and to accept a contract term at least as long as that offered by another potential customer. 309/

THE FIRST PART OF THE HISTORY OF THE

REIGN OF KING CHARLES THE FIRST

BY JOHN BURNET

IN TWO VOLUMES. THE SECOND VOLUME.

LONDON, Printed by J. Streater, at the Sign of the Gun, in St. Dunstons Church-yard, 1679.

78 FERC □ 61,220

UNITED STATES OF AMERICA
FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION

18 CFR Part 35

[Docket Nos. RM95-8-001 and RM94-7-002; Order No. 888-A]

Promoting Wholesale Competition Through Open Access
Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities;
Recovery of Stranded Costs by Public Utilities
and Transmitting Utilities

(Issued March 4, 1997)

AGENCY: Federal Energy Regulatory Commission.

ACTION: Order No. 888-A (Order on Rehearing).

SUMMARY: The Federal Energy Regulatory Commission (Commission) reaffirms its basic determinations in Order No. 888 and clarifies certain terms. Order No. 888 requires all public utilities that own, control or operate facilities used for transmitting electric energy in interstate commerce to have on file open access non-discriminatory transmission tariffs that contain minimum terms and conditions of non-discriminatory service. Order No. 888 also permits public utilities and transmitting utilities to seek recovery of legitimate, prudent and verifiable stranded costs associated with providing open access and Federal Power Act section 211 transmission services. The Commission's goal is to remove impediments to competition in the wholesale bulk power marketplace and to bring more efficient, lower cost power to the Nation's electricity consumers.

EFFECTIVE DATE: Changes to Order No. 888 made in this order on rehearing will become effective on [insert date 60 days after date of publication in the Federal Register].

customer's load in the event its designated resource is subject to interruption). Similarly, for operational purposes on a day-to-day basis, an interruption of a network customer's designated resource could cause a transmission constraint. 427/ Because constraints affecting reliability may lead to curtailment or redispatch of all network resources, other network customers would be affected by such interruptions on a load-ratio basis. However, to the extent a network customer wishes to use an interruptible generation source, it can still use this generation source on an as-available basis to import energy to serve its load pursuant to pro forma tariff section 28.4.

Section 30.4

Rehearing Requests

PA Coops ask the Commission to modify this section "to permit the Network Resources to be operated at outputs that exceed the Network Customer's designated Network Load plus losses when the Network Resource's output is being sold to a third party or the Network Resource is called upon to be operated by the Network Customer's power pool, ISO or control area operator." (PA Coops at 8-9). Similarly, Santa Clara and Redding ask the Commission to modify the last sentence to state: ". . . exceeds its designated Network Load, plus non-firm sales delivered under Part II, plus losses" so that network resources will not remain

While firm resources can also go off line, the probability of this happening is less than that for interruptible resources.

idle when they could otherwise generate non-firm power and energy for sale at competitive prices.

In addition, TDU Systems argues that the arbitrary limits on the ability of network customers to operate Network Resources prevents economic dispatch or the use of resources to meet load requirements and limits the ability to schedule the output of Network Resources between and among control areas, effectively preventing the network customer from operating an integrated

system. 428/ TDU Systems asserts that the Commission should not presume that a network customer's economic dispatch will burden a transmission provider, but should require a transmission provider to demonstrate that such a burden will occur. TAPS asks the Commission to clarify this section so as to bar not the operation of network resources in excess of network load, but rather the usage of network service in connection with operation of such resources in excess of network load. TAPS adds that section 30.4 is contrary to *FMPA v. FPL*, 74 FERC at 61,014-15. AEC & SMEPA argues that the Commission should provide the necessary latitude for such resources to be used across multiple control areas to service the total load of transmission users.

Commission Conclusion

Preliminarily, TDU Systems and others' argument that a designated network resource must consist of the entirety of a generating unit is mistaken, as we explained in sections 1.22 and

See also NRECA.

1.25 above. The Commission's intent in requiring that the output of network resources not exceed network load plus losses is to prevent designated network resources from being used to make firm sales to third parties. This is consistent with the pro forma tariff's requirement in sections 1.25 and 30.1 that:

Network Resources may not include resources, or any portion thereof, that are committed for sale to non-designated third party load or otherwise cannot be called upon to meet the Network Customer's Network Load on a non-interruptible basis.

Absent a requirement that network resources always be available to meet a customer's network loads, reliability of service to the network customer as well as to native load and other network customers could be affected, as we describe in detail in section 30.1 above. If a network customer desires to enter into a firm sale from its designated network resources or use such network resources for meeting reserve requirements, it must eliminate the appropriate resources or portions thereof from its designated network resources pursuant to pro forma tariff section 30.

Santa Clara, Redding and others contend that this limitation improperly restricts the use of network resources for non-firm sales. It was not the Commission's intent to prohibit the network customer from engaging in non-firm sales from idle designated network resources. We find that the non-firm operation of network resources will not affect the availability of such resources on a firm basis because such non-firm uses are

subject to interruption. Accordingly, the Commission's concerns regarding the reliable provision of network service are satisfied.

Furthermore, as noted by Pennsylvania Coops, emergencies could arise in which the transmission provider may request that a network customer alter the operation of its network resources in response to a contingency, which action could result in a violation of the limitation in section 30.4. Therefore, the Commission believes an exception to the network resources output limitation is also appropriate for such emergency situations. Accordingly, tariff section 30.4 is revised, in relevant part, consistent with the above findings, as shown below (added language is underlined):

The Network Customer shall not operate its designated Network Resources located in the Network Customer's or Transmission Provider's Control Area such that the output of those facilities exceeds its designated Network Load, plus non-firm sales delivered pursuant to Part II of the Tariff, plus losses. This limitation shall not apply to changes in the operation of a Transmission Customer's Network Resources at the request of the Transmission Provider to respond to an emergency or other unforeseen condition which may impair or degrade the reliability of its Transmission System.

The remaining concerns expressed by TDU Systems with respect to the economical operation of a network customer's loads and resources located in multiple control areas are addressed above in Section IV.G.1.b. (Network and Point-to-Point Customers' Uses of the System (so-called "Headroom")).

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2002-286	R-3401-98	20 décembre 2002
------------	-----------	------------------

PRÉSENTS :

M^e Marc-André Patoine, B.A., LL.L
M. Anthony Frayne, B. Sc. (Écon.), MBA
M. François Tanguay
Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante
Intervenants

Demande d'approbation du texte refondu des « Tarifs et conditions » du service de transport

Audience relative à la modification des tarifs de transport d'électricité (*Loi sur la Régie de l'énergie*, L.R.Q., c. R-6.01, art. 48 à 51)

3.3 NOTION DE RESSOURCES : ARTICLES 1.40.1, 37.1 ET 38.1

3.3.1 RESSOURCES DU DISTRIBUTEUR : ARTICLE 1.40.1 ET 38.1

Position des parties

Le transporteur propose un nouvel article 38.1 dans la partie IV du texte des « Tarifs et conditions ».

« 38.1 Désignation des ressources du distributeur : Les ressources du distributeur comprennent toute la production achetée par le distributeur qui est désignée comme devant alimenter la charge locale en vertu des présentes. Les ressources du distributeur ne peuvent inclure les ressources, ou toute partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge autre que la charge locale ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge locale du distributeur sur une base non interrompible. Les centrales pouvant servir à alimenter la charge locale du distributeur en date du 1er janvier 2001 font partie des ressources du distributeur tant que le distributeur ne fournira pas un avis écrit à l'effet contraire au transporteur. »

Le transporteur fait une distinction entre le contrat d'énergie patrimoniale qui est une ressource désignée et les centrales qui font partie des équipements nécessaires pour fournir l'énergie du contrat.²²

Pour les interconnexions, la capacité qui est désignée est fonction du contrat qu'il y a sur l'interconnexion.²³

Le transporteur propose également la définition suivante du terme « ressource du distributeur » à l'article 1.40.1 :

« Ressource du distributeur : Toute ressource désignée par le distributeur au sens des présentes applicable au service de transport pour l'alimentation de la charge locale, incluant l'électricité patrimoniale tel que prévu à la Loi sur la Régie de l'énergie (L.R.Q., c.R-6.01) et toute autre ressource du distributeur. Une ressource du Distributeur peut être un contrat, une centrale, un programme commercial, un engagement ou une obligation de vente, une interconnexion, ou toute autre ressource énergétique pouvant servir à combler les besoins de la charge locale. Une ressource peut être alimentée par plusieurs équipements de production. Les ressources du distributeur ne comprennent pas une ressource, ou une partie de ressource, visée par un engagement de vente à un tiers ou ne pouvant autrement répondre aux besoins de charge locale du distributeur, sur une base non-interruptible. »

²² NS, 14 novembre 2002, volume 32, pages 163 à 166.

²³ NS, 14 novembre 2002, volume 32, page 167.

Cette formulation est présentée afin de répondre aux besoins exprimés par la Régie, tel qu'indiqué aux pages 130 et 131 des transcriptions sténographiques du 14 novembre 2002.²⁴

Selon **Énergie NB**, il est important de savoir quelles ressources sont désignées pour l'interprétation des priorités à déterminer selon les « *Tarifs et conditions* » lorsqu'une ressource non désignée est appelée à combler un besoin.²⁵

En argumentation, Énergie NB soutient que les ressources du distributeur devraient être énumérées de manière spécifique, pas de la manière « ouverte » proposée par TransÉnergie. Ces ressources devraient être énumérées dans une annexe.

Il est nécessaire de désigner spécifiquement quelles sont les ressources du distributeur afin de pouvoir déterminer la capacité de transport disponible (ATC) pour les autres services de transport. Il sera également nécessaire de préciser à l'article 1(a) de l'appendice C que les ressources dont on parle sont les « ressources désignées ».

Selon le **RNCREQ**, la désignation de toutes les centrales qu'Hydro-Québec production (le producteur) peut utiliser pour répondre à la charge locale n'est pas en conformité avec le Règlement 659, ni avec les concepts empruntés de la FERC.²⁶

L'intervenant ajoute que c'est pour éviter qu'un client en réseau intégré ne désigne des ressources illimitées que le pro forma exige que le client possède ou a un engagement pour une ressource donnée :

*« Limiting the amount of resources to those that the customer owns or commits to purchase will protect a utility from having to incur costs that are out of proportion to customer's load ».*²⁷

Le **RNCREQ** précise :

*« qu'il n'y a rien dans le règlement en vigueur qui empêche le distributeur de modifier ces désignations au fur et mesure que le producteur modifie ses choix quant à desservir le contrat patrimonial. »*²⁸

Selon le **RNCREQ**, le terme « ressource » correspondrait à une centrale ou à une partie de centrale dans le pro forma de la FERC. Selon l'intervenant, donner un sens différent dans les

²⁴ HQT-11, document 2.9.

²⁵ NS, 14 novembre 2002, volume 32, page 269.

²⁶ RNCREQ-1A, pages 6 et 7.

²⁷ RNCREQ-1A, page 7.

²⁸ RNCREQ-1A, page 10.

« *Tarifs et conditions* » pourrait porter à confusion et il rappelle que, pour cette raison, la Régie avait refusé de changer la définition des « installations d'attribution particulière ». ²⁹

De plus, le RNCREQ signale que la définition du transporteur à l'article 1.40.1 entrerait notamment en conflit avec les articles 38.1 et 37.1 (iii). ³⁰

Dans son argumentation, l'intervenant constate que la définition de ressource du distributeur, suggérée par Hydro-Québec, inclut un contrat, un engagement ou une obligation de vente. D'après lui, il est inconcevable qu'un contrat, engagement, obligation de vente ou décret puisse en lui-même fournir énergie ou puissance. Ces mots ne peuvent que désigner la ou les ressources qui seront utilisées pour leur exécution. De fait, si les ressources tangibles et physiques ne sont pas désignées, l'exécution desdits contrat, engagement, obligation de vente ou décret pourrait être mis en péril. Il ajoute que, pour opérer correctement, le transporteur a besoin de connaître plus que le contrat, l'engagement ou l'obligation de vente, mais la « véritable ressource », la ressource physique produisant l'énergie et la puissance. Il conclut qu'il faut exiger que le distributeur (via le producteur) obtienne la désignation de la véritable ressource, c'est-à-dire la ou les centrales. ³¹

Opinion de la Régie

Le transporteur a inclus une définition des ressources du distributeur à la demande de la Régie exprimée en audience, car la Régie trouve nécessaire de définir ce concept auquel il est souvent fait référence dans la partie IV.

La Régie accepte la définition contenue dans l'article 1.40.1 pour les fins du présent dossier. Elle n'a pas été saisie de conséquences réelles à court terme.

Quant à un conflit possible entre l'article 1.40.1 et les articles 37.1 et 38.1, la Régie estime que ce point pourrait être soulevé, si nécessaire, lors d'une prochaine cause tarifaire.

La Régie comprend, du témoignage du transporteur, que la production achetée par le distributeur, en vertu du décret relatif à l'électricité patrimoniale, est une ressource désignée, contrairement aux centrales pouvant fournir cette électricité.

La Régie reconnaît que, pour l'exploitation en temps réel de son réseau, le transporteur doit connaître les centrales et les contrats d'importation qui satisfont la demande du distributeur et les besoins de ses autres clients, incluant les contrats à l'exportation, mais cela n'implique

²⁹ RNCREQ-1A, pages 4 à 6.

³⁰ RNCREQ-1A, page 5.

³¹ Argumentation du RNCREQ, pages 5 et 6.

pas nécessairement que ces centrales doivent être désignées comme ressources du distributeur.

Une liste des centrales est fournie au transporteur pour qu'il sache d'où va provenir l'électricité demandée par le distributeur. La Régie considère que, conformément au souci de transparence contenu dans sa décision D-2002-95, le transporteur doit rendre disponible, sur demande d'un client, l'information en sa possession relative aux ressources désignées par le distributeur.

Pour les fins du présent dossier, la Régie accepte l'article 1.40.1, tel que proposé par le transporteur dans son texte refondu du 20 novembre 2002.

La Régie accepte l'article 38.1, tel que soumis dans le texte refondu des « *Tarifs et conditions* ». Elle demande au transporteur de rendre disponible, sur demande d'un client, l'information relative aux ressources désignées qu'il a en sa possession.

3.3.2 INFORMATIONS REQUISES ANNUELLEMENT DU DISTRIBUTEUR : ARTICLE 37.1

Position des parties

Hydro-Québec propose l'article 37.1 dans le texte révisé du 20 novembre 2002, soit :

« 37.1 Information requise annuellement du distributeur : Le distributeur doit fournir annuellement, ou faire fournir, tous les renseignements prévus aux décisions, ordonnances, règlements de la Régie, y compris, mais sans s'y limiter, ce qui suit :

(i) une description de la charge à chaque point de livraison. Cette description doit identifier et fournir séparément la meilleure estimation par le distributeur des charges totales à alimenter à chaque niveau de tension de transport, de même que des charges à alimenter à partir de chaque poste du transporteur au même niveau de tension de transport. La description doit comprendre des prévisions sur dix (10) ans de la charge et des ressources nécessaires à la pointe coïncidente et non coïncidente, en été et en hiver;

(ii) le niveau et la localisation des charges interruptibles, s'il en est, comprises dans la charge locale. Cette information doit inclure les besoins de puissance estivale et hivernale de chaque charge interruptible (comme si elle n'était pas interruptible), la partie de la charge qui est susceptible d'interruption, les conditions auxquelles une interruption peut être mise en oeuvre et les limites, s'il en est, applicables à la quantité et à la fréquence des interruptions. Le distributeur doit indiquer la quantité de charge de ses clients interruptibles (s'il en est) incluse dans les prévisions de charge sur 10 ans fournies en réponse au point (i) ci-dessus;

(iii) une description des ressources du distributeur (actuelles et prévues sur 10 ans), devant inclure dans le cas de chaque ressource :

- la taille du groupe et la puissance provenant de ce groupe qui doit être désignée en tant que ressource du distributeur, incluant les centrales servant à la livraison de l'électricité patrimoniale et celles qui alimentent toute autre ressource du distributeur et qui sont situées dans la zone de réglage du transporteur;
- la puissance réactive (production et absorption) de tous les alternateurs;
- les restrictions d'exploitation :
 - les périodes d'exploitation limitée, s'il en est, pendant toute l'année;
 - les programmes d'entretien;
 - le niveau de production minimum du groupe;
 - le niveau d'exploitation normal du groupe;
 - toute désignation de groupe dont la production doit être maintenue pour des raisons de fiabilité du réseau ou pour des raisons contractuelles;
- la liste des moyens de gestion pour la nouvelle répartition;
- la description de la puissance achetée qui est désignée comme ressource du distributeur, y compris la source d'approvisionnement, la localisation de la zone de réglage, les ententes de transport et le(s) point(s) de réception au réseau de transport du transporteur;

(iv) l'utilisation prévue de chacune des interconnexions du réseau du transporteur avec les réseaux voisins (actuelles et prévues sur 10 ans), en MW et en MWh, en période de pointe et hors-pointe, pour chacune des années visées. »

Pour le **transporteur**, il est nécessaire de savoir qu'il y a des restrictions d'exploitation, mais il n'est pas nécessaire de connaître la nature des restrictions d'exploitation des centrales.³²

Selon le **RNCREQ**, une copie des informations requises sous l'article 37.1 doit être déposée auprès de la Régie pour lui permettre d'en faire un suivi.

L'intervenant propose également d'ajouter une liste de contraintes qui sont typiques d'un parc de production hydraulique soit :

- toute restriction d'exploitation reliée aux autorisations gouvernementales;
- pour les centrales hydrauliques, toute autre restriction reliée à la disponibilité d'eau ou à la protection de l'environnement.

De plus, l'intervenant propose d'ajouter à la liste des informations à fournir annuellement :

« Les ententes régissant la vente et la livraison de puissance à un tiers à partir des installations de production situées dans la zone de réglage du transport, lorsqu'une partie seulement de la production du groupe est désignée en tant que ressource du distributeur. »³³

³² NS, 14 novembre 2002, volume 32, page 304.

³³ RNCREQ-1A, pages 13 et 14.

Opinion de la Régie

L'article 37.1 est intégré à la partie IV qui découle de la décision D-2002-95.

La notion de dépôt des informations annuelles décrites à l'article 37.1 n'a pas été discutée lors de l'audience.

Relativement aux informations supplémentaires que le distributeur devrait, selon le RNCREQ, fournir au transporteur, ce dernier n'en voit pas l'utilité. Le transporteur mentionne qu'il doit connaître les restrictions, mais qu'il n'a pas besoin de connaître la nature de ces restrictions.

Pour ces motifs, la Régie accepte l'article 37.1 du texte refondu, tel que proposé par le transporteur et rejette les propositions du RNCREQ.

3.4 DISTRICT JUDICIAIRE : ARTICLE 12.2

Quant à l'article 12.2 du texte « *Tarifs et conditions* », la Régie ordonne le retranchement de la dernière phrase « *Toute poursuite doit être intentée dans le district judiciaire de Montréal* » au motif qu'elle est non conforme à la décision D-2002-95, à la page 354.

3.5 FRAIS DE NOUVELLE RÉPARTITION : ARTICLES 13.6, 41.2 ET 42.2

3.5.1 POSITION DES PARTIES

Le transporteur propose une répartition proportionnelle des frais de nouvelle répartition entre les clients du point à point, du service en réseau intégré et la charge locale, à la suite d'un problème de fiabilité de son réseau.

Par rapport à sa proposition initiale ayant donné lieu à la décision D-2002-95, le transporteur propose dans son dernier texte refondu de compléter l'article 13.6 par l'ajout suivant :

« Lorsque le transporteur entreprend des procédures de nouvelle répartition des ressources pour maintenir la fiabilité du réseau de transport conformément à l'article 41.2 des présentes, les transactions des clients du service de transport ferme de point-à-point qui acceptent de payer leur quote-part proportionnelle des frais de nouvelle répartition seront maintenues dans la mesure du possible. »³⁴

³⁴ HQT-11, document 2.R, pages 39 et 40.

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2010-053	P-110-1565 P-110-1597 P-110-1678	11 mai 2010
------------	--	-------------

PRÉSENTS :

Jean-Paul Théorêt
Richard Lassonde
Marc Turgeon
Régisseurs

Newfoundland and Labrador Hydro
Demanderesse

et

Hydro-Québec
Défenderesse

Décision

*Plaintes déposées en vertu de l'article 86 de la Loi sur la
Régie de l'énergie*

ORDER that this revision should be undertaken at no additional cost to NLH. »

[219] Cette plainte pose essentiellement les questions suivantes :

- Est-ce que la Centrale CF est une ressource désignée d'HQD aux termes des Tarifs et conditions?
- Est-ce qu'aux termes des Tarifs et conditions, HQT ou HQD devait effectuer une réservation pour obtenir le service de transport sur les Lignes de CF?
- Est-ce que les Lignes de CF sont un chemin au sens des Tarifs et conditions qui doit faire l'objet d'un affichage sur OASIS?
- Est-ce qu'HQT, dans le cadre de l'étude d'impact, s'est conformée aux Tarifs et conditions en calculant l'ATC sur la base des flux électriques historiques et non sur la base des droits d'Hydro-Québec à des livraisons fermes au Power Contract?

6.4.1 EST-CE QUE LA CENTRALE CF EST UNE RESSOURCE DÉSIGNÉE D'HQD AUX TERMES DES TARIFS ET CONDITIONS?

[220] Avant d'analyser les dispositions législatives et réglementaires pertinentes à cette question, il est utile de rappeler certains éléments du contexte, dont le rôle de la Centrale CF au moment de l'ouverture (*open access*) des réseaux de transport en Amérique du Nord et au Québec en 1996.

[221] Le témoignage de monsieur Louis-Omer Rioux d'HQT¹⁰³ permet de bien comprendre le rôle et l'opération de la Centrale CF et des lignes qui la relient au réseau d'HQT.

[222] Monsieur Rioux explique que l'électricité qui provient de la Centrale CF est considérée, au niveau des opérations, comme une ressource désignée pour alimenter la charge locale québécoise. Tous les programmes incluent la production de cette centrale et cette programmation est sur tous les horizons, dans tous les plans de ressources, et ce, 365 jours par année. De plus, le témoin explique que la Centrale CF est synchronisée avec le réseau d'HQT et considérée dans la zone de réglage d'HQT (*on system*). Selon le témoin Rioux, les Lignes de CF sont des lignes de raccordement internes au réseau d'HQT.

¹⁰³ NS, 5 février 2010, volume 14, pages 112 à 117.

[223] La preuve est également à l'effet que la Centrale CF fournit une part importante, environ 5 000 MW sur 35 000 MW, de l'électricité alimentant la charge locale dont Hydro-Québec et HQD ne pourraient se priver. Le témoin Rioux explique que, sauf en situation de pannes, la production de la Centrale CF a toujours été disponible pour desservir la charge locale au Québec.

[224] Le témoignage de l'expert Hanser est également déterminant pour comprendre la situation et les droits des clients de la charge locale (*native load* aux USA) dans le contexte de l'ouverture des réseaux de transport en Amérique du Nord :

« To prevent native load customers from being harmed, FERC has determined that the native load customers of vertically-integrated utilities should have access to the same generation sources that they had access to prior to the implementation of open access¹⁰⁴. » [nous soulignons]

[225] L'expert Hanser réfère à l'extrait suivant de l'Ordonnance de la FERC :

« [...] The amount of transmission capacity available to wholesale and unbundled retail customers under the Final Rule pro forma tariff is clearly affected by the amount of transmission capacity that the transmission provider reserves for the use of its native load customers and the future load growth of those customers [...] »¹⁰⁵.

[226] Il ressort de ce qui précède que la production de la Centrale CF représente, depuis 1971, une part importante de l'alimentation de la charge locale au Québec. Ainsi, l'ouverture du réseau de transport d'HQT à des clients autres que ceux de la charge locale n'est pas censée porter atteinte à l'accès de ces derniers à cette ressource.

[227] La Régie retient les éléments contextuels suivants de l'*Énoncé de faits historiques et juridiques* d'HQT :

- Depuis sa création, Hydro-Québec fournit l'électricité aux consommateurs québécois suivant des tarifs et conditions qui, jusqu'au 2 mai 1998, étaient fixés par règlement interne d'Hydro-Québec, adopté conformément à la LHQ, et approuvés par décret gouvernemental;
- En 1996, le gouvernement du Québec présente le Projet de loi 50 sur la Régie. Ce Projet de loi opère une réforme institutionnelle majeure dans le domaine de

¹⁰⁴ Pièce HQT-30, rapport de P.Q. Hanser, décembre 2008, paragraphe 43.

¹⁰⁵ FERC Order 888, Docket Nos RM-8-000 and RM94-7-001, page 323.

l'énergie, assujettissant Hydro-Québec, pour la première fois de son histoire, à la compétence d'un organisme régulateur, en l'occurrence la Régie, pour l'établissement des tarifs et conditions de fourniture et de transport d'électricité;

- La création de la Régie et l'attribution d'une compétence tarifaire en matière de transport d'électricité tenaient compte des conditions d'accès aux réseaux de transport imposées par la FERC dans son Ordonnance du 24 avril 1996 pour la mise en œuvre d'un nouveau cadre réglementaire (l'« Ordonnance n° 888 »);
- À compter de cette date, la FERC choisit de subordonner l'accès aux marchés américains de gros à certaines conditions, tant en matière de réciprocité (exigeant des entités voulant vendre de l'électricité sur les marchés américains qu'elles accordent un accès non discriminatoire à leur propre réseau de transport) qu'en matière de dégroupement ou *unbundling* des activités de production, de transport et de distribution;
- Au mois de mai 1997, HQT, la division d'Hydro-Québec chargée du transport de l'électricité, a été mise sur pied. Hydro-Québec a adopté, depuis ce temps, des normes de conduite internes et une organisation qui assurent la séparation fonctionnelle entre ses activités reliées au transport d'électricité et au contrôle des mouvements d'énergie de celles de production et de vente;
- Hydro-Québec adopte et le gouvernement du Québec approuve, en décembre 1996, le Règlement numéro 652 d'Hydro-Québec¹⁰⁶ sur les conditions et les tarifs du service de transport en gros de l'électricité. Ce règlement est remplacé en mars 1997 par le Règlement numéro 659 d'Hydro-Québec sur les conditions et les tarifs du service de transport pour l'accessibilité à son réseau;
- Le 16 juin 2000, le législateur modifie la LRÉ et la LHQ¹⁰⁷ pour, notamment, introduire le concept d'électricité patrimoniale et des modalités tarifaires en découlant;
- Hydro-Québec se voit attribuer l'obligation de fournir l'électricité patrimoniale en vertu de l'article 22 de la LHQ :

« 22. La Société a pour objets de fournir de l'énergie et d'oeuvrer dans le domaine de la recherche et de la promotion relatives à l'énergie, de la transformation et de l'économie de l'énergie, de même que dans tout domaine connexe ou relié à l'énergie.

La Société doit notamment assurer l'approvisionnement en électricité patrimoniale tel qu'établi par la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01).

¹⁰⁶ Décret n° 1559-96, 1996 G.O. II, page 7387.

¹⁰⁷ Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives, L.Q. 2000, c. 22.

Le gouvernement fixe les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale pour un volume de 165 térawattheures. Cet approvisionnement doit inclure tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité. » [nous soulignons]

- Le 24 octobre 2001, le gouvernement adopte le Décret patrimonial concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale;
- Le Décret patrimonial fixe les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale pour un volume maximal de 165 térawattheures et énonce ce qui suit :

« L'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale est assuré par la fourniture d'électricité produite ou achetée par le fournisseur [Hydro-Québec] ou rappelée par ce dernier en vertu des contrats spéciaux ou des ententes de services comportant des clauses de puissance interruptible en vigueur le 1er janvier 2001. »

[228] Ces dispositions législatives obligent Hydro-Québec à fournir l'électricité patrimoniale mais lui laisse la discrétion d'utiliser l'électricité qu'elle produit ou qu'elle achète, par exemple de la Centrale CF en vertu du Power Contract. Si Hydro-Québec peut choisir d'alimenter une partie de la charge locale à partir de la Centrale CF, il va de soi qu'elle doit avoir le droit d'utiliser le réseau de transport d'HQT pour assumer cette obligation statutaire.

[229] Ainsi, en interprétant les Tarifs et conditions qui ont été adoptés à la suite de l'entrée en vigueur de ces dispositions législatives, il faut éviter de leur donner un sens qui les rendrait incompatibles avec ces dispositions portant sur les droits et obligations conférés à Hydro-Québec et aux consommateurs québécois en regard de l'approvisionnement patrimonial.

[230] Cela étant dit, revenons à la question spécifique de savoir si la Centrale CF est une ressource désignée d'HQD aux termes des Tarifs et conditions.

[231] Les dispositions tarifaires pertinentes à cette plainte sont celles adoptées par les décisions D-2002-286¹⁰⁸ et D-2006-66¹⁰⁹.

¹⁰⁸ Dossier R-3401-98.

¹⁰⁹ Dossier R-3549-2004.

[232] La désignation des ressources du Distributeur a trait à l'alimentation de la charge locale au Québec. La partie IV des Tarifs et conditions « Service de transport pour l'alimentation de la charge locale » s'applique en l'espèce, et plus spécifiquement l'article 38.1 (désignation des ressources du Distributeur) et l'article 1.40.1 (ressource du Distributeur), définition applicable à la partie IV des Tarifs et conditions.

[233] La Régie ne partage pas la position de NLH sur l'interprétation à donner à ces dispositions tarifaires pour les raisons exposées ci-après.

[234] D'abord, l'argument historique de NLH voulant que, de 1997 à 2001, des conventions de service soient intervenues entre TransÉnergie, une division d'Hydro-Québec, et Hydro-Québec groupe services énergétiques, n'aide pas à interpréter les dispositions des articles 1.40.1 et 38.1 des Tarifs et conditions. Ces dispositions ont été adoptées en 2002 dans le cadre de l'ajout de la partie IV aux Tarifs et conditions portant spécifiquement sur les conditions de desserte de la charge locale au Québec. Même si, dans les faits, la desserte de la charge locale s'est faite différemment au début de la séparation fonctionnelle d'Hydro-Québec, cela n'est pas pertinent aux fins de déterminer, dans le cadre de la plainte, si HQT a correctement appliqué les dispositions des articles 38.1 et 1.40.1.

[235] Pour NLH, l'article 1.40.1 serait une énumération des ressources du Distributeur, alors que l'article 38.1 ne référerait pas à la désignation mais à la notion de ressource désignée. Ainsi, selon NLH, une ressource du Distributeur est *désignable* mais la désignation découlerait d'un acte positif qui ne peut se présumer. NLH n'accepte pas la prétention d'HQT voulant que la transmission du *Plan des charges et des ressources* par HQD à HQT constitue une désignation de ressources.

[236] Un des points fondamentaux de l'argumentation de NLH est fondé sur un passage de la décision D-2002-286¹¹⁰ où la Régie écrit comprendre « *du témoignage du transporteur, que la production achetée par le distributeur, en vertu du décret relatif à l'électricité patrimoniale, est une ressource désignée, contrairement aux centrales pouvant fournir cette électricité*¹¹¹ ».

¹¹⁰ Dossier R-3401-98.

¹¹¹ Page 15.

[237] L'extrait en question de la décision D-2002-286, cité par l'expert Sinclair dans son rapport, ne saurait être un précédent à l'appui de la thèse de NLH voulant que l'électricité patrimoniale puisse être désignée mais pas les centrales pouvant fournir cette électricité. Dans cet extrait de la décision, la Régie n'a fait que mentionner sa compréhension du témoignage de monsieur Roberge mais n'a pas retenu ce témoignage dans sa décision, puisqu'elle a accepté les textes soumis par HQT, soit les articles 1.40.1 et 38.1, qui ne vont pas dans le sens de l'argumentation de NLH.

[238] Donc, aux fins de la présente plainte, il faut appliquer les articles 1.40.1 et 38.1, tels qu'adoptés par la Régie.

[239] NLH soutient également que la Centrale CF n'est pas une ressource du Distributeur parce qu'elle n'appartient pas à HQD et qu'une partie de la production de cette centrale serait utilisée par d'autres clients qu'HQD.

[240] La Régie note qu'il n'y a aucune preuve à l'effet que l'électricité de la Centrale CF fasse l'objet de vente à des tiers. Au contraire, selon le témoignage de monsieur Rioux d'HQT, l'électricité de cette centrale a toujours servi à la charge locale. De plus, même si une partie de l'électricité de cette centrale était vendue à des tiers, cela ne changerait pas son statut de centrale désignée du Distributeur. La FERC traite d'ailleurs d'une question semblable :

« It was not the Commission's intent to prohibit the network customer from engaging in non-firm sales from idle designated network resources. We find that the non-firm operation of network resources will not affect the availability of such resources on a firm basis because such non-firm uses are subject to interruption¹¹². »

[241] Cet extrait de l'Ordonnance n° 888-A de la FERC va d'ailleurs dans le sens des dispositions de l'article 1.40.1 des Tarifs et conditions à l'effet que « [l]es ressources du Distributeur ne comprennent pas une ressource, ou une partie de ressource, visée par un engagement de vente à un tiers ou ne pouvant autrement répondre aux besoins de charge locale du Distributeur, sur une base non interruptible ».

¹¹² Énoncé de positions et argumentation d'HQT, dossier P-110-1565, page 22, paragraphe 97.

[242] La preuve montre qu'une partie de cette ressource que constitue la Centrale CF n'a pas fait l'objet de vente à des tiers avant le 1^{er} avril 2009, alors que NLH, cessionnaire d'une partie des droits de CF(L)Co au Power Contract, a choisi d'exporter 265 MW en vertu de trois conventions de service pour le service de transport ferme à long terme de point à point¹¹³.

[243] NLH soumet également un argument de droit constitutionnel voulant qu'une interprétation ou une application des Tarifs et conditions qui permettrait à HQT de désigner la Centrale CF comme une de ses ressources équivaldrait à donner illégalement une portée extraterritoriale aux Tarifs et conditions, cette centrale n'étant pas située au Québec.

[244] La Régie ne considère pas que la désignation de la Centrale CF donne une portée extraterritoriale aux articles 37.1 et 38.1 des Tarifs et conditions. Comme le souligne d'ailleurs HQT, le seul effet de la désignation de la Centrale CF, une centrale située à l'extérieur du territoire du Québec, est d'accorder des droits prioritaires sur le réseau d'HQT situé au Québec suivant la partie IV des Tarifs et conditions.

[245] NLH soumet également que l'article 38.1 doit se lire avec l'article 36.2 traitant de la nature du service de transport pour l'alimentation de la charge locale et de la responsabilité d'HQT à cet égard :

« 36.2 Responsabilités du Transporteur : Le Transporteur planifie, construit, exploite et entretient son réseau de transport et il contrôle les mouvements d'énergie dans sa zone de réglage, conformément aux pratiques usuelles des services publics, afin de fournir un service de transport pour la livraison de puissance et d'énergie à partir des ressources du Distributeur, de manière à alimenter les charges des clients de charge locale à partir du réseau du Transporteur. Le Distributeur doit désigner les ressources qui sont disponibles, sous le contrôle du Transporteur, pour alimenter sa charge locale. » [nous soulignons]

[246] NLH conclut que le Distributeur doit désigner les ressources qui sont disponibles et sous le contrôle d'HQT pour alimenter sa charge locale. Selon NLH, il n'y a aucun lien direct donnant à HQT le contrôle de la Centrale CF.

¹¹³ Pièce C-40, dossier P-110-1565, courriel de transmission du 30 mars 2009 et 4 conventions de service entre NLH et HQT.

[247] Trois concepts se dégagent de l'article 36.2 des Tarifs et conditions :

- HQT planifie, construit et exploite son réseau et contrôle les mouvements d'énergie de façon à alimenter la charge locale;
- Le Distributeur doit désigner les ressources pour alimenter la charge locale. Ces ressources doivent être sous le contrôle d'HQT, c'est-à-dire que celle-ci doit pouvoir contrôler les mouvements d'énergie en provenance de ces ressources;
- HQT doit inclure la charge locale aux fins de planification de son réseau.

[248] Le fait qu'HQT contrôle les mouvements d'énergie en provenance de la Centrale CF fait l'objet d'une preuve non contredite de la part du témoin Rioux d'HQT¹¹⁴, qui a notamment expliqué ce qui suit :

- La Centrale CF est considérée comme une ressource désignée et traitée quotidiennement comme telle;
- Cette centrale fait partie de la zone de réglage du Québec et est considérée *on system*;
- HQT a accès à l'électricité de la Centrale CF pour alimenter la charge locale en tout temps, à hauteur de la puissance demandée;
- Au plan des opérations, il est convenu entre les parties que la direction, la programmation, le contrôle sécurité et le *balancing authority* sont toutes des fonctions assumées par HQT.

[249] La preuve est donc clairement à l'effet que la Centrale CF est une ressource sous le contrôle d'HQT au sens de l'article 36.2 des Tarifs et conditions et que le Distributeur peut donc désigner cette centrale comme une ressource disponible.

[250] Pour arriver à la conclusion que la Centrale CF est une ressource désignée du Distributeur, il faut lire et interpréter les dispositions suivantes des Tarifs et conditions dans leur contexte :

¹¹⁴ NS, 5 février 2010, volume 14, pages 101 et 102 et 117 à 121.

« 36.2 [...] Le Distributeur doit désigner les ressources qui sont disponibles, sous le contrôle du Transporteur, pour alimenter la charge locale [...]; »

« 37.1 Le Distributeur doit fournir au Transporteur, entre autres informations, [...] la taille du groupe [...] qui doit être désignée en tant que ressource du Distributeur, incluant les centrales servant à la livraison de l'électricité patrimoniale [...]. »

« 38.1 Désignation des ressources du Distributeur [...] les centrales pouvant servir à alimenter la charge locale du Distributeur en date du 1^{er} janvier 2001 font partie des ressources du Distributeur tant que le Distributeur ne fournira pas un avis écrit à l'effet contraire au Transporteur. »

[251] Le contexte est le suivant :

- En 2001, la Centrale CF alimentait depuis 30 ans la charge locale au Québec en contribuant à hauteur d'environ 5 000 MW sur 35 000 MW au profil des livraisons de ce qui est devenu l'électricité patrimoniale en vertu des modifications apportées à la LHQ et à la LRÉ et du Décret patrimonial;
- Le Décret patrimonial donne à Hydro-Québec la discrétion de fournir l'électricité patrimoniale à partir de l'électricité qu'Hydro-Québec produit, achète ou rappelle;
- L'obligation légale de fournir l'électricité patrimoniale incombe à Hydro-Québec mais, en pratique, cette obligation est assumée par HQP;
- Le témoin Mongeon d'HQD est venu expliquer qu'il reçoit chaque année d'HQP une lettre de désignation où la Centrale CF est spécifiquement indiquée et qu'HQD transmet cette information à HQT¹¹⁵.

[252] En pratique, tant qu'Hydro-Québec choisira d'assumer son obligation de fournir l'électricité patrimoniale en utilisant la Centrale CF, cette centrale sera une ressource du Distributeur servant à alimenter la charge locale.

[253] La preuve est à l'effet que la façon de procéder d'HQD et d'HQT est conforme aux dispositions des articles 36.2, 37.1 et 38.1 des Tarifs et conditions. HQP se prévaut de son droit d'approvisionner la charge locale en électricité patrimoniale à partir de la Centrale CF et en avise HQD annuellement. Cette dernière transmet les informations requises par l'article 37.1 à HQT¹¹⁶. C'est ainsi que la Centrale CF, une ressource servant

¹¹⁵ NS, 27 janvier 2010, volume 7, pages 58, 59 et 81.

¹¹⁶ Pièces NLH-38 et NLH-39, dossier P-110-1565.

à l'alimentation de la charge locale au Québec, devient une ressource *désignée* du Distributeur.

[254] Donc, pour les raisons mentionnées plus haut, la Régie conclut que la Centrale CF est une ressource désignée du Distributeur par l'effet des articles 36.2, 37.1 et 38.1 des Tarifs et conditions.

6.4.2 EST-CE QU'AUX TERMES DES TARIFS ET CONDITIONS, HQP OU HQD DEVAIT EFFECTUER UNE RÉSERVATION POUR OBTENIR LE SERVICE DE TRANSPORT SUR LES LIGNES DE CF?

[255] La position de NLH est à l'effet que, depuis la séparation fonctionnelle en 2000, les Lignes de CF seraient devenues un chemin utilisé par plus d'un utilisateur, à savoir HQP et HQD et que, par conséquent, la règle de la priorité de l'article 13.2 de la Partie II des Tarifs et conditions s'appliquerait.

[256] Selon NLH, la séparation fonctionnelle ferait en sorte qu'HQP serait devenue la contrepartie de CF(L)Co au Power Contract. En conséquence, à partir de 2001, HQP aurait dû réserver en mode import point à point pour importer la production achetée de CF(L)Co. Or, NLH souligne qu'HQP n'a pas fait une telle réservation. Il s'ensuivrait que la Première demande aurait priorité sur celle d'HQD datée du 31 mars 2009 en vertu de la règle du premier arrivé, premier servi de l'article 13.2 des Tarifs et conditions.

[257] Au soutien de sa prétention, NLH cite la décision D-2007-121¹¹⁷ de la Régie rendue dans une autre affaire de plainte. Or, de l'avis de la Régie, par cette décision, la Régie a simplement reconnu qu'une servitude avait été consentie à Hydro-Québec pour son réseau de transport d'électricité et non pour un raccordement du client au réseau de distribution d'Hydro-Québec. Ainsi, quand la Régie écrit qu'en 1973, la « *servitude a été consentie à Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité* », il faut plutôt comprendre que la servitude permettait l'installation d'équipements du réseau de transport d'Hydro-Québec. On ne peut inférer de cette décision que la séparation fonctionnelle intervenue en 2000 viendrait changer une partie à un acte de servitude datant de 1973.

¹¹⁷ Dossier P-110-1490.

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2011-040

P-130-002

6 avril 2011

PRÉSENTS :

Louise Rozon

Gilles Boulianne

Lise Duquette

Régisseurs

Newfoundland and Labrador Hydro

Demanderesse en révision

et

Hydro-Québec

Intimée

*Demande en révision de la décision D-2010-053 rendue
dans les dossiers de plaintes P-110-1565, P-110-1597 et
P-110-1678*

7.1.1 INTERPRÉTATION DES DISPOSITIONS LÉGISLATIVES ET RÉGLEMENTAIRES PERTINENTES À LA NOTION DE RESSOURCE DÉSIGNÉE³⁶

[63] Selon NLH, la première formation a commis une erreur déterminante en donnant à tort priorité aux dispositions législatives en matière d'électricité patrimoniale adoptées en juin 2002, au détriment des tarifs et conditions adoptés en mai 1997.

[64] Après examen de l'exercice d'interprétation effectué par la première formation, la Régie, en révision, n'arrive pas à la même conclusion que NLH. Elle ne constate, en effet, aucune erreur. La première formation n'a pas accordé une priorité aux dispositions législatives en matière d'électricité patrimoniale adoptées en 2002, au détriment des Tarifs et conditions adoptés en mai 1997, mais simplement tenu compte, entre autres, de ces dispositions législatives pour interpréter les dispositions pertinentes des Tarifs et conditions.

[65] Tel que mentionné au paragraphe 53 de la présente décision, la première formation a appliqué une méthode d'interprétation contextuelle lorsqu'elle a interprété les dispositions des Tarifs et conditions pertinentes à la notion de ressource désignée. Elle a notamment tenu compte de divers éléments contextuels reliés à l'ouverture des réseaux de transport d'électricité en Amérique du Nord et au Québec en 1996. Elle a également tenu compte de l'ensemble des changements législatifs et réglementaires qui ont suivi cette ouverture des marchés. La présente formation ne constate aucune erreur dans l'application de cette méthode d'interprétation par la première formation.

[66] De plus, selon la Régie, en révision, la première formation a appliqué une méthode d'interprétation conforme aux règles d'interprétation prévues à la *Loi d'interprétation*³⁷ et reconnue tant par la doctrine que par la jurisprudence³⁸. Également, la présente formation est d'avis que l'utilisation de cette méthode permet d'assurer l'atteinte des objectifs poursuivis par le législateur.

³⁶ Paragraphes 39 à 41 de la demande en révision de NLH.

³⁷ L.R.Q., c. I-16, articles 41 et 41.1.

³⁸ La Cour suprême du Canada enseigne dans l'arrêt *Glykis c. Hydro-Québec*, [2004] 1 R.C.S., paragraphe 5, que : « La disposition doit être lue dans son contexte global en prenant en considération non seulement le sens ordinaire et grammatical des mots mais aussi l'esprit et l'objet de la loi et l'intention du législateur. » Voir également, CÔTÉ, P.-A., avec la collaboration de S. BEAULAC et M. DEVINAT, *Interprétation des lois*, Les éditions Thémis, 4e éd., Montréal, Thémis, 2009, page 335.

[67] En conséquence, la présente formation ne retient pas ce motif de révision de NLH.

7.1.2 NOTIONS DE CONTRÔLE, DE ZONE DE RÉGLAGE ET DE RESSOURCE ON SYSTEM³⁹

[68] Selon NLH, en vertu des règles applicables à la notion de ressource désignée, la Centrale CF ne peut être considérée comme une ressource désignée, compte tenu qu'HQT n'exerce aucun contrôle physique direct sur cette centrale, que cette dernière ne fait pas partie de la zone de réglage du Québec et qu'elle n'est pas considérée comme une ressource *on system*.

[69] NLH soutient que la première formation a conclu à tort qu'HQT exerçait un contrôle sur la Centrale CF aux fins d'alimenter la charge au Québec. Elle ajoute avoir mis en preuve qu'il n'y avait pas de contrôle physique direct de cette ressource par HQT et conclut qu'une centrale ne peut être désignée par le Distributeur en l'absence d'un tel contrôle.

[70] La Régie, en révision, note que la première formation n'a pas interprété de la même façon que NLH la notion de contrôle de la ressource prévue à l'article 36.2 des Tarifs et conditions. Selon la première formation, cette notion fait référence au contrôle des mouvements d'énergie en provenance des ressources aux fins d'alimenter la charge locale⁴⁰ et non à un contrôle physique direct de la ressource.

[71] Selon la Régie, en révision, l'interprétation donnée par la première formation à la notion de contrôle prévue à l'article 36.2 des Tarifs et conditions est soutenable et logique considérant, notamment, le libellé de la première phrase de cette disposition qui se lit comme suit :

« 36.2 Responsabilité du transporteur : Le Transporteur planifie, construit, exploite et entretient son réseau de transport et il contrôle les mouvements d'énergie dans sa zone de réglage, conformément aux pratiques usuelles des services publics, afin de fournir un service de transport pour la livraison de puissance et d'énergie à partir des ressources du Distributeur, de manière à alimenter les charges des clients de charge locale à partir du réseau de transport.

³⁹ Paragraphes 42 à 64 et 73 à 78 de la demande en révision de NLH.

⁴⁰ Paragraphe 247 de la Décision.

Le Distributeur doit désigner les ressources qui sont disponibles sous le contrôle du Transporteur pour alimenter sa charge locale. » [nous soulignons]

[72] Ce n'est donc pas parce qu'HQT n'exerce pas de contrôle physique direct sur la Centrale CF qu'elle n'exerce pas un contrôle sur cette centrale au sens de l'article 36.2 des Tarifs et conditions, soit un contrôle des mouvements d'énergie en provenance de cette dernière.

[73] Par ailleurs, pour conclure qu'HQT contrôle les mouvements d'énergie en provenance de la Centrale CF, la première formation s'est notamment appuyée sur les témoignages de monsieur Louis-Omer Rioux d'HQT et de monsieur Sylvain Clermont, ingénieur, chef réseaux voisins, Direction commercialisation, chez le Transporteur, ainsi que sur le témoignage de l'expert Hanser, qu'elle a jugés probants.

[74] De plus, la présente formation observe que cette conclusion est appuyée par un document mis en preuve devant la première formation. Celui-ci énonce les instructions communes convenues entre CF(L)Co et HQT pour l'exploitation des Lignes de CF (les Instructions communes). Ces Instructions communes prévoient : (1) que l'opérateur de la Centrale CF a la responsabilité des installations, soit de façon autonome ou selon les directives d'HQT et (2) que l'opérateur de la Centrale CF est tenu d'exécuter toute manœuvre requise par HQT (articles 2.1 et 2.2 des Instructions communes)⁴¹. En vertu de cette entente, les parties conviennent, qu'au plan des opérations, les fonctions de direction, de programmation, de contrôle sécurité et de *balancing authority* sont assumées par HQT⁴².

[75] En ce qui a trait à la zone de réglage, la première formation s'est notamment appuyée sur le témoignage de monsieur Louis-Omer Rioux d'HQT, qu'elle a jugé probant. Ce dernier a affirmé que la Centrale CF fait partie de la zone de réglage du Québec.

[76] La Régie, en révision, constate que des éléments de preuve importants, déposés par le Transporteur devant la première formation, viennent appuyer ce témoignage.

⁴¹ Pièce C-1-5 HQT, Compendium des extraits pertinents de la preuve, volume 1 de 2, onglet 18.

⁴² Paragraphe 248 de la Décision.

[77] En 2009, NLH a décidé d'acheminer 265 MW, soit la majeure partie de l'électricité sujette à reprise (le *recall*⁴³), en vertu du *Power Contract* de 1969, vers les marchés des États-Unis, en passant par le réseau d'Hydro-Québec. À cet effet, des conventions de service de transport ont été conclues entre HQT et NLH le 20 mars 2009 relativement à la puissance et à l'énergie de la Centrale CF faisant l'objet de cette reprise par NLH. Ces conventions, signées par madame Isabelle Courville, présidente d'HQT et monsieur Gilbert Bennett, vice-président — *Lower Churchill Project* de NLH, indique que cette puissance et cette énergie proviennent de la zone de réglage du Québec, en l'absence de zone de réglage reconnue au Labrador⁴⁴. Dans la section intitulée « Caractéristiques du service de transport ferme à long terme de point à point » des conventions, il est précisé :

« Description de la puissance et de l'énergie qui doivent être transportées par le Transporteur, y compris la zone de réglage d'électricité d'où la transaction origine :

[...]

Zone de réglage d'où la transaction origine : Zone de réglage du Québec en l'absence d'une zone de réglage reconnue pour le Labrador. » [nous soulignons]

[78] La présente formation note ainsi qu'en vertu de ces conventions conclues en 2009, NLH a reconnu qu'en l'absence d'une zone de réglage reconnue pour le Labrador, la Centrale CF fait partie de la zone de réglage du Québec. La Régie, en révision, note également que le signataire de ces conventions pour NLH, monsieur Gilbert Bennett, a agi comme témoin de NLH devant la première formation.

[79] Par ailleurs, en ce qui a trait à cette notion de zone de réglage, NLH ajoute que, selon le critère définissant une telle zone énoncé à l'article 1.51 des Tarifs et conditions, un système commun de régulation automatique de la production doit être utilisé. Or, selon la preuve présentée devant la première formation, un tel système n'existe pas à la Centrale CF.

⁴³ Le *recall* correspond au bloc de 300 MW d'électricité sujette à reprise par CF(L)Co en vertu du *Power Contract* de 1969.

⁴⁴ Pièce C-1-5 HQT, Compendium des extraits pertinents de la preuve, volume 1 de 2, onglet 19.

[80] À ce sujet, le Transporteur précise, lors de sa plaidoirie en révision, que les parties ont mis en place un système équivalent par les Instructions communes. Il ajoute que le partage des responsabilités prévu entre les parties selon cette entente permet d'atteindre les objectifs poursuivis par un système commun de régulation automatique de la production⁴⁵.

[81] À la lecture de la Décision, la présente formation comprend que la première formation n'a pas retenu l'argument de NLH relatif au système commun de régulation, compte tenu de l'ensemble des éléments de preuve qui lui permettaient de reconnaître que la Centrale CF fait partie de la zone de réglage du Québec et qu'elle est sous le contrôle d'HQT au sens de l'article 36.2 des Tarifs et conditions.

[82] En ce qui a trait à la notion de ressource *on system*, la première formation s'est notamment appuyée sur le témoignage de monsieur Louis-Omer Rioux d'HQT, qu'elle a jugé probant, pour reconnaître que la Centrale CF est considérée *on system*.

[83] À ce sujet, le Transporteur déplore le fait que l'extrait du témoignage de son expert Hanser fourni par NLH⁴⁶ à la présente formation soit incomplet⁴⁷. En effet, NLH a omis la fin de la réponse donnée par l'expert qui a indiqué que la Centrale CF est considérée *on system*.

« Q. So as a matter of fact, which part of the Churchill Falls lines are located outside of the Hydro-Québec control area ?

A. I believe the lines are at the border.

Q. [260] Yes ?

A. Once it crosses the political border between Labrador and Québec, those lines are no longer Hydro-Québec lines.

Q. [261] That's it. Is Churchill Fall outside of the Hydro-Québec TransEnergie control area ?

A. That's my understanding, that it's not part of the Hydro-Quebec control area, although it is considered on system. » [nous soulignons]

⁴⁵ Pièce A-6-3, NS, 17 novembre 2010, volume 3, pages 63 à 67.

⁴⁶ Paragraphe 76 de la demande en révision de NLH.

⁴⁷ Pièce C-1-4 HQT, Plan d'argumentation, plainte P-110-1565, paragraphes 120 et 121, pièce C-1-5 HQT, Compendium des extraits pertinents de la preuve, volume 2 de 2, onglet 60, pages 172 et 173.

[84] Pour l'ensemble des motifs énoncés précédemment, la Régie, en révision, est d'avis que la première formation n'a commis aucune erreur en reconnaissant que la Centrale CF est une ressource sous le contrôle d'HQT au sens de l'article 36.2 des Tarifs et conditions, qu'elle fait partie de la zone de réglage du Québec, qu'elle est une ressource *on system* et qu'en conséquence, le Distributeur peut désigner cette centrale comme une ressource disponible. La première formation a interprété de façon raisonnable l'article 36.2 des Tarifs et conditions et a apprécié correctement la preuve administrée devant elle. Ainsi, cette décision est soutenable et se justifie en regard des faits mis en preuve et du droit applicable⁴⁸.

7.1.3 NOTION DE VENTE À DES TIERS⁴⁹

[85] Selon NLH, la première formation a commis une erreur fondamentale en jugeant que la totalité de la Centrale CF était une ressource désignée du Distributeur et en indiquant qu'il n'y avait aucune preuve voulant que l'électricité de la Centrale CF fasse l'objet de vente à des tiers, alors qu'une partie de la production de cette ressource sert à alimenter la charge locale au Labrador.

[86] Lors de sa plaidoirie en révision, NLH précise que la pleine capacité de la Centrale CF ne peut être désignée pour approvisionner la charge locale du Québec sur une base ferme, puisque le *Power Contract* prévoit des engagements fermes envers des tiers au Labrador, soit 225 MW servant à alimenter la charge locale au Labrador et NLH qui reçoit 300 MW de ce qu'on appelle le *recall*⁵⁰.

[87] Selon le Transporteur⁵¹, l'erreur dénoncée par NLH relative à la vente à des tiers témoigne d'une mauvaise lecture de la Décision.

⁴⁸ Paragraphes 247 à 253 de la Décision.

⁴⁹ Paragraphes 65 à 72 de la demande en révision de NLH.

⁵⁰ Pièce A-6-1, NS, 15 novembre 2010, volume 1, page 101.

⁵¹ Pièce C-1-4, Plan d'argumentation, plainte P-110-1565, paragraphes 148 à 150; pièce A-6-2, NS, 16 novembre 2010, volume 2, pages 158 à 160.

[88] En effet, le Transporteur précise que l'énoncé suivant de la première formation « *qu'il n'y a aucune preuve à l'effet que l'électricité de la centrale CF fasse l'objet de vente à des tiers*⁵² », visait l'hypothèse avancée par NLH quant à de possibles exportations d'électricité réalisées par HQP. Le Transporteur ajoute qu'il a admis le fait que la Centrale CF alimentait la charge locale du Labrador, tel que la première formation le note dans sa Décision⁵³.

[89] Tout d'abord, la Régie, en révision, constate que la première formation n'a pas conclu que **la totalité de la Centrale CF est une ressource désignée**. Elle a plutôt reconnu le statut de ressource désignée de la Centrale CF à hauteur de la puissance demandée pour l'alimentation de la charge locale⁵⁴. En fait, elle n'a pas reconnu l'existence de droits de transport prioritaires, ni de désignation de la Centrale CF au-delà de cette puissance demandée. Il s'agit d'une nuance importante.

[90] À cet effet, la présente formation note qu'en vertu des Tarifs et conditions, le Distributeur peut désigner une centrale à hauteur d'un certain flux qui ne correspond pas nécessairement à sa capacité totale de production. Il s'agit alors de la désignation d'une partie d'une ressource, tel que le prévoit les articles 38.1 et 38.3 des Tarifs et conditions:

« 38.1 [...] Les ressources du Distributeur ne peuvent inclure les ressources, ou toute partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge autre que la charge locale ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge locale du Distributeur sur une base non interruptible.

[...]

38.3 Le Distributeur peut mettre fin à tout moment à la désignation de tout ou d'une partie d'une ressource, mais il doit en aviser le Transporteur par écrit dès qu'il lui est raisonnablement possible de le faire. » [nous soulignons]

⁵² Paragraphe 240 de la Décision.

⁵³ Pièce C-1-4, Plan d'argumentation, plainte P-110-1565, paragraphe 148; paragraphe 273 de la Décision.

⁵⁴ Paragraphes 248 et 251 de la Décision.

[91] Ensuite, la Régie, en révision, constate que la notion de « vente à un tiers » en vertu des Tarifs et conditions fait référence à des ventes dans le cadre d'un commerce inter-États, interprovincial ou international et non à des ventes servant à alimenter une charge locale. La définition de cette notion se retrouve à l'article 1.50 des Tarifs et conditions qui se lit comme suit :

« 1.50 Vente à un tiers : Toute vente dans le cadre d'un commerce inter-États, interprovincial ou international, à un acheteur d'électricité qui n'est pas désigné comme faisant partie de la charge en réseau au sens du service de transport en réseau intégré ou de la charge locale du Distributeur. » [nous soulignons]

[92] Par conséquent, les ventes servant à alimenter la charge locale au Labrador ne constituent pas des ventes à des tiers au sens des Tarifs et conditions. Comme le souligne la première formation, une partie de cette ressource que constitue la Centrale CF a fait l'objet de vente à des tiers seulement à compter du 1^{er} avril 2009, alors que NLH a décidé d'exporter une partie de l'électricité sujette au *recall* en vertu du *Power contract*, soit 265 MW⁵⁵.

[93] Par ailleurs, en faisant référence à un extrait de l'ordonnance no 888-A de la FERC, la première formation a précisé que, même si une partie de l'électricité de cette centrale était vendue à des tiers, cela ne changerait pas son statut de centrale désignée du Distributeur⁵⁶.

[94] La Régie, en révision, conclut qu'en reconnaissant le statut de ressource désignée de la Centrale CF à hauteur de la puissance demandée et en indiquant qu'il n'y a aucune preuve voulant que l'électricité de la Centrale CF fasse l'objet de vente à des tiers avant avril 2009, la première formation n'a commis aucune erreur de nature à invalider la Décision. Cette décision est soutenable, conforme à la preuve⁵⁷ et aux dispositions pertinentes de la partie IV des Tarifs et conditions.

⁵⁵ Paragraphe 242 de la Décision.

⁵⁶ Paragraphes 240 et 241 de la Décision.

⁵⁷ Paragraphes 240 à 242 de la Décision; pièce C-1-5 HQT, Compendium des extraits pertinents de la preuve, volume 1 de 2, onglet 13, Rapport de P.Q. Hanser, décembre 2008.

7.1.4 INTERPRÉTATION DE LA DÉCISION D-2002-286 ET CONNAISSANCE DES MODALITÉS DES CONTRATS ENTRE HYDRO-QUÉBEC ET CF(L)Co⁵⁸

[95] NLH soutient que la première formation a commis une erreur déterminante en concluant à tort qu'HQT n'était pas au fait du contrat conclu en 1969 liant CF(L)Co à Hydro-Québec au moment de la présentation de la Première demande en 2006⁵⁹. La Régie, en révision, ne retient pas cet argument invoqué par NLH pour les motifs énoncés aux paragraphes 153 à 168 de la présente décision.

[96] Par ailleurs, selon NLH, la première formation a commis une erreur déterminante en estimant à tort que la décision D-2002-286⁶⁰ n'était pas pertinente et en concluant qu'une centrale peut être une ressource désignée. Dans sa décision D-2002-286, selon NLH, la Régie a reconnu que l'électricité patrimoniale était l'objet de la désignation et non les centrales pouvant fournir cette électricité. Tenant compte de cette décision, NLH précise : « [...] *On peut interpréter que la Centrale CF n'est pas une ressource désignée, et conséquemment, qu'une ATC de 5 200 MW est disponible, ou que le contrat d'importation liant CF(L)Co à HQ constitue la ressource désignée, auquel cas l'ATC doit être établie en fonction des droits fermes prévus au contrat liant CF(L)Co à HQ seulement*⁶¹. »

[97] La première formation s'est exprimée comme suit sur cette question :

« [236] *Un des points fondamentaux de l'argumentation de NLH est fondé sur un passage de la décision D-2002-286 où la Régie écrit comprendre "du témoignage du transporteur, que la production achetée par le distributeur, en vertu du décret relatif à l'électricité patrimoniale, est une ressource désignée, contrairement aux centrales pouvant fournir cette électricité".*

[237] *L'extrait en question de la décision D-2002-286, cité par l'expert Sinclair dans son rapport, ne saurait être un précédent à l'appui de la thèse de NLH voulant que l'électricité patrimoniale puisse être désignée mais pas les centrales pouvant fournir cette électricité. Dans cet extrait de la décision, la Régie n'a fait que mentionner sa compréhension du témoignage de monsieur Roberge mais n'a pas retenu ce témoignage dans sa décision, puisqu'elle a accepté les textes soumis*

⁵⁸ Paragraphes 79 à 105 de la demande en révision de NLH.

⁵⁹ Paragraphes 79 à 98 de la demande en révision de NLH.

⁶⁰ Dossier R-3401-98.

⁶¹ Extrait du paragraphe 105 de la demande en révision de NLH traduit par la Régie.

par HQT, soit les articles 1.40.1 et 38.1, qui ne vont pas dans le sens de l'argumentation de NLH.

[238] Donc, aux fins de la présente plainte, il faut appliquer les articles 1.40.1 et 38.1, tels qu'adoptés par la Régie. » [notes de bas de page omises]

[98] À la lecture de ces paragraphes, la Régie, en révision, constate que la première formation a tenu compte de la décision D-2002-286, mais qu'elle ne l'a pas interprétée de la même façon que NLH.

[99] En interprétant la décision D-2002-286, la première formation a tenu compte notamment des textes des articles 1.40.1 et 38.1 des Tarifs et conditions qui ont finalement été adoptés par la Régie et qui ne vont pas dans le sens de l'argumentation présentée par NLH. Ces dispositions se lisent comme suit :

« 1.40.1 Ressource du Distributeur : Toute ressource désignée par le Distributeur au sens des présentes applicable au service de transport pour l'alimentation de la charge locale, incluant l'électricité patrimoniale tel que prévu à la Loi sur la Régie de l'énergie (L.R.Q., c.R-6.01) et toute autre ressource du Distributeur. Une ressource du Distributeur peut être un contrat, une centrale, un programme commercial, un engagement ou une obligation de vente, incluant ceux en provenance d'une interconnexion, ou toute autre ressource énergétique pouvant servir à combler les besoins de la charge locale. Une ressource peut être alimentée par plusieurs équipements de production. Les ressources du Distributeur ne comprennent pas une ressource, ou une partie de ressource, visée par un engagement de vente à un tiers ou ne pouvant autrement répondre aux besoins de charge locale du Distributeur, sur une base non interruptible. » [nous soulignons]

« 38 Ressources du Distributeur

38.1 Désignation des ressources du Distributeur : Les ressources du Distributeur comprennent toute la production achetée par le Distributeur qui est désignée comme devant alimenter la charge locale en vertu des présentes. Les ressources du Distributeur ne peuvent inclure les ressources, ou toute partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge autre que la charge locale ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge locale du Distributeur sur une base non interruptible. Les centrales pouvant servir à alimenter la charge locale du Distributeur en date du 1er janvier 2001 font partie des ressources du Distributeur tant que le Distributeur ne fournira pas un avis écrit à l'effet contraire au Transporteur. » [nous soulignons]

[100] À la lecture de ces articles, la présente formation note qu'il est spécifiquement prévu qu'une ressource du Distributeur puisse être une centrale. Également, dans le Plan des charges et des ressources fourni au Transporteur annuellement par le Distributeur en vertu de l'article 37.1 des Tarifs et conditions, et mis en preuve devant la première formation, la Centrale CF est désignée comme l'une des ressources qui alimentent la charge locale du Québec⁶².

[101] La Régie, en révision, est d'avis que l'interprétation donnée par la première formation à la décision D-2002-286 est raisonnable et n'est entachée d'aucune erreur de nature à invalider la Décision. De plus, la conclusion de la première formation selon laquelle une centrale peut être une ressource désignée du Distributeur est soutenable, supportée par la preuve et conforme aux Tarifs et conditions.

[102] En conclusion, la Régie, en révision, juge non fondé l'ensemble des motifs invoqués par NLH au sujet de la désignation de la Centrale CF comme ressource désignée et ne retient donc pas ce premier moyen de révision.

7.2 ERREUR DE DROIT ET DE FAIT : LES LIGNES DE CF SONT UN LIEN DE RACCORDEMENT INTERNE AU QUÉBEC ET NE FORMENT PAS UN CHEMIN EN VERTU DES TARIFS ET CONDITIONS⁶³

[103] Les articles pertinents à cet enjeu soulevé par NLH sont les articles 36.3 et 13.2 des Tarifs et conditions ainsi que les règles de l'OASIS applicables au Québec. Ces dispositions traitent des priorités de réservation sur le réseau du Transporteur.

[104] Selon NLH, la première formation a commis une erreur déterminante lorsqu'elle a considéré les lignes vers la centrale appartenant à CF(L)Co au Labrador comme un lien de raccordement interne au Québec et décidé, qu'en conséquence, HQT n'était pas tenue d'afficher l'ATC avant le 1^{er} avril 2009.

⁶² Pièce B-5, Recueil de preuve en révision de la requérante NLH, onglet 25.

⁶³ Paragraphes 113 à 135 de la demande en révision de NLH. Cette erreur alléguée par NLH est en lien avec la plainte P-110-1565.

[105] Cette erreur proviendrait du fait que la Décision ne tient pas compte :

- de la preuve selon laquelle le réseau du Labrador est distinct de celui du Québec;
- du fait que l'équipement de transport en question forme une « interconnexion » selon les définitions des Tarifs et conditions;
- du fait que le sens du flux et la nature synchrone des équipements ne sont pas des critères permettant de conclure qu'une ligne constitue un chemin interne à un réseau de transport;
- du fait que le chemin LAB-HQT a une valeur commerciale puisqu'il permet d'accroître la concurrence de HQT au Québec en offrant à un nouveau participant au marché l'accès au réseau d'HQT.

[106] NLH ajoute que la première formation a omis d'appliquer les règles de l'OASIS et n'a pas défini correctement la notion d'« interconnexion » entre deux réseaux lorsqu'elle affirme que : *« Les Lignes de CF, parce qu'elles sont un lien interne de raccordement tel que la Régie l'a déjà souligné, ne pouvaient être un chemin sur lequel un client pouvait réserver de la capacité de transport, c'est-à-dire un path for which a customer requests to have ATC or TTC posted⁶⁴. »*

[107] La première formation aurait ainsi commis une erreur déterminante lorsqu'elle a apprécié la preuve soumise et interprété les dispositions applicables à cet enjeu dans le texte des Tarifs et conditions.

OPINION DE LA RÉGIE

[108] Aux sections 6.4.2 et 6.4.3 de la Décision, la première formation a précisé les raisons pour lesquelles elle ne retenait pas la position de NLH voulant que, depuis la séparation fonctionnelle d'Hydro-Québec, les Lignes de CF soient devenues un chemin utilisé par plus d'un utilisateur ou que ces lignes soient une « interconnexion » entre deux systèmes ou zones de contrôle et que cela nécessitait un affichage de l'ATC sur OASIS.

⁶⁴ Paragraphe 278 de la Décision.

[109] Après examen des dispositions applicables et de la preuve, la première formation a précisé et conclu :

« [262] Or, même l'expert Sinclair entendu pour NLH admet qu'HQD bénéficie d'un service de transport prioritaire en vertu de la partie IV des Tarifs et conditions, sans qu'il soit nécessaire d'effectuer de réservations ou de conclure une convention de service de transport, contrairement à la procédure établie à la partie II pour le service de transport de point à point :

“Q. [278] But if a resource is designated as a network resource, HQD doesn't need to make a reservation under Part IV for transmission rights, the rights exist by the simple fact that it is from a designated resource for purposes of supplying the heritage... the native load?

A. That's right.

Q. [279] You agree...

A. Yes.”

[263] Il ressort donc des dispositions des articles 36.3 et 13.2 des Tarifs et conditions, de la décision D-2006-66 de la Régie et de la preuve de l'expert Sinclair qu'HQD jouit d'une priorité de transport de niveau 1 lorsqu'elle dessert sa charge locale à partir de ressources désignées, sans nécessité d'effectuer de réservations. Il ressort des mêmes articles des Tarifs et conditions, de la preuve et de la décision D-2006-66 qu'une réservation de service ferme de point à point à long terme en vertu de la partie II des Tarifs et conditions prend rang après le service de transport pour l'alimentation de la charge locale à partir d'une ressource désignée d'HQD antérieure à cette réservation.

[264] Donc, aux termes des Tarifs et conditions, HQP ou HQD n'avait pas à effectuer une réservation pour obtenir le service de transport sur les Lignes de CF pour le service d'alimentation de la charge locale. » [nous soulignons et notes de bas de page omises]

[110] Également, après examen du droit applicable et de la preuve, la première formation a précisé et conclu :

« [280] Donc, les Lignes de CF continuent d'être utilisées comme lien de raccordement de la Centrale CF au réseau d'HQT, au bénéfice exclusif d'Hydro-Québec pour l'alimentation de la charge locale du Québec. Les droits récents conférés à NLH pour exporter une partie de la production de la Centrale CF en

utilisant les Lignes de CF ne changent pas cette situation de fait qui remonte à plusieurs décennies en vertu du Power Contract.

[281] Pour toutes ces raisons, la Régie conclut que les Lignes de CF ne constituaient pas un chemin au sens des Tarifs et conditions et qu'HQT n'avait aucune obligation d'afficher l'ATC ou la TTC⁶⁵ sur ces lignes avant l'ouverture du chemin LAB-HQT le 1^{er} avril 2009. » [note de bas de page 65 ajoutée]

[111] Tout d'abord, la première formation conclut que, compte tenu que la Centrale CF est une ressource désignée du Distributeur pour l'alimentation de la charge locale au Québec, le Distributeur bénéficie automatiquement d'un service de transport prioritaire de niveau 1 sur les Lignes de CF, sans nécessité de faire de réservation sur OASIS, par l'effet des articles 36.3 et 13.2 des Tarifs et conditions.

[112] Tel que mentionné précédemment, la première formation n'a pas commis d'erreur en concluant que la Centrale CF est une ressource désignée du Distributeur pour l'alimentation de la charge locale. Considérant cette prémisse, la première formation était bien fondée de conclure que le Distributeur n'avait pas de réservation à faire en vertu de la partie IV des Tarifs et conditions, tout comme l'avait d'ailleurs reconnu l'expert Sinclair de NLH⁶⁶.

[113] Ensuite, la première formation conclut que les lignes vers la centrale appartenant à CF(L)Co au Labrador sont un lien de raccordement interne au Québec et, qu'en conséquence, HQT n'est pas tenue d'afficher l'ATC avant le 1^{er} avril 2009. La présente formation note que cette conclusion respecte le principe reconnu par les experts Hanser et Sinclair⁶⁷ soit que l'ouverture d'un réseau de transport ne doit pas avoir pour effet de priver les clients de la charge locale des ressources qui étaient à leur disposition avant l'ouverture des marchés.

[114] Après analyse du raisonnement sur lequel s'est basée la première formation pour en arriver à ces conclusions, la Régie, en révision, est d'avis qu'aucune erreur n'a été commise à cet égard. Les conclusions de la première formation à ce sujet sont appuyées par une preuve testimoniale et documentaire⁶⁸ ainsi que par une interprétation raisonnable des dispositions applicables des Tarifs et conditions et des règles de l'OASIS.

⁶⁵ Total Transfer Capability ou capacité totale.

⁶⁶ Paragraphe 262 de la Décision.

⁶⁷ Paragraphes 177 à 179 de la Décision.

⁶⁸ Paragraphes 262 à 264, 280 et 281 de la Décision.

[115] La Régie, en révision, examine maintenant l'ensemble des motifs invoqués par NLH quant à l'obligation d'afficher un ATC sur OASIS.

7.2.1 NOTION DE LIEN DE RACCORDEMENT INTERNE EN VERTU DES TARIFS ET CONDITIONS ET DES RÈGLES DE L'OASIS⁶⁹

[116] Selon NLH, la première formation n'aurait pas interprété correctement les règles de l'OASIS applicables au Québec. Selon l'interprétation correcte de ces règles que NLH propose, des installations reliant deux réseaux voisins forment des interconnexions et une interconnexion constitue un *posted path*. Par conséquent, la capacité de transport sur un *posted path* doit être affichée.

[117] La première formation n'a pas retenu cette interprétation de NLH. Elle a plutôt adopté une interprétation large de la notion de raccordement interne qui tenait compte, notamment, du but visé de l'affichage sur OASIS qui est « *de communiquer à la clientèle du service de transport de façon efficace et non discriminatoire des informations pertinentes qui ont une utilité commerciale et qui sont susceptibles d'avoir un impact sur les décisions relatives à l'achat ou à la vente d'électricité*⁷⁰. »

[118] De plus, elle a interprété le concept de chemin, qui se retrouve dans les règles de l'OASIS, comme référant à une notion commerciale, qui se distingue de l'installation physique de raccordement⁷¹. Elle a ajouté que ces règles prévoient que l'obligation d'afficher un ATC n'existe qu'à l'égard des *posted path* et non à l'égard des installations physiques de transport (lignes internes de raccordement ou interconnexions) qui ne constituent pas des chemins ou *path*⁷².

⁶⁹ Paragraphes 115 à 116 de la demande en révision de NLH.

⁷⁰ Paragraphe 270 de la Décision.

⁷¹ Paragraphe 271 de la Décision.

⁷² Paragraphe 277 de la Décision.

[119] La première formation a précisé également qu'en vertu de l'article 4 des Tarifs et conditions, pour que les règles de l'OASIS s'appliquent au Québec, elles doivent être conformes aux décisions, ordonnances et règlements de la Régie⁷³. C'est notamment la raison pour laquelle la première formation a tenu compte, lorsqu'elle a interprété les règles de l'OASIS, de la décision D-2006-66 de la Régie⁷⁴.

[120] Après examen de l'exercice d'interprétation effectué par la première formation de la notion de lien de raccordement interne en vertu des Tarifs et conditions et des règles de l'OASIS, la Régie, en révision, ne constate aucune erreur. La première formation a adopté une interprétation large et non restrictive des règles applicables, en donnant effet aux objectifs poursuivis par ces règles, tel que le prévoit la *Loi d'interprétation* :

« 41. Toute disposition d'une loi est réputée avoir pour objet de reconnaître des droits, d'imposer des obligations ou de favoriser l'exercice des droits, ou encore de remédier à quelque abus ou de procurer quelque avantage.

Une telle loi reçoit une interprétation large, libérale, qui assure l'accomplissement de son objet et l'exécution de ses prescriptions suivant leurs véritables sens, esprit et fin⁷⁵. »

[121] Par conséquent, la Régie, en révision, ne retient pas ce motif de révision de NLH.

7.2.2 VALEUR COMMERCIALE DES LIGNES DE CF SELON LES TARIFS ET CONDITIONS⁷⁶

[122] NLH est d'avis que la première formation a commis une erreur en concluant à tort que les Lignes de CF n'étaient pas un chemin avec une valeur commerciale selon les Tarifs et conditions, mais un raccordement interne et qu'HQT n'était donc pas tenue d'afficher la capacité de transport sur OASIS conformément aux Tarifs et conditions.

⁷³ Paragraphe 275 de la Décision.

⁷⁴ Paragraphe 274 de la Décision.

⁷⁵ *Loi d'interprétation*, L.R.Q., chapitre I-16.

⁷⁶ Paragraphes 117 à 133 de la demande en révision de NLH.

[149] Également, la première formation a retenu le fait que la méthode suivie par le Transporteur respectait le principe adopté lors de l'ouverture des marchés ou des réseaux de transport d'électricité, soit que cette ouverture ne devait pas limiter les droits d'approvisionnement des clients de la charge locale ni limiter les flux historiques d'électricité servant à cette fin⁹⁰.

[150] Sur la base de la preuve administrée devant elle et des règles applicables en la matière, la première formation a conclu qu'HQT s'était conformée aux Tarifs et conditions en calculant l'ATC sur la base des flux électriques historiques en provenance de la Centrale CF⁹¹.

[151] Après examen du raisonnement sur lequel s'est basée la première formation pour en arriver à cette conclusion, la Régie, en révision, est d'avis qu'aucune erreur de nature à invalider la Décision n'a été commise. Cette conclusion de la première formation en ce qui a trait à l'utilisation des flux électriques historiques pour calculer l'ATC est raisonnable, conforme aux Tarifs et conditions, c'est-à-dire dans le cas sous étude, conforme aux lignes directrices et aux pratiques de l'industrie et supportée par la preuve⁹². Cette preuve a démontré que le Transporteur respectait les lignes directrices et les principes de l'industrie en utilisant les flux historiques réels mesurés sur les Lignes de CF pour calculer l'ATC.

[152] La Régie, en révision, examine maintenant l'ensemble des motifs invoqués par NLH au sujet des données utilisées par le Transporteur pour calculer l'ATC.

7.3.1 CONNAISSANCE DES MODALITÉS DES CONTRATS ENTRE HYDRO-QUÉBEC ET CF(L)Co⁹³

[153] Selon NLH, la première formation a commis une erreur déterminante en concluant à tort qu'HQT n'avait pas connaissance des contrats entre CF(L)Co et Hydro-Québec lors du dépôt de la Première demande et en affirmant qu'HQT ne disposait d'aucune autre information que les flux historiques réels mesurés sur les lignes pour déterminer l'ATC.

⁹⁰ Paragraphe 290 de la Décision.

⁹¹ Paragraphe 291 de la Décision.

⁹² Paragraphes 283 à 290 de la Décision.

⁹³ Paragraphes 146 à 163 de la demande en révision de NLH.

[154] Lors de sa plaidoirie en révision, NLH rappelle l'obligation d'information qu'HQT devait respecter en 1997 en vertu de l'article 30.7 des Tarifs et conditions. Selon cette disposition, HQT devait procéder aux vérifications appropriées et ainsi prendre connaissance du *Power Contract*. NLH rappelle que cette obligation existe afin de respecter le principe de non-discrimination et qu'elle se retrouve maintenant à la partie IV des Tarifs et conditions (articles 37.1 et 38.8). Selon NLH, en vertu de ces articles, HQT est tenue de demander à HQD de lui remettre le contrat entre CF(L)Co et Hydro-Québec pour valider son besoin de capacité de transport⁹⁴. Elle ajoute qu'HQT ne peut pas plaider aujourd'hui qu'elle ne le savait pas alors que le texte des Tarifs et conditions précise qu'elle devait demander l'information⁹⁵.

[155] Pour NLH, reconnaître qu'HQT n'avait pas connaissance des contrats entre Hydro-Québec et CF(L)Co, revient à imposer une obligation additionnelle aux clients en réseau par rapport aux clients alimentant la charge locale, ce qui est discriminatoire. Elle rappelle que la FERC a reconnu l'exigence de traitement équitable des clients du réseau intégré et des clients de la charge locale à l'article 28.2 de son tarif pro-forma. Ainsi, selon NLH, en considérant que les données utilisées par le Transporteur étaient acceptables pour calculer l'ATC, la première formation a admis le traitement discriminatoire effectué par HQT et ainsi entravé l'accès au réseau⁹⁶.

[156] Finalement, NLH précise que la première formation a rendu une décision contraire à la décision D-2002-286 rendue par la Régie. Selon NLH, en tenant compte de cette décision, la Centrale CF ne peut être une ressource désignée, c'est plutôt le *Power Contract* de 1969 qui devrait être la ressource désignée. Par conséquent, l'ATC sur le chemin LAB-HQT devait refléter les engagements fermes prévus aux contrats entre Hydro-Québec et CF(L)Co⁹⁷.

[157] Le Transporteur précise, lors de sa plaidoirie en révision, que NLH demande à la Régie d'interpréter la partie IV des Tarifs et conditions comme si elle comportait une disposition identique à l'article 30.7 qui se trouve à la partie III. NLH propose ainsi que l'article 38.8 des Tarifs et conditions impose une restriction à la désignation des ressources du Distributeur identique à celle prévue à l'article 30.7⁹⁸. C'est en adoptant

⁹⁴ Paragraphe 95 de la demande en révision de NLH.

⁹⁵ Pièce A-6-1, NS, 15 novembre 2010, pages 114 à 128.

⁹⁶ Pièce A-6-1, NS, 15 novembre 2010, pages 114 à 128.

⁹⁷ Pièce A-6-1, NS, 15 novembre 2010, pages 129 à 133.

⁹⁸ Pièce C-1-7 HQT, Réplique (plainte P-110-1565), paragraphes 3 et 4.

une telle interprétation que NLH conclut que le Distributeur contrevient aux Tarifs et conditions en ne fournissant pas une copie des contrats.

[158] Selon le Transporteur, cette conclusion de NLH est erronée pour deux motifs. Premièrement, l'article 30.7 des Tarifs et conditions ne requiert pas du client en réseau intégré qu'il fournisse une copie des contrats en toutes circonstances⁹⁹. Deuxièmement, l'article 30.7 des Tarifs et conditions ne s'applique pas au Distributeur et NLH tente d'occulter les distinctions claires entre les articles 30 et 38 des Tarifs et conditions. Le Transporteur ajoute que c'est à dessein que la Régie n'a pas repris, à l'article 38.8 des Tarifs et conditions, les mêmes restrictions que celles prévues à l'article 30.7¹⁰⁰.

[159] Le Transporteur précise également que l'expert Hanser a établi en preuve devant la première formation que la pratique du Transporteur n'est pas et ne doit pas être d'interpréter les contrats d'approvisionnement liant leurs clients à des tiers¹⁰¹. Aussi, le Transporteur indiquait dans son argumentation : « *Ainsi, ce n'est pas parce qu'HQT serait au fait de l'existence d'un contrat qu'elle serait tenue ou fondée d'en prendre connaissance aux fins de l'application des Tarifs et conditions*¹⁰² ».

[160] La première formation a mentionné au paragraphe 260 de la Décision que les arguments de NLH fondés sur le *Power Contract* n'étaient pas pertinents à l'application de la partie IV des Tarifs et conditions. Elle a ajouté qu'HQT n'avait pas à être au fait des modalités des contrats entre Hydro-Québec et CF(L)Co, mais devait plutôt connaître la puissance et l'énergie transportées sur les Lignes de CF aux fins de l'alimentation de la charge locale.

[161] En ce qui a trait à la détermination de l'ATC, la première formation a indiqué :

« [285] La Régie n'a pas à se prononcer sur la nature des obligations de CF(L)Co au *Power Contract* et au contrat GWAC (conditionnelles, suspensives, etc.) mais doit plutôt tenir compte de ce qui est à la connaissance d'HQT, c'est-à-dire les quantités d'énergie livrées à Hydro-Québec à partir de la Centrale CF et qui transitent sur le réseau. [...] ».

⁹⁹ Pièce C-1-7 HQT, Réplique, plainte P-110-1565, paragraphes 6, 13 à 18.

¹⁰⁰ Pièce C-1-7 HQT, Réplique, plainte P-110-1565, paragraphes 7 à 12.

¹⁰¹ Pièce C-1-4 HQT, Plan d'argumentation, plainte P-110-1565, paragraphe 65.

¹⁰² Pièce C-1-4 HQT, Plan d'argumentation, plainte P-110-1565, paragraphe 206.

[162] Elle ajoute :

« [289] En fait et dans le cours normal des affaires, HQT ne dispose d'aucune autre information que les flux historiques réels mesurés sur les Lignes de CF pour déterminer l'ETC. HQT n'a pas accès à d'autres informations lui permettant de quantifier la valeur du transit sur ces lignes. Il va de soi qu'HQT ne peut planifier son réseau en fonction de données découlant de contrats d'approvisionnement dont elle ignore le contenu. » [notes de bas de page omises]

[163] Tout d'abord, la Régie, en révision, observe que le constat de la première formation selon lequel HQT ne disposait d'aucune autre information que les flux historiques réels mesurés sur les lignes pour déterminer l'ATC était appuyée par le témoignage non contredit de monsieur Christian Deguire d'HQT. Ce dernier a déclaré qu'il n'avait pas connaissance des contrats d'achat d'électricité qui pouvaient exister¹⁰³. Ainsi, en faisant ce constat, la première formation n'a commis aucune erreur.

[164] Ensuite, la Régie, en révision, considère que la première formation a adopté une interprétation soutenable des dispositions applicables de la partie IV des Tarifs et conditions en reconnaissant que le Transporteur n'avait pas à être au fait des modalités des contrats d'approvisionnement entre Hydro-Québec et CF(L)Co.

[165] En ne retenant pas l'interprétation proposée par NLH, la première formation n'a commis aucune erreur, compte tenu du fait que l'article 30.7 des Tarifs et conditions, invoqué par NLH, ne s'applique pas au Distributeur. Cet article, qui fait partie de la partie III des Tarifs et conditions, prévoit certaines restrictions relatives à la désignation des ressources en réseau intégré. C'est l'article 38.8 des Tarifs et conditions qui s'applique à l'alimentation de la charge locale¹⁰⁴. Cet article n'impose pas de restrictions à la désignation des ressources du Distributeur identiques à celles prévues à l'article 30.7. En effet, le libellé de ces deux articles est distinct. Il est donc inexact de conclure, comme le fait NLH, qu'on retrouve à l'article 38.8 des Tarifs et conditions les mêmes restrictions que celles que l'on retrouve à l'article 30.7.

¹⁰³ Paragraphe 289 de la Décision.

¹⁰⁴ La partie IV des Tarifs et conditions porte spécifiquement sur les conditions de desserte de la charge locale au Québec.

[166] Par ailleurs, de l'avis de la présente formation, même si le Transporteur avait eu connaissance des contrats d'approvisionnement en 1997, la première formation ne pouvait présumer qu'il connaissait, le 19 janvier 2006, soit lors de l'analyse de la Première demande, la nature ou l'étendue des droits contractuels existants en vertu de ces contrats, tels qu'ils auraient pu évoluer dans le temps depuis 1997.

[167] Également, considérant les motifs énoncés à la section 7.1 de la présente décision, la première formation n'a pas commis d'erreur lorsqu'elle a conclu que la Centrale CF est une ressource désignée du Distributeur. Ainsi, l'argument de NLH voulant que ce soit le *Power Contract* de 1969 qui pouvait être une ressource désignée et non la Centrale CF et, qu'en conséquence, l'ATC sur le chemin LAB-HQT devait refléter les engagements fermes prévus aux contrats entre Hydro-Québec et CF(L)Co, n'est pas retenu.

[168] Par conséquent, la Régie, en révision, est d'avis que la première formation n'a commis aucune erreur en reconnaissant qu'HQT ne disposait d'aucune autre information que les flux historiques réels mesurés sur les lignes pour calculer l'ATC et en concluant qu'HQT n'avait pas à être au fait des modalités des contrats entre Hydro-Québec et CF(L)Co. Cette décision de la première formation est soutenable, supportée par la preuve¹⁰⁵ et conforme aux Tarifs et conditions.

7.3.2 LIVRAISONS FERMES ET NON FERMES EN PROVENANCE DE LA CENTRALE CF¹⁰⁶

[169] NLH est d'avis que la première formation a commis une erreur déterminante en ignorant la règle consacrée à l'article 38.1 des Tarifs et conditions lorsqu'elle affirmait que la distinction entre livraisons annuelles fermes et non fermes en provenance de la Centrale CF n'était pas pertinente pour calculer l'ATC.

[170] Selon NLH, compte tenu qu'en vertu de l'article 38.1 des Tarifs et conditions une ressource désignée doit servir à alimenter la charge locale sur une base non interruptible, HQT a l'obligation de faire la distinction entre livraisons annuelles fermes et non fermes en provenance de la Centrale CF.

¹⁰⁵ Paragraphes 285 et 289 de la Décision.

¹⁰⁶ Paragraphes 164 à 170 de la demande en révision de NLH.

[171] Selon NLH, l'énergie livrée en vertu des contrats *Power Contract* et GWAC ne peut être considérée comme de l'énergie ou de la capacité ferme mise à la disposition d'Hydro-Québec. À ce sujet, elle précise lors de sa plaidoirie que :

« [...] les contrats et centrales pouvant être désignées doivent pouvoir servir à alimenter la charge locale sur une base ferme ou non interruptible. C'est fondamental, c'est dans l'architecture du texte des Tarifs et conditions qui est un règlement tarifaire, c'est mandatoire, c'est obligatoire. Et la fermeté et la non interruptibilité est un principe sous-jacent fondamental. Or, la Régie a délibérément décidé de ne pas en tenir compte¹⁰⁷ ».

[172] NLH reconnaît qu'Hydro-Québec bénéficie, en vertu du *Power Contract*, de droits fermes à hauteur de 4 082 MW, après avoir déduit la charge locale du Labrador et l'option visant le *recall* d'un maximum de 300 MW au bénéfice de CF(L)Co pour consommation à l'extérieur du Québec¹⁰⁸.

[173] Selon la Régie, en révision, pour être en mesure de faire la distinction entre livraisons annuelles fermes et non fermes en provenance de la Centrale CF, il faut non seulement avoir connaissance des contrats d'approvisionnement entre Hydro-Québec et CF(L)Co, mais il faut également les interpréter. Or, tel que mentionné précédemment, la première formation n'a pas commis d'erreur en concluant qu'HQT n'avait pas à être au fait des modalités des contrats entre Hydro-Québec et CF(L)Co et en affirmant qu'HQT ne disposait d'aucune autre information que les flux historiques réels mesurés sur les Lignes de CF pour déterminer l'ATC.

[174] De l'avis de la présente formation, l'article 38.1 des Tarifs et conditions vise, entre autres, à exclure des ressources désignées toutes ressources ou parties de ressources qui ne peuvent pas alimenter la charge locale sur une base non interruptible. Pour déterminer le caractère non interruptible des livraisons en provenance d'une ressource désignée, il n'y a pas qu'un seul moyen, soit celui relatif à l'interprétation des contrats d'approvisionnement. Ce caractère non interruptible des livraisons peut être établi sur la base des flux historiques. Tel que mentionné par HQT dans son plan d'argumentation, l'expert Hanser a démontré que les données de transmission en provenance de la

¹⁰⁷ Pièce A-6-1, NS, 15 novembre 2010, volume 1, page 41.

¹⁰⁸ Pièce A-6-1, NS, 15 novembre 2010, volume 1, pages 49 à 54.

L.R.Q., chapitre H-5

LOI SUR HYDRO-QUÉBEC

SECTION I

DISPOSITIONS INTERPRÉTATIVES

1. Dans la présente loi, à moins que le contexte n'indique un sens différent, on entend par:

1° «Société»: Hydro-Québec;

2° «Régie»: la Régie de l'énergie;

3° «ministre»: le ministre chargé de l'application de la présente loi par désignation du gouvernement;

3.1° «dirigeant»: le président-directeur général, qui est le principal dirigeant de la Société, ou toute personne qui assume des responsabilités de direction sous l'autorité immédiate de celui-ci;

4° «énergie»: l'électricité, le gaz, la vapeur et toute autre forme d'énergie, hydraulique, thermique ou autre;

5° «filiale en propriété exclusive»: une personne morale dont la Société détient directement ou indirectement la totalité des actions comportant droit de vote.

S. R. 1964, c. 86, a. 1; 1978, c. 41, a. 2; 1988, c. 23, a. 88; 1991, c. 74, a. 168; 1996, c. 61, a. 121; 2006, c. 59, a. 44.

2. Tout pouvoir conféré à la Société peut être exercé de temps en temps, entièrement ou partiellement, aussi souvent qu'il est jugé à propos de le faire.

S. R. 1964, c. 86, a. 2; 1978, c. 41, a. 1.

SECTION II

CONSTITUTION DE LA SOCIÉTÉ

3. Une personne morale est créée sous le nom de «Commission hydroélectrique du Québec» ou l'abréviation «HYDRO-QUÉBEC».

À compter du 1^{er} octobre 1978, la personne morale est désignée sous le seul nom d'Hydro-Québec.

S. R. 1964, c. 86, a. 3; 1977, c. 5, a. 14; 1978, c. 41, a. 3; 1999, c. 40, a. 145.

3.1. À compter du 19 décembre 1981, la Société continue d'exister comme compagnie à fonds social.

1981, c. 18, a. 1.

3.1.1. La Société est, pour les fins de la présente loi, un mandataire de l'État et l'a toujours été depuis le 14 avril 1944.

S. R. 1964, c. 86, a. 13; 1978, c. 41, a. 1; 1999, c. 40, a. 145; 2006, c. 59, a. 46.

3.1.2. La Société a le pouvoir de posséder des biens; ce pouvoir n'est pas limité.

Les biens possédés par la Société sont la propriété de l'État, depuis le 15 avril 1944 mais l'exécution des obligations de la Société peut être poursuivie sur ces biens.

S. R. 1964, c. 86, a. 14; 1968, c. 35, a. 1; 1978, c. 41, a. 1; 1999, c. 40, a. 145; 2006, c. 59, a. 46.

3.1.3. La Société n'engage qu'elle-même lorsqu'elle agit en son propre nom.

1968, c. 35, a. 2; 1978, c. 41, a. 1; 2006, c. 59, a. 46.

3.2. Le fonds social autorisé de la Société est de 5 000 000 000 \$. Il est divisé en 50 000 000 d'actions d'une valeur nominale de 100 \$ chacune.

1981, c. 18, a. 1.

3.3. Ces actions de la Société font partie du domaine de l'État et elles sont attribuées au ministre des Finances.

1981, c. 18, a. 1; 1999, c. 40, a. 145.

3.4. Le total des réserves pour le renouvellement du réseau, pour éventualités et pour stabilisation de taux de la Société au 31 décembre 1980, au montant de 4 374 109 000 \$, est imputé au paiement total de 43 741 090 actions de la Société.

1981, c. 18, a. 1.

3.5. Le gouvernement peut, aux conditions qu'il détermine, autoriser de temps à autre le ministre des Finances à payer, à même le fonds consolidé du revenu, tout nombre additionnel d'actions que le gouvernement fixe, jusqu'à concurrence du fonds social autorisé de la Société.

1981, c. 18, a. 1.

3.6. Les dispositions de la Partie II de la Loi sur les compagnies (chapitre C-38) qui ne sont pas incompatibles avec celles de la présente loi s'appliquent à la Société, à l'exception des articles 142, 159 à 162, 184 et 190 à 196.

2006, c. 59, a. 47.

SECTION II.1

COMPOSITION ET FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

4. La Société est administrée par un conseil d'administration composé de 17 membres, dont le président du conseil et le président-directeur général.

Ces membres sont les administrateurs de la Société au sens de la Loi sur les compagnies (chapitre C-38); toutefois, la qualité d'actionnaire n'est pas requise.

S. R. 1964, c. 86, a. 4; 1969, c. 34, a. 1; 1978, c. 41, a. 4; 1983, c. 15, a. 2; 1995, c. 5, a. 1; 2006, c. 59, a. 48.

4.0.1. Le gouvernement nomme les membres du conseil, autres que le président de celui-ci et le président-directeur général, en tenant compte des profils de compétence et d'expérience établis par le conseil. Ces membres sont nommés pour un mandat d'au plus quatre ans.

Le mandat des membres du conseil d'administration peut être renouvelé deux fois à ce seul titre, consécutivement ou non.

2006, c. 59, a. 49.

4.0.2. Le gouvernement nomme le président du conseil d'administration pour un mandat d'au plus cinq ans.

En outre des mandats accomplis à titre de membre du conseil, le président du conseil peut être renouvelé deux fois à ce titre, consécutivement ou non.

2006, c. 59, a. 49.

4.0.3. Les fonctions de président du conseil d'administration et de président-directeur général de la Société ne peuvent être cumulées.

2006, c. 59, a. 49.

4.0.4. Le président du conseil d'administration préside les réunions du conseil et voit à son bon fonctionnement. En cas de partage, il a voix prépondérante.

Il voit également au bon fonctionnement des comités du conseil.

2006, c. 59, a. 49.

4.0.5. Le président du conseil d'administration évalue la performance des autres membres du conseil d'administration selon les critères établis par celui-ci.

Il exerce, en outre, toute autre fonction que lui confie le conseil.

2006, c. 59, a. 49.

4.0.6. Au moins les deux tiers des membres du conseil d'administration, dont le président, doivent, de l'avis du gouvernement, se qualifier comme administrateurs indépendants.

Un membre se qualifie comme tel s'il n'a pas, de manière directe ou indirecte, de relations ou d'intérêts, par exemple de nature financière, commerciale, professionnelle ou philanthropique, susceptibles de nuire à la qualité de ses décisions eu égard aux intérêts de la Société.

Un administrateur est réputé ne pas être indépendant:

1° s'il est ou a été, au cours des trois années précédant la date de sa nomination, à l'emploi de la Société ou de l'une de ses filiales en propriété exclusive;

2° s'il est à l'emploi du gouvernement, d'un organisme ou d'une entreprise du gouvernement au sens des articles 4 et 5 de la Loi sur le vérificateur général (chapitre V-5.01);

3° si un membre de sa famille immédiate fait partie de la haute direction de la Société ou de l'une de ses filiales.

2006, c. 59, a. 49.

4.0.7. Le gouvernement peut adopter une politique concernant des situations qu'il entend examiner pour déterminer si un membre du conseil d'administration se qualifie comme administrateur indépendant. Il peut y préciser le sens qu'il entend donner à l'expression "membre de sa famille immédiate".

2006, c. 59, a. 49.

4.0.8. Le seul fait pour un membre du conseil d'administration ayant la qualité d'administrateur indépendant de se trouver, de façon ponctuelle, en situation de conflit d'intérêts, n'affecte pas sa qualification.

2006, c. 59, a. 49.

4.0.9. Un membre du conseil d'administration nommé à titre d'administrateur indépendant doit dénoncer par écrit au conseil d'administration et au ministre toute situation susceptible d'affecter son statut.

2006, c. 59, a. 49.

4.0.10. Aucun acte ou document de la Société ni aucune décision du conseil d'administration de celle-ci ne sont invalides pour le motif que moins des deux tiers des membres du conseil sont indépendants.

2006, c. 59, a. 49.

4.1. A l'expiration de leur mandat, les membres du conseil d'administration demeurent en fonction jusqu'à ce qu'ils soient remplacés ou nommés de nouveau.

1983, c. 15, a. 2.

4.2. Toute vacance parmi les membres du conseil est comblée suivant les règles de nomination prévues à leur égard et pour la durée non écoulée du mandat du membre à remplacer.

Constitue notamment une vacance l'absence à un nombre de réunions du conseil déterminé par le règlement de la Société, dans les cas et les circonstances qui y sont indiqués.

1988, c. 36, a. 1; 1994, c. 13, a. 15; 2003, c. 8, a. 6; 2006, c. 3, a. 35; 2006, c. 59, a. 50.

5. En cas d'absence ou d'empêchement du président du conseil d'administration, celui-ci désigne, selon les priorités du conseil, le président d'un comité visé à l'article 7.6 pour le remplacer temporairement.

S. R. 1964, c. 86, a. 5; 1978, c. 41, a. 4; 1983, c. 15, a. 3; 1988, c. 36, a. 2; 1995, c. 5, a. 2; 2006, c. 59, a. 51.

6. (Abrogé).

S. R. 1964, c. 86, a. 6; 1978, c. 41, a. 4; 1983, c. 15, a. 4.

7. Le quorum du conseil d'administration est constitué de la majorité de ses membres.

S. R. 1964, c. 86, a. 7; 1978, c. 41, a. 4; 1983, c. 15, a. 5.

7.1. Le conseil d'administration établit les orientations stratégiques de la Société, s'assure de leur mise en application et s'enquiert de toute question qu'il juge importante.

Le conseil est imputable des décisions de la Société auprès du gouvernement et le président du conseil est chargé d'en répondre auprès du ministre.

2006, c. 59, a. 52.

7.2. De plus, le conseil d'administration exerce notamment les fonctions suivantes:

1° adopter le plan stratégique;

2° approuver le plan d'immobilisation, le plan d'exploitation, les états financiers, le rapport annuel d'activités et le budget annuel de la Société;

3° approuver des règles de gouvernance de la Société;

4° approuver le code d'éthique applicable aux membres du conseil d'administration et ceux applicables aux dirigeants nommés par la Société et aux employés de celle-ci et de ses filiales en propriété exclusive, sous réserve d'un règlement pris en vertu des articles 3.0.1 et 3.0.2 de la Loi sur le ministère du Conseil exécutif

(chapitre M-30);

5° approuver les profils de compétence et d'expérience requis pour la nomination des membres du conseil;

6° approuver les critères d'évaluation des membres du conseil d'administration et ceux applicables au président-directeur général;

7° approuver les critères d'évaluation du fonctionnement du conseil;

8° établir les politiques d'encadrement de la gestion des risques associés à la conduite des affaires de la Société;

9° s'assurer que le comité de vérification exerce adéquatement ses fonctions;

10° déterminer les délégations d'autorité;

11° approuver, conformément à la loi, les politiques de ressources humaines ainsi que les normes et barèmes de rémunération, incluant une politique de rémunération variable, le cas échéant, et les autres conditions de travail des employés et des dirigeants nommés par la Société;

12° approuver le programme de planification de la relève des dirigeants nommés par la Société;

13° approuver la nomination des dirigeants autres que le président-directeur général et celle du principal dirigeant de chacune des filiales en propriété exclusive de la Société;

14° approuver les politiques de ressources humaines ainsi que les normes et barèmes de rémunération, incluant une politique de rémunération variable, le cas échéant, et les autres conditions de travail des employés et des dirigeants de chacune des filiales en propriété exclusive de la Société;

15° adopter des mesures d'évaluation de l'efficacité et de la performance de la société incluant l'étalonnage avec des entreprises similaires; ces mesures sont réalisées tous les trois ans par une firme indépendante.

2006, c. 59, a. 52.

7.3. La Société soumet à l'approbation du gouvernement la politique de rémunération variable visée aux paragraphes 11° et 14° de l'article 7.2.

2006, c. 59, a. 52.

7.4. Le conseil d'administration doit évaluer l'intégrité des contrôles internes, des contrôles de la divulgation de l'information ainsi que des systèmes d'information et approuver une politique de divulgation financière.

2006, c. 59, a. 52.

7.5. Le conseil d'administration s'assure de la mise en oeuvre des programmes d'accueil et de formation continue des membres du conseil.

2006, c. 59, a. 52.

7.6. Le conseil d'administration doit constituer les comités suivants:

1° un comité de gouvernance et d'éthique;

2° un comité de vérification;

3° un comité des ressources humaines.

Ces comités ne sont composés que de membres indépendants.

2006, c. 59, a. 52.

7.7. Le conseil d'administration peut constituer d'autres comités pour l'étude de questions particulières ou pour faciliter le bon fonctionnement de la Société.

2006, c. 59, a. 52.

7.8. Le président du conseil d'administration peut participer à toute réunion d'un comité.

2006, c. 59, a. 52.

7.9. Le comité de gouvernance et d'éthique a notamment pour fonctions:

1° d'élaborer des règles de gouvernance et un code d'éthique pour la conduite des affaires de la Société;

2° d'élaborer un code d'éthique applicable aux membres du conseil d'administration, aux dirigeants nommés par la Société et aux employés de celle-ci et de ses filiales en propriété exclusive, sous réserve des dispositions d'un règlement pris en vertu des articles 3.0.1 et 3.0.2 de la Loi sur le ministère du Conseil exécutif (chapitre M-30) lorsque celles-ci s'appliquent;

3° d'élaborer des profils de compétence et d'expérience pour la nomination des membres du conseil d'administration, à l'exception du président du conseil et du président-directeur général; ces profils doivent inclure une expérience de gestion pertinente à la fonction;

4° d'élaborer les critères d'évaluation des membres du conseil d'administration;

5° d'élaborer des critères pour l'évaluation du fonctionnement du conseil;

6° d'élaborer un programme d'accueil et de formation continue pour les membres du conseil d'administration.

Le comité effectue l'évaluation visée au paragraphe 5° conformément aux critères approuvés par le conseil d'administration.

2006, c. 59, a. 52.

7.10. Le comité de vérification doit compter parmi ses membres des personnes ayant une compétence en matière comptable ou financière.

Au moins un des membres du comité doit être membre de l'un des ordres professionnels de comptables mentionnés au Code des professions (chapitre C-26).

2006, c. 59, a. 52.

7.11. Le comité de vérification a notamment pour fonctions:

1° d'approuver le plan annuel de vérification interne;

2° de s'assurer qu'un plan visant une utilisation optimale des ressources de la Société soit mis en place et d'en assurer le suivi;

3° de veiller à ce que des mécanismes de contrôle interne soient mis en place et de s'assurer qu'ils soient adéquats et efficaces;

4° de s'assurer que soit mis en place un processus de gestion des risques;

5° de réviser toute activité susceptible de nuire à la bonne situation financière de la Société et qui est portée à son attention par le vérificateur interne ou un dirigeant;

6° d'examiner les états financiers avec le vérificateur général et le vérificateur externe nommé par le gouvernement;

7° de recommander au conseil d'administration l'approbation des états financiers.

2006, c. 59, a. 52.

7.12. Le comité de vérification doit aviser par écrit le conseil d'administration dès qu'il découvre des opérations ou des pratiques de gestion qui ne sont pas saines ou qui ne sont pas conformes aux lois, aux règlements ou aux politiques de la Société ou de ses filiales en propriété exclusive.

2006, c. 59, a. 52.

7.13. Les activités de la vérification interne s'exercent sous l'autorité du comité de vérification.

Le responsable de la vérification interne relève administrativement du président-directeur général.

2006, c. 59, a. 52.

7.14. Le comité des ressources humaines a notamment pour fonctions:

1° de s'assurer de la mise en place des politiques concernant les ressources humaines;

2° d'élaborer et de proposer un profil de compétence et d'expérience pour la nomination du président-directeur général;

3° d'élaborer et de proposer les critères d'évaluation du président-directeur général, et de faire des recommandations au conseil concernant la rémunération de celui-ci, à l'intérieur des paramètres fixés par le gouvernement;

4° de contribuer à la sélection des dirigeants;

5° d'établir un programme de planification de la relève des dirigeants nommés par la Société.

2006, c. 59, a. 52.

8. (Abrogé).

S. R. 1964, c. 86, a. 8; 1978, c. 41, a. 4; 1983, c. 15, a. 6; 1988, c. 36, a. 3; 1995, c. 5, a. 3; 2006, c. 59, a. 53.

9. Le gouvernement fixe, suivant le cas, le traitement, les allocations, les indemnités et les autres conditions de travail du président du conseil d'administration et des autres membres du conseil d'administration, lesquels sont payés sur les revenus de la Société.

S. R. 1964, c. 86, a. 9; 1978, c. 41, a. 4; 1983, c. 15, a. 7; 1988, c. 36, a. 4; 1995, c. 5, a. 4.

10. (Abrogé).

S. R. 1964, c. 86, a. 10; 1978, c. 41, a. 4; 1983, c. 15, a. 8.

11. (Abrogé).

S. R. 1964, c. 86, a. 11; 1978, c. 41, a. 4; 1983, c. 15, a. 8.

11.1. La Société a son siège sur le territoire de la Ville de Montréal.

1978, c. 41, a. 4; 1996, c. 2, a. 688.

11.2. (Abrogé).

1978, c. 41, a. 4; 1988, c. 36, a. 5; 1995, c. 5, a. 5; 1999, c. 40, a. 145; 2006, c. 59, a. 53.

11.2.1. Les membres du conseil d'administration peuvent, si tous sont d'accord, participer à une assemblée du conseil à l'aide de moyens permettant à tous les participants de communiquer oralement entre eux, notamment par téléphone. Ils sont alors réputés avoir assisté à l'assemblée.

1993, c. 33, a. 1.

11.3. Les procès-verbaux des séances du conseil d'administration approuvés par ce dernier sont authentiques; il en est de même des copies ou extraits certifiés conformes par un dirigeant autorisé à cette fin par un règlement de la Société.

1978, c. 41, a. 4; 1983, c. 15, a. 9; 1999, c. 40, a. 145.

11.4. (Abrogé).

1978, c. 41, a. 4; 1983, c. 15, a. 10.

11.5. Les règlements de la Société, à l'exception de ceux qui traitent des matières visées dans le sous-paragraphe d du paragraphe 2 de l'article 185 de la Loi sur les compagnies (chapitre C-38), entrent en vigueur à la date de leur approbation par le gouvernement ou à toute date ultérieure qu'il détermine.

Ces règlements n'ont pas à être ratifiés par l'actionnaire.

1981, c. 18, a. 2; 1983, c. 15, a. 11.

SECTION II.2

NOMINATION ET FONCTIONS DU PRÉSIDENT-DIRECTEUR GÉNÉRAL

11.6. Le gouvernement, sur la recommandation du conseil d'administration, nomme le président-directeur général en tenant compte du profil de compétence et d'expérience établi par la Société.

Le mandat du président-directeur général est d'au plus cinq ans.

Le conseil d'administration fixe la rémunération et les autres conditions de travail du président-directeur général à l'intérieur des paramètres que le gouvernement détermine.

2006, c. 59, a. 54.

11.7. Si le conseil d'administration ne recommande pas, conformément à l'article 11.6, la nomination d'un candidat au poste de président-directeur général dans un délai raisonnable, le gouvernement peut nommer celui-ci après en avoir avisé les membres du conseil.

2006, c. 59, a. 54.

11.8. Le président-directeur général assume la direction et la gestion de la Société dans le cadre de ses règlements et de ses politiques.

Il propose au conseil d'administration les orientations stratégiques ainsi que les plans d'immobilisation et d'exploitation de la Société.

Il exerce, en outre, toute autre fonction que lui confie le conseil.

2006, c. 59, a. 54.

11.9. Le président-directeur général doit s'assurer que le conseil d'administration dispose, à sa demande et en vue de l'accomplissement de ses fonctions et de celles de ses comités, de ressources humaines, matérielles et financières adéquates.

2006, c. 59, a. 54.

11.10. En cas d'absence ou d'empêchement du président-directeur général, le conseil d'administration peut désigner un membre du personnel de la Société pour en exercer les fonctions.

2006, c. 59, a. 54.

11.11. Le président-directeur général peut également être désigné sous le titre de « président et chef de la direction ».

2006, c. 59, a. 54.

SECTION II.3 **PLAN STRATÉGIQUE**

11.12. Le plan stratégique de la Société est établi suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par le gouvernement. Il doit notamment indiquer:

- 1° le contexte dans lequel évolue la Société et les principaux enjeux auxquels elle fait face;
- 2° les objectifs et les orientations stratégiques de la Société;
- 3° les résultats visés au terme de la période couverte par le plan;
- 4° les indicateurs de performance utilisés pour mesurer l'atteinte des résultats;
- 5° tout autre élément déterminé par le ministre.

2006, c. 59, a. 54.

11.13. Le plan stratégique de la Société est soumis à l'approbation du gouvernement.

2006, c. 59, a. 54.

12. *(Abrogé).*

S. R. 1964, c. 86, a. 12; 1978, c. 41, a. 1; 1999, c. 40, a. 145.

13. *(Article renuméroté).*

S. R. 1964, c. 86, a. 13; 1978, c. 41, a. 1; 1999, c. 40, a. 145; 2006, c. 59, a. 46.

Note

Voir article 3.1.1.

14. *(Article renuméroté).*

S. R. 1964, c. 86, a. 14; 1968, c. 35, a. 1; 1978, c. 41, a. 1; 1999, c. 40, a. 145; 2006, c. 59, a. 46.

Note

Voir article 3.1.2.

15. (Article renuméroté).

1968, c. 35, a. 2; 1978, c. 41, a. 1; 2006, c. 59, a. 46.



Voir article 3.1.3.

SECTION II.4

DIVIDENDES ET REDEVANCES

15.1. Les dividendes à être versés par la Société sont déclarés une fois l'an par le gouvernement dans les trente jours suivant la transmission par la Société au gouvernement des renseignements financiers relatifs au surplus susceptible de distribution. Ils sont payables suivant les modalités que détermine le gouvernement. Ils ne peuvent excéder, pour un exercice financier donné, le surplus susceptible de distribution tel qu'établi ci-après.

1981, c. 18, a. 3.

15.2. Le surplus susceptible de distribution pour un exercice financier donné est égal à 75% du résultat net de la Société. Ce résultat net est déterminé sur la base des états financiers consolidés annuels établis selon les principes comptables généralement reconnus.

Toutefois, à l'égard d'un exercice financier, il ne peut être déclaré aucun dividende dont le paiement aurait pour effet de réduire à moins de 25% le taux de capitalisation de la Société à la fin de cet exercice.

1981, c. 18, a. 3; 2010, c. 20, a. 58.

15.3. (Abrogé).

1981, c. 18, a. 3; 2010, c. 20, a. 59.

15.4. Le taux de capitalisation, à la fin d'un exercice financier, est le rapport existant entre le montant total des capitaux propres de la Société, déduction faite du dividende déclaré à l'égard de cet exercice, et le montant total de sa dette à long terme et de ses capitaux propres, déduction faite du dividende déclaré à l'égard du même exercice.

1981, c. 18, a. 3; 2010, c. 20, a. 60.

15.5. Pour l'établissement du taux de capitalisation de la Société à la fin d'un exercice financier, la dette à long terme inclut toute dette de la Société dont le terme contractuel d'échéance est de plus de douze mois, déduction faite des fonds d'amortissement; elle inclut également tous les billets à payer. De plus, tout emprunt contracté en monnaie étrangère doit être considéré en tenant compte du taux de change applicable selon les principes comptables généralement reconnus.

1981, c. 18, a. 3.

15.6. Après l'expiration du délai mentionné à l'article 15.1, le surplus susceptible de distribution ou partie de ce dernier qui n'a pas été déclaré en dividende ne peut plus être distribué à l'actionnaire sous forme de dividende.

1981, c. 18, a. 3.

15.7. La Société effectue, à la demande du gouvernement, des versements provisionnels dont le total ne doit pas excéder le moindre des montants suivants: le dividende déclaré pour l'exercice financier précédent ou le surplus susceptible de distribution projeté de temps à autre par la Société pour l'exercice financier en cours.

Advenant que le total des versements provisionnels faits par la Société à l'égard d'un exercice financier excède le dividende qui est déclaré pour cet exercice financier en vertu de l'article 15.1, l'excédent est remboursé à la Société par le ministre des Finances.

1981, c. 18, a. 3.

16. La Société ne paie aucun loyer ou redevance au gouvernement, à l'exception des redevances prévues au deuxième alinéa de l'article 32 et à l'article 68 de la Loi sur le régime des eaux (chapitre R-13) et elle ne paie aucune taxe ou contribution en vertu de la Loi sur les impôts (chapitre I-3); il en est de même des compagnies dont elle détient au moins 90% des actions.

Toutefois:

a) la Société paie, sur son capital consolidé, pour elle-même et ses filiales, la taxe sur le capital prévue à la partie IV de la Loi sur les impôts;

b) la Société et les compagnies dont elle détient au moins 90% des actions paient la taxe sur les services publics prévue à la partie VI.4 de la Loi sur les impôts.

1973, c. 19, a. 1; 1978, c. 41, a. 1; 1981, c. 18, a. 4; 2005, c. 23, a. 29; 2006, c. 24, a. 15.

SECTION II.5

DROITS ET OBLIGATIONS DES MEMBRES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

17. Les membres du conseil d'administration ne peuvent être poursuivis en justice en raison d'actes officiels accomplis de bonne foi dans l'exercice de leurs fonctions.

Aucun des recours extraordinaires prévus aux articles 834 à 850 du Code de procédure civile ne peut être exercé ni aucune injonction accordée contre la Société ou les membres de son conseil d'administration agissant en leur qualité officielle.

Les dispositions de l'article 33 du Code de procédure civile ne s'appliquent pas à la Société.

S. R. 1964, c. 86, a. 15; 1969, c. 34, a. 2; 1978, c. 41, a. 5.

18. Un juge de la Cour d'appel peut, sur requête, annuler sommairement tout bref et toute ordonnance ou injonction délivrés ou accordés à l'encontre de l'article 17.

S. R. 1964, c. 86, a. 16; 1969, c. 34, a. 2; 1974, c. 11, a. 2; 1979, c. 37, a. 43.

18.1. La Société assume la défense d'un membre du conseil d'administration qui est poursuivi par un tiers pour un acte accompli dans l'exercice de ses fonctions et paie, le cas échéant, pour le préjudice résultant de cet acte, sauf s'il a commis une faute lourde ou une faute personnelle séparable de l'exercice de ses fonctions.

Toutefois, lors d'une poursuite pénale ou criminelle, la Société n'assume le paiement des dépenses d'un membre du conseil que lorsqu'il a été libéré ou acquitté ou lorsque la Société estime que celui-ci a agi de bonne foi.

2006, c. 59, a. 57.

18.2. La Société assume les dépenses d'un membre du conseil d'administration qu'elle poursuit pour un acte accompli dans l'exercice de ses fonctions, si elle n'obtient pas gain de cause et si le tribunal en décide ainsi.

Si la Société n'obtient gain de cause qu'en partie, le tribunal peut déterminer le montant des dépenses qu'elle assume.

2006, c. 59, a. 57.

19. Un membre du conseil d'administration qui exerce des fonctions à temps plein au sein de la Société ne peut avoir un intérêt direct ou indirect dans un organisme, une entreprise ou une association mettant en conflit son intérêt personnel et celui de la Société. Si un tel intérêt lui échoit, notamment par succession ou donation, il doit y renoncer ou en disposer avec diligence.

Tout autre membre du conseil qui a un intérêt direct ou indirect dans un organisme, une entreprise ou une association qui met en conflit son intérêt personnel et celui de la Société doit dénoncer par écrit cet intérêt au président du conseil d'administration et, le cas échéant, s'abstenir de participer à toute délibération et à toute décision portant sur l'organisme, l'entreprise ou l'association dans lequel il a cet intérêt. Il doit, en outre, se retirer de la séance pour la durée des délibérations et du vote relatifs à cette question.

Le présent article n'a toutefois pas pour effet d'empêcher un membre du conseil de se prononcer sur des mesures d'application générale relatives aux conditions de travail au sein de la Société par lesquelles il serait aussi visé.

Un membre du conseil d'administration peut détenir les actions requises pour être éligible comme administrateur d'une compagnie dont la Société a acquis des actions suivant l'article 39 ou de Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited.

S. R. 1964, c. 86, a. 17; 1969, c. 34, a. 3; 1978, c. 41, a. 6; 2006, c. 59, a. 58.

SECTION II.6

RAPPORT ANNUEL ET RENSEIGNEMENTS

20. La Société doit transmettre au ministre chaque année ses états financiers et un rapport d'activités comportant un état détaillé des biens en sa possession.

Le ministre dépose les états financiers et le rapport d'activités devant l'Assemblée nationale dans les 15 jours de leur réception ou, si elle ne siège pas, dans les 15 jours de la reprise de ses travaux.

S. R. 1964, c. 86, a. 19; 1968, c. 9, a. 90; 1978, c. 41, a. 1; 2006, c. 59, a. 60.

20.1. Le rapport annuel d'activités de la Société doit notamment contenir un sommaire du rapport présenté au conseil d'administration par:

1° le comité de gouvernance et d'éthique, portant sur les activités réalisées pendant l'année financière, incluant un sommaire de l'évaluation du fonctionnement du conseil d'administration;

2° le comité de vérification, portant sur l'exécution de son mandat et sur le plan d'utilisation optimale des ressources;

3° le comité des ressources humaines, portant sur l'exécution de son mandat.

Le rapport doit également faire état des résultats de l'application des mesures d'étalonnage adoptées par le conseil d'administration.

2006, c. 59, a. 61.

20.2. La Société doit, en outre, rendre public le code d'éthique des employés.

2006, c. 59, a. 61.

20.3. Le rapport annuel d'activités de la Société doit comprendre une section portant sur la gouvernance de celle-ci, incluant notamment les renseignements suivants concernant les membres du conseil d'administration:

1° la date de nomination et la date d'échéance du mandat de tout membre ainsi que des indications concernant son statut de membre indépendant;

2° l'identification de tout autre conseil d'administration sur lequel un membre siège;

3° un résumé du profil de compétence et d'expérience de chacun des membres du conseil d'administration et un état de leur assiduité aux réunions du conseil et des comités;

4° le code d'éthique et les règles de déontologie applicables aux membres du conseil d'administration.

2006, c. 59, a. 61.

20.4. Le rapport annuel d'activités de la Société doit notamment indiquer:

1° la rémunération et les avantages versés à chacun des membres du conseil;

2° la rémunération, y compris la rémunération variable et les autres avantages, versée à chacun des cinq dirigeants les mieux rémunérés de la Société;

3° la rémunération, y compris la rémunération variable et les autres avantages, des administrateurs et des cinq dirigeants les mieux rémunérés de toute filiale en propriété exclusive de la Société;

4° les honoraires payés au vérificateur externe.

2006, c. 59, a. 61.

21. (Abrogé).

S. R. 1964, c. 86, a. 20; 1973, c. 19, a. 2; 1978, c. 41, a. 1; 2006, c. 59, a. 62.

21.1. La Société doit fournir au ministre tout renseignement qu'il requiert concernant celle-ci et ses filiales.

1978, c. 41, a. 7; 2006, c. 59, a. 63.

21.2. (Abrogé).

1981, c. 18, a. 5; 1983, c. 15, a. 12; 2006, c. 59, a. 64.

21.3. (Abrogé).

1983, c. 15, a. 13; 1996, c. 61, a. 122; 2006, c. 59, a. 64.

21.4. (Abrogé).

1996, c. 46, a. 1; 1996, c. 61, a. 124.

SECTION II.7 VÉRIFICATION

21.5. Les livres et comptes de la Société sont vérifiés chaque année conjointement par le vérificateur général et par un vérificateur externe nommé par le gouvernement. La rémunération de ce dernier est payée à même les revenus de la Société. Leur rapport conjoint doit accompagner le rapport annuel d'activités de la Société.

2006, c. 59, a. 65.

SECTION III OBJETS DE LA SOCIÉTÉ

22. La Société a pour objets de fournir de l'énergie et d'oeuvrer dans le domaine de la recherche et de la

promotion relatives à l'énergie, de la transformation et de l'économie de l'énergie, de même que dans tout domaine connexe ou relié à l'énergie.

La Société doit notamment assurer l'approvisionnement en électricité patrimoniale tel qu'établi par la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01).

Le gouvernement fixe les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale pour un volume de 165 térawattheures. Cet approvisionnement doit inclure tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité.

S. R. 1964, c. 86, a. 22; 1978, c. 41, a. 1; 1981, c. 18, a. 6; 1983, c. 15, a. 15; 2000, c. 22, a. 62.

22.0.1. Les tarifs et les conditions auxquels l'énergie est distribuée sont fixés par la Régie.

Toutefois, malgré le paragraphe 1° de l'article 31 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01), le gouvernement peut fixer à l'égard d'un contrat spécial qu'il détermine les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est distribuée par la Société à un consommateur ou à une catégorie de consommateurs.

1983, c. 15, a. 15; 1996, c. 61, a. 123; 2000, c. 22, a. 63.

22.1. Pour la réalisation de ses objets, la Société prévoit notamment les besoins du Québec en énergie et les moyens de les satisfaire dans le cadre des politiques énergétiques que le gouvernement peut, par ailleurs, établir.

La Société peut mettre en oeuvre des programmes d'économie d'énergie; à cette fin elle peut accorder une aide technique ou financière.

1978, c. 41, a. 8; 1981, c. 18, a. 7; 1983, c. 15, a. 16.

23. La Société est tenue de fournir de l'électricité à toute municipalité dans le territoire de laquelle elle n'en distribue pas, qui est désireuse d'en faire elle-même la distribution et qui se conforme à la Loi sur les systèmes municipaux et les systèmes privés d'électricité (chapitre S-41), à moins que la Société ne soit pas alors en mesure de desservir économiquement ce territoire.

Elle doit également, sous la même réserve, dans un territoire où elle ne distribue pas d'électricité, en fournir à toute coopérative d'électricité qui lui en fait la demande.

La Société doit fournir à toute municipalité qui désire se prévaloir des dispositions du premier alinéa du présent article tous les renseignements requis pour l'étude du projet.

S. R. 1964, c. 86, a. 23; 1978, c. 41, a. 1; 1983, c. 15, a. 17; 1988, c. 23, a. 89; 1996, c. 2, a. 689.

24. La Société doit maintenir ses tarifs d'énergie à un niveau suffisant pour défrayer au moins:

1° tous les frais d'exploitation;

2° l'intérêt sur sa dette;

3° l'amortissement de ses immobilisations sur une période maximum de cinquante ans.

S. R. 1964, c. 86, a. 24; 1973, c. 19, a. 4; 1978, c. 41, a. 1; 1979, c. 81, a. 21; 1981, c. 18, a. 8; 1983, c. 15, a. 18.

24.1. Le gouvernement peut diminuer le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale alloué à chaque catégorie de consommateurs prévu à l'article 52.2 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01).

2000, c. 22, a. 64.

25. (Abrogé).

S. R. 1964, c. 86, a. 25; 1973, c. 19, a. 5; 1978, c. 41, a. 1; 1979, c. 81, a. 22; 1981, c. 18, a. 9.

26. Les décisions prises par la Société en vertu de la présente section ne sont point soumises à révision par les tribunaux et nul ne peut invoquer les dispositions de la présente section à l'encontre d'un tarif fixé par la Régie ou par le gouvernement ou d'une obligation contractée envers la Société.

S. R. 1964, c. 86, a. 26; 1978, c. 41, a. 1; 1996, c. 61, a. 125.

SECTION IV FINANCEMENT DE LA SOCIÉTÉ

27. Avec l'autorisation du gouvernement, la Société peut emprunter de l'argent et émettre des billets ou obligations portant intérêt au taux qu'elle fixe, payables à telle époque, à tel lieu et en telle manière qu'elle détermine, soit en monnaie courante du Canada soit en toute autre monnaie, au Canada ou hors du Canada.

S. R. 1964, c. 86, a. 27; 1978, c. 41, a. 1.

27.1. Le deuxième alinéa de l'article 3 ne s'applique pas aux certificats émis en remplacement de billets, d'obligations, de débentures et d'autres effets négociables pour des emprunts effectués avant le 1^{er} octobre 1978.

1978, c. 41, a. 9.

27.2. La Société peut également, avec l'autorisation du gouvernement, pourvoir à son financement par tout autre moyen et conclure tout contrat à cet égard.

1993, c. 33, a. 3.

27.3. Les autorisations prévues par les articles 27 et 27.2 ne sont toutefois pas requises si l'emprunt ou le financement de la Société est effectué dans le cadre d'un régime d'emprunt ou de financement autorisé par le gouvernement.

Le gouvernement approuve le montant maximum, les principales caractéristiques et les limites applicables aux transactions visées par chaque régime d'emprunt ou de financement. La valeur nominale, les autres caractéristiques, les modalités et les conditions particulières de chacune de ces transactions sont établies par la Société.

La Société peut autoriser généralement une personne à conclure toute transaction d'emprunt ou de financement en vertu d'un régime visé au premier alinéa, à en établir les montants et les autres caractéristiques et à accepter les modalités et conditions relatives à chacune de ces transactions.

1993, c. 33, a. 3.

27.4. La Société peut, aux fins de la présente section, acquérir tout bien. Elle peut également à ces fins, louer, céder, aliéner ou grever tout bien sauf s'il s'agit d'un immeuble destiné à la production, au transport ou à la distribution d'énergie.

1993, c. 33, a. 3.

28. Le gouvernement peut, aux conditions qu'il fixe, garantir le paiement en capital et intérêts de tous emprunts effectués par la Société en vertu de la présente loi.

Le gouvernement peut également garantir l'exécution de toute obligation de ladite Société pour le paiement de sommes d'argent.

Le gouvernement peut autoriser le ministre des Finances à avancer à la Société tout montant jugé

nécessaire pour ses opérations; ces avances portent intérêt au taux payé sur les emprunts contractés par la province à cette fin, selon que le détermine le gouvernement.

Les fonds requis pour avances ou garanties en vertu du présent article, sont pris sur le fonds consolidé du revenu.

S. R. 1964, c. 86, a. 28; 1978, c. 41, a. 1.

SECTION V

POUVOIRS SPÉCIAUX DE LA SOCIÉTÉ

29. La Société peut produire, acquérir, vendre, transporter et distribuer de l'énergie.

La Société peut, à cette fin, construire, acheter ou louer tous immeubles, constructions ou appareils requis.

La Société peut disposer de tout sous-produit provenant de ses opérations et le transformer; elle peut fabriquer tous appareils nécessaires pour ses fins ou pour l'utilisation d'énergie par elle-même ou par d'autres personnes et faire le commerce de tels appareils.

La Société peut acquérir ou louer tous immeubles requis pour y établir des usines, des bureaux, magasins ou entrepôts et elle peut louer, dans ses immeubles, l'espace qui n'est pas requis pour ses propres fins.

La Société peut acquérir, par transfert ou permis, des brevets d'invention et elle peut en disposer.

La Société peut, pour ses fins, acquérir, louer, céder, aliéner ou grever tout bien meuble.

Toutefois la construction d'immeubles destinés à la production d'électricité par la Société doit être préalablement autorisée par le gouvernement dans les cas et aux conditions qu'il détermine.

La Société peut céder par emphytéose tout immeuble lorsque la poursuite de ses opérations le requiert ou aliéner tout immeuble dont elle n'a plus besoin pour la poursuite de ses opérations.

La Société peut, elle-même ou par l'entremise d'une filiale constituée en vertu de la Loi sur les compagnies (chapitre C-38), seule ou en association avec d'autres personnes, agir comme conseiller dans les domaines de la production, du transport et de la distribution de l'énergie et fournir des services reliés à son savoir-faire et à l'expérience qu'elle a acquise dans ces domaines, lorsqu'il s'agit de travaux ou services destinés à être effectués ou utilisés hors du Québec.

S. R. 1964, c. 86, a. 29; 1978, c. 41, a. 1, a. 10; 1983, c. 15, a. 19; 1993, c. 33, a. 4; 1999, c. 40, a. 145; 2000, c. 22, a. 65.

30. La Société peut placer des poteaux, fils, conduits ou autres appareils sur, à travers, au-dessus, au-dessous ou le long de tout chemin public, rue, place publique ou cours d'eau, aux conditions fixées par entente avec la municipalité concernée. À défaut d'une telle entente, la Régie, à la demande de la Société, fixe ces conditions, qui deviennent obligatoires pour les parties.

Tout préposé de la Société peut pénétrer à toute heure raisonnable sur tout immeuble pour installer les conduits, fils et autres appareils requis pour la fourniture d'énergie ou pour les réparer et faire tous travaux requis à cette fin, à charge de réparer tout préjudice qui pourrait être causé.

S. R. 1964, c. 86, a. 30; 1975, c. 31, a. 4; 1978, c. 41, a. 1; 1988, c. 8, a. 86; 1996, c. 61, a. 127; 1999, c. 40, a. 145; 2003, c. 19, a. 202.

31. 1. Les conduits, fils, compteurs et autres appareils placés par la Société dans tout immeuble ne peuvent être saisis par le propriétaire de l'immeuble ni sur lui et ils ne font pas partie de l'immeuble où ils sont placés.

2. Lorsque la Société a vendu un bien meuble et que le prix n'en a pas été payé, elle peut exercer le droit de revendiquer le bien, à la seule condition que le bien puisse être identifié, malgré l'article 1741 du Code civil.

3. Les biens en la possession de la Société sont imprescriptibles au même titre que les biens du domaine de l'État. Cette disposition ne s'applique pas aux créances dues à la Société ou dont elle est redevable, lesquelles sont soumises aux prescriptions de droit commun.

4. La Société a une hypothèque légale pour le prix de l'énergie fournie pour l'exploitation d'entreprises industrielles ou commerciales.

Cette hypothèque légale porte sur les biens du débiteur désignés dans l'avis d'inscription et servant à l'exploitation de ces entreprises.

S. R. 1964, c. 86, a. 31; 1978, c. 41, a. 1; 1983, c. 15, a. 20; 1992, c. 57, a. 588; 1999, c. 40, a. 145.

32. Le ministre des Ressources naturelles et de la Faune ou le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, chacun suivant sa compétence, peut, avec l'autorisation du gouvernement et aux conditions fixées par ce dernier, mettre à la disposition de la Société à des fins d'exploitation les immeubles ou les forces hydrauliques qui font partie du domaine de l'État et qui sont requis pour les objets de la Société.

La Société verse à compter du 1^{er} janvier 2007 une redevance dans le Fonds des générations, pour ces forces hydrauliques qu'elle exploite, selon les modalités prévues à l'article 69.3 de la Loi sur le régime des eaux (chapitre R-13).

Le taux de cette redevance est de 0,625 \$ par 1 000 kilowatts-heures calculé au 1^{er} janvier 2006 et est ensuite indexé en date du 1^{er} janvier de chaque année selon l'augmentation en pourcentage, par rapport à l'année précédente, de l'indice général des prix à la consommation pour le Canada, publié par Statistique Canada en vertu de la Loi sur la statistique (Lois révisées du Canada (1985), chapitre S-19). À cette fin, l'indice des prix à la consommation pour une année est la moyenne annuelle calculée à partir des indices mensuels pour les 12 mois se terminant le 30 septembre de l'année précédente.

Si une moyenne annuelle ou le pourcentage calculé en vertu du troisième alinéa ou si le taux de redevance ainsi indexé comporte plus de deux décimales, les deux premières seulement sont retenues et la deuxième est augmentée d'une unité si la troisième est égale ou supérieure à 5.

Le ministre des Ressources naturelles et de la Faune publie à la *Gazette officielle du Québec* le taux de redevance ainsi indexé.

S. R. 1964, c. 86, a. 32; 1973, c. 19, a. 6; 1978, c. 41, a. 1; 1979, c. 81, a. 23; 1983, c. 15, a. 21; 1994, c. 13, a. 15; 1994, c. 17, a. 75; 1999, c. 40, a. 145; 1999, c. 36, a. 158; 2003, c. 8, a. 6; 2006, c. 3, a. 35; 2006, c. 24, a. 16.

Note Pour l'année 2011, le taux de la redevance que la Société doit verser dans le Fonds des générations s'élève à 0,680 \$ par 1 000 kilowatts-heures d'énergie brute générée. (2010) 142 G.O. 1, 1333.

33. Avec l'autorisation du gouvernement, la Société peut:

1° (paragraphe abrogé);

2° vendre son système de distribution de gaz manufacturé, avec les terrains, constructions, ouvrages, servitudes et autres biens et droits s'y rattachant, et consentir, comme actionnaire de Montreal Coke & Manufacturing Company et de Keystone Transports Limited, à la vente des actifs respectifs de ces compagnies;

3° acquérir, par voie d'expropriation:

a) toutes forces hydrauliques non exploitées;

b) tous immeubles, servitudes ou constructions requis pour l'exploitation des forces hydrauliques détenues par la Société ou pour la production, la transmission ou la distribution d'énergie;

c) tous immeubles requis pour la construction de chemins destinés à donner accès aux usines de la Société ou à remplacer des chemins rendus inutilisables par ses travaux.

L'autorisation du Parlement est requise pour l'expropriation d'une force hydraulique aménagée de plus de deux cents chevaux et des immeubles requis pour son exploitation et pour la production, la transmission ou la distribution de l'énergie en provenant.

S. R. 1964, c. 86, a. 33; 1965 (1^{re} sess.), c. 33, a. 1; 1978, c. 41, a. 1, a. 11.

34. Quand une partie seulement d'un immeuble est requise, le gouvernement peut autoriser la Société à l'exproprier en entier et la Société peut alors disposer de la partie dont elle n'a pas besoin.

S. R. 1964, c. 86, a. 34; 1978, c. 41, a. 1.

35. Les pouvoirs d'expropriation accordés à la Société peuvent être exercés en vue de travaux projetés et avant que l'exécution de ces travaux ne soit autorisée.

S. R. 1964, c. 86, a. 35; 1978, c. 41, a. 1.

36. La Société peut, avec l'autorisation du gouvernement, acheter ou louer ou autrement se procurer toutes forces hydrauliques, immeubles ou droits réels situés partie dans le Québec et partie dans une province voisine, ou situés entièrement dans une province limitrophe mais dans le voisinage immédiat de la frontière séparant le Québec de la province limitrophe, et y exécuter tous travaux du genre de ceux autorisés par la présente section, et faire à cette fin tout contrat jugé opportun.

S. R. 1964, c. 86, a. 36; 1978, c. 41, a. 1.

37. En ce qui concerne des travaux dans des rivières navigables, la Société peut, avec l'autorisation du gouvernement, faire avec le gouvernement du Canada, toute entente jugée opportune et accomplir toute formalité jugée nécessaire.

S. R. 1964, c. 86, a. 37; 1978, c. 41, a. 1.

38. Les pouvoirs d'expropriation conférés par la présente loi peuvent être exercés à l'égard de tout immeuble même consacré à un usage public et même non susceptible d'expropriation d'après toute loi générale ou spéciale autre que le chapitre 20 des lois de 1943.

S. R. 1964, c. 86, a. 38.

39. La Société ne peut, sans l'autorisation du gouvernement, acquérir ou détenir des actions d'une personne morale dans une proportion supérieure à 50% ou dans une proportion suffisante pour élire la majorité des administrateurs de cette personne morale.

Lorsque la Société acquiert ou détient ainsi des actions d'une personne morale, celle-ci ne peut elle-même, sans l'autorisation du gouvernement, acquérir ou détenir des actions d'une autre personne morale dans l'une ou l'autre de ces proportions.

Le deuxième alinéa ne s'applique pas à une personne morale dans laquelle la Société détient des actions le 26 avril 1983.

S. R. 1964, c. 86, a. 40; 1978, c. 41, a. 1; 1983, c. 15, a. 22; 1999, c. 40, a. 145.

SECTION V.1

SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE DE LA BAIE JAMES

39.1. La Société d'énergie de la Baie James, compagnie constituée par lettres patentes délivrées par le lieutenant-gouverneur en vertu de l'article 21 de la Loi sur le développement de la région de la Baie James (chapitre D-8), ci-après appelée «la compagnie», a pour objet de poursuivre, pour le compte de la Société, les travaux de développement des ressources hydro-électriques du bassin de La Grande Rivière et des bassins adjacents pour la Phase I du Complexe La Grande, soit l'aménagement des sites des centrales LG 2, LG 3 et LG 4 et des ouvrages de détournement des rivières Caniapiscou, Eastmain, Opinaca et Petite Opinaca.

Elle a également pour objets ceux qui lui sont conférés par ses lettres patentes; ces lettres patentes peuvent être modifiées par lettres patentes supplémentaires accordées en vertu de la Partie I de la Loi sur les compagnies (chapitre C-38).

1978, c. 41, a. 12; 1983, c. 15, a. 23.

39.2. La totalité des actions émises par la compagnie est détenue par la Société qui en exerce tous les droits.

1978, c. 41, a. 12; 1983, c. 15, a. 24.

39.3. La compagnie a les pouvoirs d'une compagnie constituée en vertu des dispositions de la partie I de la Loi sur les compagnies (chapitre C-38) et est régie par ces dispositions sauf quant à celles qui sont incompatibles avec la présente loi.

1978, c. 41, a. 12.

39.4. (Abrogé).

1978, c. 41, a. 12; 1983, c. 15, a. 25.

39.5. Les affaires de la compagnie sont administrées par un conseil d'administration composé d'au plus neuf membres nommés par la Société pour un terme n'excédant pas deux ans.

Ces membres sont les administrateurs de la compagnie au sens de la Loi sur les compagnies (chapitre C-38), toutefois la qualité d'actionnaire n'est pas requise.

1978, c. 41, a. 12; 1983, c. 15, a. 26.

39.5.1. À l'expiration de leur mandat, les administrateurs demeurent en fonction jusqu'à ce qu'ils soient remplacés ou nommés de nouveau.

1983, c. 15, a. 26.

39.6. (Abrogé).

1978, c. 41, a. 12; 1983, c. 15, a. 27.

39.7. (Abrogé).

1978, c. 41, a. 12; 1983, c. 15, a. 27.

39.8. Les opérations de la compagnie dans le territoire décrit à l'annexe de la Loi sur le développement et l'organisation municipale de la région de la Baie James (chapitre D-8.2) ne sont pas régies par les dispositions de la Loi sur le régime des eaux (chapitre R-13) et de la Loi sur les transports (chapitre T-12).

1978, c. 41, a. 12; 1983, c. 15, a. 28; 1988, c. 23, a. 90; 1988, c. 8, a. 87; 1997, c. 83, a. 44; 2001, c. 61, a. 17.

39.9. (Abrogé).

1978, c. 41, a. 12; 1983, c. 15, a. 29.

39.10. Les articles 17 à 19 s'appliquent, compte tenu des adaptations nécessaires, à la compagnie ainsi qu'aux membres de son conseil d'administration.

1978, c. 41, a. 12; 1983, c. 15, a. 30.

39.11. Les actifs acquis par la Société d'énergie de la Baie James dans le territoire décrit à l'annexe de la Loi sur le développement et l'organisation municipale de la région de la Baie James (chapitre D-8.2) pour le développement des ressources hydro-électriques du bassin de la Grande Rivière et des parties des bassins adjacents pour le Complexe La Grande sont transférés à Hydro-Québec aux dates et selon les modalités établies par entente entre les deux personnes morales.

1978, c. 41, a. 27 (*partie*); 1999, c. 40, a. 145; 2001, c. 61, a. 17.

39.12. La compagnie peut conclure toute entente avec la Régie des installations olympiques aux fins du parachèvement de l'immeuble connu sous le nom de «Stade olympique de Montréal».

1980, c. 36, a. 1.

SECTION VI
TAXATION

40. La Société doit payer toutes les taxes municipales et scolaires imposées sur les immeubles qu'elle possède, à l'exclusion des centrales et des barrages.

Sous réserve du deuxième alinéa de l'article 16, elle n'est assujettie à aucune autre imposition.

Néanmoins, la Société peut, nonobstant toute disposition législative au contraire, faire avec des municipalités et avec des commissions scolaires des ententes pour le paiement de sommes fixes de deniers pour tenir lieu de toutes taxes, contributions, cotisations et redevances pour services municipaux, quelle que soit la nature de ces taxes, contributions, cotisations et redevances.

Les ententes conclues et les décisions prises à ces fins par la Société et par telles municipalités et commissions scolaires entre le 1^{er} janvier 1945 et le 1^{er} avril 1946 sont déclarées valides et elles ont leur effet depuis le 1^{er} janvier 1945.

Les ententes conclues postérieurement au 1^{er} avril 1946 en vertu du premier alinéa du présent article entrent en vigueur dès leur approbation par le gouvernement.

S. R. 1964, c. 86, a. 41; 1978, c. 41, a. 1; 1981, c. 18, a. 10; 1988, c. 84, a. 619; 1996, c. 2, a. 690; 1999, c. 40, a. 145.

SECTION VII

Abrogée, 1996, c. 2, a. 691.

41. (Abrogé).

S. R. 1964, c. 86, a. 43; 1978, c. 41, a. 1; 1996, c. 2, a. 691.

42. (Abrogé).

S. R. 1964, c. 86, a. 44; 1978, c. 41, a. 1; 1996, c. 2, a. 691.

43. (Abrogé).

S. R. 1964, c. 86, a. 45; 1978, c. 41, a. 1; 1996, c. 2, a. 691.

44. (Abrogé).

S. R. 1964, c. 86, a. 46; 1978, c. 41, a. 1; 1996, c. 2, a. 691.

45. (Abrogé).

S. R. 1964, c. 86, a. 47; 1978, c. 41, a. 1; 1996, c. 2, a. 691.

SECTION VIII
DISPOSITIONS SPÉCIALES

46. (Abrogé).

S. R. 1964, c. 86, a. 48; 1978, c. 41, a. 1; 1988, c. 23, a. 91.

47. (Abrogé).

S. R. 1964, c. 86, a. 49; 1978, c. 41, a. 1; 2005, c. 7, a. 67.

48. La Société peut se prévaloir des dispositions des articles 26, 27, 28, 29 et 32 du chapitre 66 des Lois du Québec, 1897-1898.

Elle peut aussi se prévaloir des dispositions des articles 16, 18 et 19 de la loi 12 Victoria, chapitre 183 (Statuts provinciaux du Canada) et de l'article 20 de ladite loi modifié par l'article 8 du chapitre 61 des Lois du Québec, 1872.

S. R. 1964, c. 86, a. 50; 1978, c. 41, a. 1.



Lois du Québec, 1897-1898, chapitre 66; Loi amendant et refondant la loi constituant en corporation la compagnie royale d'électricité (...)

— *article 26: pénalité en cas de raccordement illégal au réseau électrique ou de modification non permise aux compteurs et autres appareils;*

— *article 27: suspension du service en cas de défaut de paiement;*

— *article 28: droit d'accès aux lieux desservis aux fins de débranchement;*

— *article 29: modifications contractuelles possibles aux articles 27 et 28;*

— *article 32: recouvrement des pénalités.*

Statuts provinciaux du Canada (1849), 12 Victoria, chapitre 183; Acte pour amender l'Acte d'Incorporation de la Nouvelle Compagnie du Gaz de Montréal, et pour étendre les pouvoirs de la dite Compagnie

— *article 16: pénalité en cas de dommages ou de modifications aux gazomètres et autres appareils;*

— *article 18: recouvrement des dommages causés par négligence ou accident; recouvrement du montant représentant l'excédent de gaz obtenu sans droit;*

— *article 19: pénalité en cas de raccordement illégal au réseau de gaz;*

— *article 20: suspension du service en cas de défaut de paiement; droit d'accès aux lieux desservis.*

48.1. Les opérations de la Société dans le territoire décrit à l'annexe de la Loi sur le développement et l'organisation municipale de la région de la Baie James (chapitre D-8.2) ne sont pas régies par les dispositions de la Loi sur le régime des eaux (chapitre R-13) et de la Loi sur les transports (chapitre T-12).

1983, c. 15, a. 31; 1988, c. 23, a. 92; 1988, c. 8, a. 88; 1997, c. 83, a. 44; 2001, c. 61, a. 17.

SECTION IX

RÉGIME DE RETRAITE

49. La Société est autorisée à établir par règlement un régime de retraite pour ses membres nommés après le 30 juin 1973 et pour ses employés, y compris des prestations au cas d'invalidité ou de décès, et à adopter toutes dispositions jugées nécessaires à cette fin.

Elle peut déterminer les rentes et prestations payables à ses employés ou à des tiers, les modalités de paiement desdites rentes et prestations, le taux de contribution de la Société et celui de ses employés ainsi que les autres conditions du droit à ces rentes et prestations.

Ce règlement peut déterminer:

1° que seuls le participant, le bénéficiaire ou leurs mandataires peuvent faire une demande de communication ou de rectification des renseignements contenus au régime;

2° le mode et la fréquence des demandes de communication et de rectification;

3° le délai accordé au responsable de l'accès pour donner suite à une telle demande.

Le présent article s'applique malgré les articles 83, 94 et 98 de la Loi sur l'accès aux documents des organismes publics et sur la protection des renseignements personnels (chapitre A-2.1).

1965 (1^{re} sess.), c. 33, a. 3; 1977, c. 22, a. 56; 1978, c. 41, a. 1; 1987, c. 68, a. 79.

49.1. Le conseil d'administration peut, par règlement, modifier le régime de retraite pour accorder à ceux des membres de la Commission hydroélectrique de Québec nommés entre le 30 juin 1973 et le 1^{er} octobre 1978 et qui cessent de participer au régime de retraite, une rente de retraite immédiate ou différée à leur choix ainsi que les autres avantages prévus dans ce régime de retraite.

1978, c. 41, a. 13.

50. La Société peut, par règlement, prévoir, aux conditions qu'elle y fixe, la participation à ce régime des employés des compagnies dont elle détient 90% des actions soit qu'ils entrent au service de la Société ou qu'ils demeurent au service d'une de ces compagnies.

A cette fin, et pour toutes autres fins de son régime de retraite, la Société peut conclure des ententes avec:

a) chacune de ces compagnies;

b) les compagnies ou sociétés qui assurent les régimes de retraite de ces compagnies ou des coopératives d'électricité dont elle a acquis les biens;

c) les fiduciaires qui administrent les caisses de retraite de ces compagnies;

d) le gouvernement du Canada relativement aux rentes sur l'État.

1965 (1^{re} sess.), c. 33, a. 3; 1978, c. 41, a. 1.

51. La caisse de retraite est constituée et alimentée par les contributions et sommes suivantes:

- a) une contribution de chaque participant et une contribution de son employeur;
- b) les actifs accumulés en vertu du règlement numéro 12 modifié d'Hydro-Québec sous l'autorité de la Loi assurant des pensions aux employés d'Hydro-Québec et de la présente loi;
- c) la Caisse de retraite remise à la Société par Montreal Trust Company, en vertu du paragraphe 10 de l'article 4 de la Loi établissant la Commission hydro-électrique de Québec (1944, chapitre 22);
- d) toute caisse de retraite qui pourra être remise à la caisse de retraite d'Hydro-Québec à la suite d'une entente.

Si la caisse ainsi constituée est ou devient insuffisante pour faire face aux rentes et prestations prévues, la Société doit combler le déficit par une ou plusieurs contributions spéciales dont elle détermine les modalités.

1965 (1^{re} sess.), c. 33, a. 3; 1978, c. 41, a. 1.

52. A même la caisse ainsi constituée, la Société doit:

- a) continuer à verser les rentes de retraite accordées par Montreal Light, Heat & Power Consolidated avant le 15 avril 1944 ou par la Société après cette date en vertu de l'article 17 des règlements de ladite compagnie;
- b) verser les rentes et prestations payables en vertu du régime de retraite d'une compagnie ou d'une coopérative d'électricité au sujet duquel elle a conclu une entente pour la remise de la caisse de ce régime;
- c) verser les rentes et prestations payables en vertu du règlement numéro 12 ou d'un nouveau règlement.

1965 (1^{re} sess.), c. 33, a. 3; 1978, c. 41, a. 1.

53. L'administration du régime de retraite de la Société est confiée à un comité désigné sous le nom de Comité de retraite d'Hydro-Québec.

La composition et les pouvoirs de ce comité sont déterminés par règlement.

Toutefois, seule la Société est chargée, à titre de fiduciaire, de la gestion de la caisse de retraite.

1965 (1^{re} sess.), c. 33, a. 3; 1978, c. 41, a. 1.

54. Les actifs de la caisse de retraite doivent être placés conformément à la Loi sur les régimes complémentaires de retraite (chapitre R-15.1).

1965 (1^{re} sess.), c. 33, a. 3; 1989, c. 38, a. 319.

55. Tout règlement adopté en vertu de la présente section est soumis à la Loi sur les régimes complémentaires de retraite (chapitre R-15.1) et n'entre en vigueur qu'après approbation du gouvernement.

1965 (1^{re} sess.), c. 33, a. 3; 1989, c. 38, a. 319.

56. Toute créance de rente, prestation ou remboursement découlant de la présente section est incessible et insaisissable.

1965 (1^{re} sess.), c. 33, a. 3.

57. Les dispositions de tout règlement adopté en vertu de la présente section et les modifications des régimes de retraite des compagnies dont la Société a acquis 90% des actions et des coopératives d'électricité dont elle a acquis les biens ne doivent pas avoir pour effet de réduire les crédits de rente des participants à l'égard de leur rémunération et de leurs services ou participation avant le 1^{er} janvier 1966, sauf, pour chaque régime, du consentement des deux-tiers des participants.

1965 (1^{re} sess.), c. 33, a. 3; 1978, c. 41, a. 1.

58. Aucune modification des dispositions d'un régime de retraite d'une compagnie ou d'une coopérative d'électricité ne doit avoir pour effet de réduire les crédits de rente des participants à l'égard de leur rémunération et de leurs services ou participation avant la date d'acquisition des actions de la compagnie ou des actifs de la coopérative d'électricité, sauf du consentement des deux-tiers des participants.

1965 (1^{re} sess.), c. 33, a. 3.

59. Dans la présente section, l'expression «crédit de rente» signifie la valeur à un moment donné de la rente et des prestations prévues par un régime de retraite auxquelles un participant a acquis droit.

1965 (1^{re} sess.), c. 33, a. 3.

60. La Société peut conclure une entente avec tout gouvernement, personne morale, société ou autre organisme ayant un régime de retraite, afin de faciliter les mutations réciproques de leurs employés et de déterminer les conditions et modalités de ces mutations aux fins de la retraite.

1965 (1^{re} sess.), c. 33, a. 3; 1978, c. 41, a. 1; 1983, c. 15, a. 32; 1999, c. 40, a. 145.

61. Le règlement numéro 12 modifié adopté en vertu de la Loi assurant des pensions aux employés d'Hydro-Québec est réputé constituer un règlement en vertu de la présente section.

1965 (1^{re} sess.), c. 33, a. 3; 1999, c. 40, a. 145.

SECTION IX.1

POUVOIRS ET RESPONSABILITÉS DU MINISTRE

61.1. Le ministre peut donner des directives sur l'orientation et les objectifs généraux que la Société doit poursuivre.

Ces directives doivent être approuvées par le gouvernement et entrent en vigueur le jour de leur approbation. Une fois approuvées, elles lient la société qui est tenue de s'y conformer.

Toute directive est déposée devant l'Assemblée nationale dans les 15 jours de son approbation par le gouvernement ou, si elle ne siège pas, dans les 15 jours de la reprise de ses travaux.

2006, c. 59, a. 66.

61.2. Le ministre doit, au plus tard tous les 10 ans, faire un rapport au gouvernement sur l'application de la présente loi. Ce rapport doit notamment contenir des recommandations concernant l'actualisation de la mission de la Société.

Le ministre dépose le rapport à l'Assemblée nationale.

2006, c. 59, a. 66.

62. Le ministre est chargé de l'application de la présente loi.

1978, c. 41, a. 14.



La ministre des Ressources naturelles et de la Faune est chargée de l'application de la présente loi. Décret 807-2009 du 23 juin 2009, (2009) 141 G.O. 2, 3229.

SECTION X



Cette section a cessé d'avoir effet le 17 avril 1987.

63. *(Cet article a cessé d'avoir effet le 17 avril 1987).*

1982, c. 21, a. 1; R.-U., 1982, c. 11, ann. B, ptie I, a. 33.

ANNEXE ABROGATIVE

Conformément à l'article 17 de la Loi sur la refonte des lois (chapitre R-3), le chapitre 86 des Statuts refondus, 1964, tel qu'en vigueur au 31 décembre 1977, à l'exception des articles 37a et 37b, est abrogé à compter de l'entrée en vigueur du chapitre H-5 des Lois refondues.

L.R.Q., chapitre R-6.01

LOI SUR LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE**CHAPITRE I**
APPLICATION

1. La présente loi s'applique à la fourniture, au transport et à la distribution d'électricité ainsi qu'à la fourniture, au transport, à la distribution et à l'emmagasinement du gaz naturel livré ou destiné à être livré par canalisation à un consommateur.

Elle s'applique également à toute autre matière énergétique dans la mesure où elle le prévoit.

1996, c. 61, a. 1; 2000, c. 22, a. 1.

2. Dans la présente loi, à moins que le contexte n'indique un sens différent, on entend par:

«contrat d'approvisionnement en électricité»: contrat intervenu entre le distributeur d'électricité et un fournisseur dans le but de satisfaire les besoins en électricité des marchés québécois;

«distributeur d'électricité»: Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité;

«distributeur de gaz naturel»: une personne ou une société qui est titulaire d'un droit exclusif de distribution de gaz naturel ou qui exerce ce droit à titre de locataire, fidéicommissaire, liquidateur, syndic ou à quelque autre titre que ce soit;

«distributeur de produits pétroliers»: quiconque approvisionne un commerçant au détail de produits pétroliers;

«distributeur de vapeur»: quiconque distribue ou fournit, à des fins de chauffage, de la vapeur par canalisation à un consommateur;

«emmagasinement»: toute accumulation de gaz naturel dans un réservoir souterrain ou hors terre;

«énergie»: l'électricité, le gaz naturel, la vapeur, les produits pétroliers et toute autre forme d'énergie, hydraulique, thermique ou autre;

«fournisseur d'électricité»: quiconque étant producteur ou négociant d'électricité fournit de l'électricité;

«fourniture d'électricité»: l'électricité mise à la disposition ou vendue au distributeur d'électricité par un fournisseur ou un représentant;

«gaz naturel»: le méthane à l'état gazeux ou liquide, à l'exception des biogaz et des gaz de synthèse;

«produits pétroliers»: tout mélange d'hydrocarbures utilisé comme carburant, mazout ou lubrifiant, à l'exception des gaz liquéfiés;

«réseau de distribution d'électricité»: l'ensemble des installations destinées à la distribution d'électricité à partir de la sortie des postes de transformation, y compris les lignes de distribution à des tensions de moins de 44 kV ainsi que tout l'appareillage situé entre ces lignes et les points de raccordement aux installations des consommateurs, et, dans le cas des réseaux autonomes de distribution d'électricité du distributeur d'électricité, l'ensemble des ouvrages, des machines, de l'appareillage et des installations servant à produire, transporter et distribuer l'électricité;

«réseau de distribution de gaz naturel»: l'ensemble des conduits, outillages, mécanismes, structures, gazomètres, compteurs et autres dispositifs et accessoires destinés à la fourniture, au transport ou à la livraison du gaz naturel dans un territoire déterminé à l'exclusion de tous les conduits à gaz installés à l'intérieur, en dessous et à la surface extérieure d'une maison, d'une usine, d'un édifice ou d'un bâtiment d'un consommateur;

«réseau de transport d'électricité»: l'ensemble des installations destinées à transporter l'électricité, y compris les transformateurs élévateurs de tension situés aux sites de production, les lignes de transport à des tensions de 44 kV et plus, les postes de transport et de transformation ainsi que toute autre installation de raccordement entre les sites de production et le réseau de distribution;

«réseau municipal ou privé d'électricité»: un réseau d'électricité régi par la Loi sur les systèmes municipaux et les systèmes privés d'électricité (chapitre S-41);

«transporteur d'électricité»: Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité.

Toute fourniture d'électricité par Hydro-Québec au distributeur d'électricité est réputée constituer un contrat d'approvisionnement. Tout service de transport d'électricité par le transporteur d'électricité avec Hydro-Québec est réputé constituer un contrat de service de transport.

1996, c. 61, a. 2; 2000, c. 22, a. 2; 2006, c. 46, a. 28.

2.1. Pour l'application des articles 36 et 44, de la section I du chapitre VI.1, des chapitres VII et VIII et des articles 112 et 114, les réseaux municipaux et privés d'électricité et la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville visée par la Loi sur la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville et abrogeant la Loi pour favoriser l'électrification rurale par l'entremise de coopératives d'électricité (1986, chapitre 21), sont réputés être des distributeurs.

2000, c. 22, a. 3; 2006, c. 46, a. 29.

2.2. Pour l'application des articles 36, 44, 56, du chapitre VIII et de l'article 112, les personnes ou sociétés qui au Québec raffinent, échangent avec un raffineur ou y apportent des produits pétroliers destinés aux marchés québécois sont réputées être des distributeurs.

2001, c. 16, a. 1; 2006, c. 46, a. 30.

3. La présente loi lie le gouvernement, ses ministères et les organismes mandataires de l'État.

1996, c. 61, a. 3; 1999, c. 40, a. 245.

CHAPITRE II **ORGANISATION ET FONCTIONNEMENT DE LA RÉGIE**

SECTION I **INSTITUTION**

4. Est instituée la «Régie de l'énergie».

1996, c. 61, a. 4.

5. Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif.

1996, c. 61, a. 5; 2000, c. 22, a. 4.

6. Le siège de la Régie est situé à l'endroit déterminé par le gouvernement; un avis de l'adresse du siège

est publié à la *Gazette officielle du Québec*. La Régie peut avoir des bureaux à tout autre endroit au Québec.

Elle peut siéger à tout endroit au Québec.

1996, c. 61, a. 6.

SECTION II

COMPOSITION

7. La Régie est composée de sept régisseurs, dont un président et un vice-président, nommés par le gouvernement. Ils exercent leurs fonctions à temps plein.

Le gouvernement peut, lorsque la bonne expédition des affaires le requiert, nommer des régisseurs en surnombre, à temps plein ou à temps partiel.

1996, c. 61, a. 7.

8. Le gouvernement peut établir une procédure de sélection des régisseurs et notamment prévoir la constitution d'un comité de sélection.

Un régisseur peut être nommé de nouveau sans qu'il soit nécessaire de suivre la procédure de sélection établie en vertu du présent article.

1996, c. 61, a. 8.

9. Un régisseur ne peut, sous peine de déchéance de sa charge, avoir un intérêt direct ou indirect dans une entreprise susceptible de mettre en conflit son intérêt personnel et les devoirs de sa charge, sauf si un tel intérêt lui échoit par succession ou donation pourvu qu'il y renonce ou en dispose avec diligence.

1996, c. 61, a. 9.

10. La durée du mandat d'un régisseur est de cinq ans.

Toutefois, la durée du mandat des régisseurs nommés en surnombre est soit fixée par l'acte de nomination sans excéder deux ans, soit déterminée par référence à une mission particulière qui y est précisée.

1996, c. 61, a. 10.

11. Le président de la Régie peut permettre à un régisseur de continuer l'étude d'une demande dont il a été saisi et en décider malgré l'expiration de son mandat. Il est alors, pendant la période nécessaire, considéré comme un régisseur nommé en surnombre.

1996, c. 61, a. 11.

12. Le gouvernement fixe la rémunération, les avantages sociaux et les autres conditions de travail du président, du vice-président et des autres régisseurs.

1996, c. 61, a. 12.

13. Le secrétaire et les autres membres du personnel de la Régie sont nommés selon le plan d'effectifs établi par règlement de la Régie.

Sous réserve des dispositions d'une convention collective, la Régie détermine, par règlement, les normes et barèmes de rémunération, les avantages sociaux et les autres conditions de travail des membres de son personnel conformément aux conditions définies par le gouvernement.

1996, c. 61, a. 13; 2000, c. 8, a. 183.

SECTION III FONCTIONNEMENT

14. Le président coordonne et répartit le travail des régisseurs. Il est responsable de l'administration de la Régie et en dirige le personnel.

1996, c. 61, a. 14.

15. Le vice-président ou le régisseur nommé par le gouvernement exerce les pouvoirs du président lorsque ce dernier est absent ou est empêché d'agir.

1996, c. 61, a. 15.

16. Une demande devant la Régie est étudiée et décidée par trois régisseurs, à l'exception d'une demande visée à l'article 96.

Toutefois, le président peut désigner un régisseur pour étudier et décider seul d'une demande visée:

1° au paragraphe 5° du premier alinéa de l'article 31;

2° au deuxième alinéa de ce même article, mais à l'exclusion d'une demande faite en vertu du premier alinéa de l'article 16 de la Loi sur les systèmes municipaux et les systèmes privés d'électricité (chapitre S-41).

1996, c. 61, a. 16; 1997, c. 83, a. 41; 2000, c. 22, a. 5.

17. Lorsqu'un régisseur est empêché d'agir ou décède avant qu'une décision n'ait été rendue, les deux autres régisseurs peuvent, s'ils sont unanimes, rendre une décision.

Lorsqu'un régisseur désigné pour décider d'une demande est empêché d'agir ou décède avant qu'une décision n'ait été rendue, le président peut, lorsque les participants y consentent, désigner un nouveau régisseur pour prendre connaissance de l'ensemble du dossier, en poursuivre le traitement et rendre une décision. S'il n'y a pas consentement, l'affaire est déferée au président pour qu'elle soit étudiée conformément à l'article 16.

1996, c. 61, a. 17.

18. Une décision de la Régie doit être rendue avec diligence et être motivée; elle fait partie des archives de la Régie qui en transmet sans délai une copie certifiée aux participants et au ministre. De plus, la Régie transmet au ministre, à sa demande, copie de tout document s'y rapportant.

En outre, toute décision rendue par la Régie en vertu de l'article 59 doit être publiée à la *Gazette officielle du Québec*.

1996, c. 61, a. 18.

19. Tout document de la Régie, signé par le président ou par toute autre personne qu'il désigne, est authentique. Il en est de même de toute copie de document de la Régie certifiée conforme par le président ou toute autre personne ainsi désignée.

1996, c. 61, a. 19.

20. La Régie peut édicter des règles de régie interne pour la conduite de ses affaires. Ces règles doivent être approuvées par le gouvernement et entrent en vigueur à la date de leur publication à la *Gazette officielle du Québec* ou à toute autre date ultérieure déterminée par le gouvernement.

1996, c. 61, a. 20.

21. Le secrétaire exerce les mandats que lui confie le président. Il a la garde des dossiers de la Régie.

1996, c. 61, a. 21.

22. La Régie, les régisseurs, le secrétaire et les autres membres du personnel de la Régie ne peuvent être poursuivis en justice en raison d'un acte officiel accompli de bonne foi dans l'exercice de leurs fonctions.

1996, c. 61, a. 22.

23. L'exercice financier de la Régie se termine le 31 mars.

1996, c. 61, a. 23.

24. La Régie transmet au ministre, au plus tard le 30 juin de chaque année, un rapport de ses activités pour l'exercice financier précédent. Ce rapport contient, notamment, un état des demandes faites à la Régie, de ses décisions ainsi que le nombre, la nature et le résultat des enquêtes faites au cours de l'exercice. Il contient en outre tout autre renseignement que le ministre requiert sur les activités de la Régie.

Le ministre dépose ce rapport à l'Assemblée nationale dans les 30 jours de sa réception ou, si elle n'est pas en session, dans les 30 jours de la reprise des travaux.

1996, c. 61, a. 24.

SECTION IV **AUDIENCES PUBLIQUES**

25. La Régie doit tenir une audience publique:

1° lorsqu'elle procède à l'étude d'une demande faite en vertu des articles 48, 65, 78 et 80;

2° lorsqu'elle détermine les éléments compris dans les coûts d'exploitation et fixe un montant en application de l'article 59;

2.1° lorsqu'elle approuve le financement du plan d'ensemble en efficacité énergétique et nouvelles technologies et qu'elle établit le montant annuel prévu au paragraphe 2° de l'article 85.25;

3° lorsque le ministre le requiert sur toute question en matière énergétique.

La Régie peut convoquer une audience publique sur toute question qui relève de sa compétence.

1996, c. 61, a. 25; 2006, c. 46, a. 31.

26. La Régie, avant de tenir une audience publique, donne des instructions écrites dans lesquelles elle fixe la date du dépôt de tous les documents et renseignements pertinents à l'appui des arguments que les participants entendent faire valoir, le lieu et la date de l'audience et toute autre information qu'elle juge nécessaire.

Elle peut décider que les observations et l'argumentation des participants lui seront présentées par écrit.

Elle peut, aux conditions qu'elle détermine, ordonner à un participant de faire publier ces instructions.

1996, c. 61, a. 26.

27. S'il le considère utile et si les circonstances le permettent, le président de la Régie ou tout régisseur désigné par lui peut convoquer les participants à une rencontre préparatoire.

1996, c. 61, a. 27.

28. La rencontre préparatoire a pour objet:

- 1° de définir les questions à débattre lors de l'audience publique et de les clarifier;
- 2° d'évaluer l'opportunité de préciser les positions des participants ainsi que les solutions proposées;
- 3° d'assurer l'échange entre les participants de tout document et renseignement pertinents;
- 4° de planifier le déroulement de l'audience publique;
- 5° d'examiner la possibilité pour les participants de reconnaître certains faits ou d'en faire la démonstration par déclaration sous serment;
- 6° d'examiner toute autre question pouvant simplifier ou accélérer le déroulement de l'audience publique.

1996, c. 61, a. 28.

29. Un procès-verbal de la rencontre préparatoire est dressé, signé par les participants et le président ou le régisseur qui les a convoqués.

Les ententes et décisions qui y sont rapportées gouvernent pour autant le déroulement de l'audience publique, à moins que la Régie, lorsqu'elle entend les participants, ne permette d'y déroger pour prévenir une injustice.

1996, c. 61, a. 29.

30. La Régie peut interdire ou restreindre la divulgation, la publication ou la diffusion de renseignements ou de documents qu'elle indique, si le respect de leur caractère confidentiel ou l'intérêt public le requiert.

1996, c. 61, a. 30.

CHAPITRE III **FONCTIONS ET POUVOIRS**

SECTION I **COMPÉTENCE**

31. La Régie a compétence exclusive pour:

1° fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée par le transporteur d'électricité ou distribuée par le distributeur d'électricité ou ceux auxquels le gaz naturel est fourni, transporté ou livré par un distributeur de gaz naturel ou emmagasiné;

2° surveiller les opérations des titulaires d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants;

2.1° surveiller les opérations du transporteur d'électricité, du distributeur d'électricité ainsi que celles des distributeurs de gaz naturel afin de s'assurer que les consommateurs paient selon un juste tarif;

3° (*paragraphe abrogé*);

4° examiner toute plainte d'un consommateur portant sur l'application d'un tarif ou d'une condition de transport d'électricité par le transporteur d'électricité, de distribution d'électricité par le distributeur d'électricité, les réseaux municipaux ou privés d'électricité ou par la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville et voir à ce que le consommateur paie le tarif qui lui est applicable et soit assujéti aux conditions qui lui sont applicables;

4.1° examiner toute plainte d'un consommateur portant sur l'application d'un tarif ou d'une condition de

fourniture, de transport, de livraison ou d'emmagasiner de gaz naturel par un distributeur de gaz naturel et voir à ce que le consommateur paie le tarif qui lui est applicable et soit assujéti aux conditions qui lui sont applicables;

4.2° établir le montant annuel que chaque distributeur d'énergie doit allouer à des programmes et à des interventions concernant l'efficacité énergétique et les nouvelles technologies énergétiques, incluant ceux qui concernent plus d'une forme d'énergie que l'Agence de l'efficacité énergétique administre;

5° décider de toute autre demande soumise en vertu de la présente loi.

Elle a la même compétence pour décider d'une demande soumise en vertu de l'article 30 de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5), du paragraphe 3° de l'article 12 et des articles 13 et 16 de la Loi sur les systèmes municipaux et privés d'électricité (chapitre S-41), et des articles 2 et 10 de la Loi sur la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville et abrogeant la Loi pour favoriser l'électrification rurale par l'entremise de coopératives d'électricité (Lois du Québec, 1986, chapitre 21).

1996, c. 61, a. 31; 2000, c. 22, a. 6; 2006, c. 46, a. 32.

32. La Régie peut de sa propre initiative ou à la demande d'une personne intéressée:

1° déterminer le taux de rendement du transporteur d'électricité, du distributeur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel;

2° déterminer la méthode d'allocation du coût de service applicable au transporteur d'électricité ou au distributeur d'électricité ou à un distributeur de gaz naturel;

3° énoncer des principes généraux pour la détermination et l'application des tarifs qu'elle fixe;

3.1° déterminer, pour le transporteur d'électricité, le distributeur d'électricité et chaque distributeur de gaz naturel les méthodes comptables et financières qui leur sont applicables;

4° (*paragraphe abrogé*).

1996, c. 61, a. 32; 2000, c. 22, a. 7.

32.1. La Régie peut, conformément à la loi, conclure une entente avec un autre gouvernement ou l'un de ses ministères, une organisation internationale ou un organisme de ce gouvernement ou de cette organisation.

2006, c. 46, a. 33.

33. Avant de rendre une décision qui peut modifier l'utilisation d'un immeuble situé dans une aire retenue pour fins de contrôle ou dans une zone agricole établie suivant la Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles (chapitre P-41.1), la Régie doit obtenir un avis de la Commission de protection du territoire agricole du Québec.

1996, c. 61, a. 33; 1996, c. 26, a. 85.

34. La Régie peut décider en partie seulement d'une demande.

Elle peut rendre toute décision ou ordonnance qu'elle estime propre à sauvegarder les droits des personnes concernées.

1996, c. 61, a. 34.

35. La Régie peut faire les enquêtes nécessaires à l'exercice de ses fonctions et, à ces fins, les régisseurs sont investis des pouvoirs et de l'immunité des commissaires nommés en vertu de la Loi sur les commissions d'enquête (chapitre C-37), sauf du pouvoir d'ordonner l'emprisonnement.

Ils ont en outre tous les pouvoirs nécessaires à l'exercice de leurs fonctions.

1996, c. 61, a. 35.

36. La Régie peut ordonner au transporteur d'électricité ou à tout distributeur d'électricité ou de gaz naturel de payer tout ou partie des dépenses relatives aux questions qui lui sont soumises et à l'exécution de ses décisions ou ordonnances.

Elle peut ordonner au transporteur d'électricité ou à tout distributeur d'électricité ou de gaz naturel et, dans le cas des audiences qu'elle tient en vertu du chapitre VI.2, à tout distributeur d'énergie de verser, tout ou partie des frais, y compris des frais d'experts, aux personnes dont elle juge la participation utile à ses délibérations.

Lorsque l'intérêt public le justifie, la Régie peut payer de tels frais à des groupes de personnes réunis pour participer aux audiences publiques.

1996, c. 61, a. 36; 2000, c. 22, a. 8; 2001, c. 16, a. 2; 2006, c. 46, a. 34.

37. La Régie peut d'office ou sur demande réviser ou révoquer toute décision qu'elle a rendue:

1° lorsqu'est découvert un fait nouveau qui, s'il avait été connu en temps utile, aurait pu justifier une décision différente;

2° lorsqu'une personne intéressée à l'affaire n'a pu, pour des raisons jugées suffisantes, présenter ses observations;

3° lorsqu'un vice de fond ou de procédure est de nature à invalider la décision.

Avant de réviser ou de révoquer une décision, la Régie doit permettre aux personnes concernées de présenter leurs observations.

Dans le cas visé au paragraphe 3°, la décision ne peut être révisée ou révoquée par les régisseurs qui l'ont rendue.

1996, c. 61, a. 37.

38. Une décision entachée d'erreurs d'écriture ou de calcul, ou de quelque autre erreur de forme, peut être rectifiée par la Régie.

1996, c. 61, a. 38.

39. La Régie ou toute personne intéressée peut déposer une copie conforme d'une décision ou d'une ordonnance rendue en vertu de la présente loi au bureau du greffier de la Cour supérieure du district où est situé le siège ou un établissement du distributeur.

Le dépôt de la décision ou de l'ordonnance lui confère alors la même force et le même effet que s'il s'agissait d'un jugement émanant de la Cour supérieure.

1996, c. 61, a. 39; 1999, c. 40, a. 245.

40. Les décisions rendues par la Régie sont sans appel.

1996, c. 61, a. 40.

41. Sauf sur une question de compétence, aucun recours en vertu de l'article 33 du Code de procédure civile (chapitre C-25) ou recours extraordinaire au sens de ce code ne peut être exercé ni aucune injonction accordée contre la Régie ou l'un de ses régisseurs agissant en sa qualité officielle.

Un juge de la Cour d'appel peut, sur requête, annuler sommairement tout acte de procédure pris ou toute

décision rendue à l'encontre des dispositions du premier alinéa.

1996, c. 61, a. 41.

42. La Régie donne son avis au ministre sur toute question qu'il lui soumet en matière énergétique ou, de sa propre initiative, sur toute question qui relève de sa compétence.

1996, c. 61, a. 42.

SECTION II

INSPECTION ET ENQUÊTES

43. Le président de la Régie peut, pour l'application de la présente loi, désigner par écrit, généralement ou spécialement, toute personne pour effectuer une enquête ou une inspection.

1996, c. 61, a. 43.

44. Une personne désignée pour effectuer une inspection peut:

1° entrer à toute heure raisonnable dans l'établissement ou la propriété du transporteur d'électricité, d'une entité visée à l'article 85.3, d'un distributeur ou du coordonnateur de la fiabilité;

2° examiner et tirer copie des livres, registres, comptes, dossiers et autres documents se rapportant à la fourniture, au transport, à la distribution, à l'achat, à la vente, à la consommation de l'énergie ou à l'emmagasinement du gaz naturel;

3° exiger tout renseignement relatif à l'application de la présente loi, ainsi que la production de tout document s'y rapportant.

Toute personne qui a la garde, la possession ou le contrôle de ces livres, registres, comptes, dossiers et autres documents doit, sur demande, en donner communication à la personne désignée et lui en faciliter l'examen.

Sur demande, la personne désignée exerçant les pouvoirs prévus au premier alinéa doit s'identifier et exhiber le document attestant sa qualité.

1996, c. 61, a. 44; 2000, c. 22, a. 9; 2006, c. 46, a. 35; 2010, c. 8, a. 1.

45. Une personne désignée pour effectuer une enquête ou une inspection ne peut être poursuivie en justice en raison d'un acte officiel accompli de bonne foi dans l'exercice de ses fonctions.

1996, c. 61, a. 45.

46. Nul ne peut nuire au travail d'une personne désignée pour effectuer une enquête ou une inspection dans l'exercice de ses fonctions.

1996, c. 61, a. 46.

47. Nul ne peut refuser de fournir un renseignement ou un document exigé en vertu de la présente loi, faire une déclaration fausse ou trompeuse, participer ou consentir à une telle déclaration au cours d'une inspection ou en réponse à un ordre ou à une demande de la Régie.

1996, c. 61, a. 47; 2006, c. 46, a. 36.

CHAPITRE IV

TARIFICATION

48. Sur demande d'une personne intéressée ou de sa propre initiative, la Régie fixe ou modifie les tarifs et

les conditions auxquels l'électricité est transportée par le transporteur d'électricité ou distribuée par le distributeur d'électricité ou ceux auxquels le gaz naturel est fourni, transporté ou livré par un distributeur de gaz naturel ou emmagasiné. Elle peut notamment demander au transporteur d'électricité, au distributeur d'électricité ainsi qu'à un distributeur de gaz naturel de lui soumettre une proposition de modification.

Une demande est accompagnée des documents et des frais prévus par règlement. Le distributeur d'électricité et un distributeur de gaz naturel doivent joindre à une telle demande un document faisant état des impacts d'une hausse tarifaire sur les personnes à faible revenu.

1996, c. 61, a. 48; 2000, c. 22, a. 10; 2006, c. 46, a. 37.

49. Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité ou un tarif de transport, de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel, la Régie doit notamment:

1° établir la base de tarification du transporteur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité ou d'un réseau de distribution de gaz naturel ainsi que des dépenses non amorties de recherche et de développement et de mise en marché, des programmes commerciaux, des frais de premier établissement et du fonds de roulement requis pour l'exploitation de ces réseaux;

2° déterminer les montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service notamment, pour tout tarif, les dépenses afférentes aux programmes commerciaux, et pour un tarif de transport d'électricité, celles afférentes aux contrats de service de transport conclus avec une autre entreprise dans le but de permettre au transporteur d'électricité d'utiliser son propre réseau de transport;

3° permettre un rendement raisonnable sur la base de tarification;

4° favoriser des mesures ou des mécanismes incitatifs afin d'améliorer la performance du transporteur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel et la satisfaction des besoins des consommateurs;

5° s'assurer du respect des ratios financiers;

6° tenir compte des coûts de service, des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs et, pour un tarif de gaz naturel, de la concurrence entre les formes d'énergie et de l'équité entre les classes de tarifs;

7° s'assurer que les tarifs et autres conditions applicables à la prestation du service sont justes et raisonnables;

8° tenir compte des prévisions de vente;

9° tenir compte de la qualité de la prestation du service;

10° tenir compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret;

11° maintenir, sous réserve d'un décret du gouvernement à l'effet contraire, l'uniformité territoriale de la tarification sur l'ensemble du réseau de transport d'électricité.

Lorsqu'elle fixe un tarif de livraison de gaz naturel, la Régie doit également tenir compte du montant total annuel qu'un distributeur de gaz naturel doit allouer à l'efficacité énergétique et aux nouvelles technologies énergétiques.

La Régie peut, pour un consommateur ou une catégorie de consommateurs, fixer un tarif afin de financer les économies d'énergie non rentables pour un distributeur de gaz naturel mais rentables pour ce consommateur ou cette catégorie de consommateurs.

Elle peut également utiliser toute autre méthode qu'elle estime appropriée.

1996, c. 61, a. 49; 2000, c. 22, a. 11; 2006, c. 46, a. 38.

50. La juste valeur des actifs du transporteur d'électricité et d'un distributeur de gaz naturel est calculée sur la base du coût d'origine, soustraction faite de l'amortissement.

1996, c. 61, a. 50; 2000, c. 22, a. 12.

51. Un tarif de transport d'électricité ou un tarif de transport ou de livraison de gaz naturel ne peut prévoir des taux plus élevés ou des conditions plus onéreuses qu'il n'est nécessaire pour permettre, notamment, de couvrir les coûts de capital et d'exploitation, de maintenir la stabilité du transporteur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel et le développement normal d'un réseau de transport ou de distribution, ou d'assurer un rendement raisonnable sur sa base de tarification.

Il en est de même pour l'emmagasiner du gaz naturel par quiconque exploite un réservoir à cette fin dans la mesure où la méthode tarifaire utilisée par la Régie le justifie.

1996, c. 61, a. 51; 2000, c. 22, a. 13.

52. Dans tout tarif de fourniture de gaz naturel, les taux et autres conditions applicables à un consommateur ou une catégorie de consommateurs doivent refléter le coût réel d'acquisition ou toute autre condition d'approvisionnement consentie à un distributeur par des producteurs de gaz naturel ou leurs représentants en considération de la consommation de ce consommateur ou de cette catégorie de consommateurs.

Un tarif peut également refléter tout autre coût inhérent à l'acquisition du gaz naturel par un distributeur.

1996, c. 61, a. 52; 2000, c. 22, a. 14.



Cet article est entré en vigueur le 2 juin 1997 selon qu'il se rapporte au gaz naturel. Décret 714-97 du 28 mai 1997, (1997) 129 G.O. 2, 3329.

52.1. Dans tout tarif qu'elle fixe ou modifie, applicable par le distributeur d'électricité à un consommateur ou une catégorie de consommateurs, la Régie tient compte des coûts de fourniture d'électricité et des frais découlant du tarif de transport supportés par le distributeur d'électricité, des revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et, en y apportant les adaptations nécessaires, des paragraphes 6° à 10° du premier alinéa de l'article 49 ainsi que des deuxième et troisième alinéas de ce même article.

La Régie peut également utiliser toute autre méthode qu'elle estime appropriée lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours. Un tarif de gestion de la consommation désigne un tarif applicable par le distributeur d'électricité, à un consommateur qui le demande, pour lequel le coût de la fourniture est établi en fonction du prix du marché ou dont le service peut être interrompu par ce distributeur.

La tarification doit être uniforme par catégorie de consommateurs sur l'ensemble du réseau de distribution d'électricité, à l'exception toutefois des réseaux autonomes de distribution situés au nord du 53^e parallèle.

La Régie ne peut modifier le tarif d'une catégorie de consommateurs afin d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs applicables à des catégories de consommateurs.

Le quatrième alinéa ne s'applique pas lorsque la Régie fixe ou modifie un tarif de transition pour un consommateur qui passe à une autre catégorie de consommateurs.

2000, c. 22, a. 15; 2006, c. 46, a. 39.

52.2. Les coûts de fourniture d'électricité visés à l'article 52.1 sont établis par la Régie en additionnant le

coût de fourniture de l'électricité patrimoniale et les coûts réels des contrats d'approvisionnement conclus par le distributeur d'électricité pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale, ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112. Ces coûts sont alloués entre les catégories de consommateurs selon leurs caractéristiques de consommation soit leurs facteurs d'utilisation et leurs pertes d'électricité associées aux réseaux de transport et de distribution.

Aux fins du premier alinéa, le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale est établi par l'addition des produits du volume de consommation patrimoniale de chaque catégorie de consommateurs par le coût alloué respectivement à ces catégories de consommateurs en considérant que:

1° le volume de consommation patrimoniale annuelle correspond aux volumes de consommation des marchés québécois jusqu'à concurrence de 165 térawattheures. Ce volume exclut les volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours, ceux alloués aux réseaux autonomes et les volumes approvisionnés à partir de blocs d'énergie déterminés par règlement du gouvernement;

2° le coût alloué à chaque catégorie de consommateurs est établi à partir d'un coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale de 2,79 cents le kilowattheure et correspond:

i. pour l'année 2000, à celui prévu à l'annexe I;

ii. pour les années subséquentes jusqu'à ce que le volume de consommation patrimoniale atteigne 165 térawattheures, à celui déterminé par la Régie sur proposition du distributeur d'électricité en se basant sur l'annexe I, sur l'évolution des catégories tarifaires et sur les caractéristiques de consommation mentionnées au premier alinéa;

iii. pour les années suivantes, à celui fixé par le gouvernement.

Pour les contrats spéciaux conclus en vertu de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5), le coût de fourniture correspond au tarif prévu au contrat déduction faite des coûts de transport et de distribution applicables selon leurs caractéristiques de consommation, et celui-ci n'affecte pas le coût de fourniture du distributeur d'électricité applicable aux autres catégories de consommateurs aux fins de l'article 52.1.

Le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale alloué à chaque catégorie de consommateurs ne peut être modifié que dans les conditions prévues à l'article 24.1 de la Loi sur Hydro-Québec. Le cas échéant, le coût de fourniture d'électricité patrimoniale ainsi modifié est celui que doit par la suite utiliser la Régie dans l'application du présent article.

2000, c. 22, a. 15.

52.3. Les revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité sont établis en tenant compte des dispositions des paragraphes 1° à 10° du premier alinéa de l'article 49, du dernier alinéa de ce même article et des articles 50 et 51, compte tenu des adaptations nécessaires.

2000, c. 22, a. 15.

53. Le transporteur ou le distributeur d'électricité ou un distributeur de gaz naturel ne peut convenir avec un consommateur ou exiger de celui-ci un tarif ou des conditions autres que ceux fixés par la Régie ou par le gouvernement.

Il ne peut discontinuer ou suspendre le service au consommateur pour la raison que ce dernier refuse de payer un montant autre que celui résultant de l'application d'un tarif ou d'une condition fixé par la Régie ou par le gouvernement.

1996, c. 61, a. 53; 2000, c. 22, a. 16.

54. Toute stipulation d'une convention dérogeant à celle d'un tarif fixé par la Régie ou par le gouvernement est sans effet.

1996, c. 61, a. 54; 1999, c. 40, a. 245.

CHAPITRE V

SURVEILLANCE DES PRIX DE LA VAPEUR ET DES PRODUITS PÉTROLIERS

55. La Régie surveille, dans les diverses régions du Québec, les prix des produits pétroliers et ceux de la vapeur fournie ou distribuée par canalisation à des fins de chauffage.

À cette fin, elle peut exercer un pouvoir de surveillance, d'inspection et d'enquête concernant la vente ou la distribution de la vapeur ou des produits pétroliers, les prix, les taxes et les droits qui ont été exigés et payés.

Elle doit également faire enquête lorsque le gouvernement lui en fait la demande et le montant des dépenses qu'elle encourt, pour une telle enquête, est à la charge du gouvernement.

1996, c. 61, a. 55; 2000, c. 22, a. 17.

56. La Régie peut, en tout temps, ordonner à toute personne de lui fournir tout renseignement requis concernant ses ventes ou ses distributions de vapeur ou de produits pétroliers, les prix, les taxes et les droits qui ont été exigés et payés.

Toute personne concernée doit se conformer à l'ordre donné par la Régie.

1996, c. 61, a. 56.

57. La Régie donne, de sa propre initiative ou à la demande du ministre, des avis au gouvernement ou au ministre concernant les prix de la vapeur ou des produits pétroliers.

1996, c. 61, a. 57.

58. La Régie peut, sur demande, renseigner un consommateur sur les prix exigés par un distributeur de vapeur ou de produits pétroliers.

Elle peut sensibiliser ces distributeurs aux besoins et aux demandes des consommateurs.

1996, c. 61, a. 58.

59. Pour l'application de l'article 67 de la Loi sur les produits pétroliers (chapitre P-30.01):

1° la Régie fixe à tous les trois ans un montant, par litre, au titre des coûts d'exploitation que doit supporter un détaillant en essence ou en carburant diesel; elle peut fixer des montants différents selon des régions qu'elle détermine;

2° la Régie apprécie l'opportunité de retirer ou d'inclure ledit montant dans les coûts que doit supporter un détaillant; la Régie précise la période et la zone où sa décision s'applique;

3° la Régie peut déterminer des zones.

Aux fins du paragraphe 1°, les coûts d'exploitation sont les coûts nécessaires et raisonnables pour faire le commerce au détail d'essence ou de carburant diesel de façon efficace.

Dans l'exercice de ses pouvoirs, la Régie doit assurer la protection des intérêts des consommateurs.

1996, c. 61, a. 59; 2000, c. 22, a. 18; 2005, c. 10, a. 72.

CHAPITRE VI

DROIT EXCLUSIF DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ OU DE GAZ NATUREL

SECTION I

ATTRIBUTION D'UN DROIT EXCLUSIF DE DISTRIBUTION

§ 1. — *Distribution d'électricité*

60. Un droit exclusif de distribution d'électricité confère à son titulaire, sur le territoire où il porte et à l'exclusion de quiconque, le droit d'exploiter un réseau de distribution d'électricité.

Ce droit n'empêche pas quiconque de produire et de distribuer sur son réseau l'électricité qu'il consomme ou de distribuer l'électricité produite à partir de biomasse forestière à un consommateur sur un emplacement adjacent au site de production.

1996, c. 61, a. 60; 2000, c. 22, a. 19.

61. Nul ne peut exploiter un réseau de distribution d'électricité sur le territoire d'un titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité.

1996, c. 61, a. 61.

62. Le distributeur d'électricité est titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité sur l'ensemble du territoire du Québec, à l'exclusion des territoires desservis par les réseaux municipaux ou privés d'électricité et par la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville, le 13 mai 1997. Ce droit n'empêche pas le distributeur d'électricité de conclure un contrat d'approvisionnement pour combler des besoins dans un réseau autonome de distribution d'électricité.

Les réseaux municipaux d'électricité et la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville sont également titulaires d'un droit exclusif de distribution d'électricité sur le territoire desservi à cette date par leur réseau de distribution.

Les réseaux privés d'électricité sont titulaires d'un droit exclusif de distribution d'électricité sur le territoire desservi le 13 décembre 2006 par leur réseau de distribution.

Malgré les articles 60 et 61, les titulaires d'un droit exclusif de distribution d'électricité peuvent convenir des modalités de desserte d'un client dans l'un ou l'autre de leurs territoires respectifs.

La présente loi n'empêche pas un titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité de continuer à exploiter ses installations destinées à la distribution d'électricité situées le 13 mai 1997 dans un territoire desservi à cette date par un autre titulaire de droit exclusif de distribution d'électricité.

1996, c. 61, a. 62; 2000, c. 22, a. 20; 2006, c. 46, a. 40.

§ 2. — *Distribution de gaz naturel*

63. Un droit exclusif de distribution de gaz naturel confère à son titulaire, sur le territoire où il porte et à l'exclusion de quiconque, le droit d'exploiter un réseau de distribution de gaz naturel et celui de transporter et de livrer par canalisation le gaz naturel destiné à la consommation.

Un droit exclusif de distribution de gaz naturel ne confère pas le droit exclusif d'acheter, de vendre ou d'emmagasiner le gaz naturel.

1996, c. 61, a. 63.

64. Le gouvernement peut, après avoir pris avis de la Régie, octroyer à une personne ou à une société, aux conditions qu'il détermine, un droit exclusif de distribution de gaz naturel dans le territoire qu'il délimite.

1996, c. 61, a. 64.

65. Une demande de droit exclusif de distribution de gaz naturel doit être faite par écrit, adressée à la Régie et accompagnée des documents et des frais prévus par règlement.

Sur réception d'une demande, la Régie en informe le ministre.

1996, c. 61, a. 65; 2000, c. 22, a. 21.

66. La Régie fait publier un avis de la demande à la *Gazette officielle du Québec* de même que dans un quotidien circulant dans le territoire visé par celle-ci. Cet avis indique:

1° qu'une demande de droit exclusif de distribution de gaz naturel a été adressée à la Régie;

2° qu'il y aura audience publique pour l'examiner;

3° que toute personne intéressée pourra présenter ses observations;

4° le lieu, la date et l'heure de la tenue de l'audience publique.

L'audience ne peut être tenue avant l'expiration de 30 jours suivant la date de la dernière publication.

1996, c. 61, a. 66.

67. Après la tenue de l'audience publique, la Régie donne son avis au gouvernement sur la demande de droit exclusif de distribution de gaz naturel.

1996, c. 61, a. 67.

68. Un droit exclusif de distribution de gaz naturel peut être octroyé pour au plus 30 ans. Ce droit peut être renouvelé aux conditions déterminées par le gouvernement.

1996, c. 61, a. 68.

69. Après avoir pris l'avis de la Régie, le gouvernement peut en tout temps, lorsque l'intérêt public le requiert, modifier ou révoquer un droit exclusif de distribution de gaz naturel.

1996, c. 61, a. 69.

70. Le ministre donne avis à la *Gazette officielle du Québec* de l'octroi, du renouvellement, de la modification ou de la révocation d'un droit exclusif de distribution de gaz naturel.

1996, c. 61, a. 70.

71. Nul ne peut exploiter un réseau de distribution de gaz naturel s'il n'est titulaire d'un droit exclusif de distribution à cette fin.

1996, c. 61, a. 71.

SECTION II

OBLIGATIONS DU TRANSPORTEUR D'ÉLECTRICITÉ ET DES DISTRIBUTEURS

72. À l'exception des réseaux privés d'électricité, tout titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie, suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par règlement de celle-ci, un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois après application des mesures d'efficacité énergétique qu'il propose. Le plan doit tenir compte des risques découlant des choix des sources d'approvisionnement propres à chacun des titulaires ainsi que, pour une source particulière d'approvisionnement en électricité, du bloc d'énergie établi par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112.

Pour l'approbation des plans, la Régie tient compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret.

1996, c. 61, a. 72; 2000, c. 22, a. 23; 2006, c. 46, a. 41.

73. Le transporteur d'électricité, le distributeur d'électricité et les distributeurs de gaz naturel doivent obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, pour:

- 1° acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport ou à la distribution;
- 2° étendre, modifier ou changer l'utilisation de leur réseau de transport ou de distribution;
- 3° cesser ou interrompre leurs opérations;
- 4° effectuer une restructuration de leurs activités ayant pour effet d'en soustraire une partie de l'application de la présente loi.

Dans l'examen d'une demande d'autorisation, la Régie tient compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret et, dans le cas d'une demande visée au paragraphe 1°, tient compte le cas échéant:

- 1° des prévisions de vente du distributeur d'électricité ou des distributeurs de gaz naturel et de leur obligation de distribuer;
- 2° des engagements contractuels des consommateurs du service de transport d'électricité et, le cas échéant, de leurs contributions financières à l'acquisition ou à la construction d'actifs de transport et de la faisabilité économique de ce projet.

L'obtention d'une autorisation en application du présent article ne dispense pas de demander une autorisation par ailleurs exigée en vertu d'une loi.

1996, c. 61, a. 73; 2000, c. 22, a. 24.

73.1. Le transporteur d'électricité doit soumettre à l'approbation de la Régie les exigences techniques de raccordement à son réseau. Si elle le considère utile pour les fins de l'article 85.17, la Régie peut demander à un propriétaire ou exploitant visé à l'article 85.14 de lui soumettre pour approbation les exigences techniques de raccordement à leurs réseaux respectifs.

2000, c. 22, a. 25; 2006, c. 46, a. 42.

74. Le distributeur d'électricité ou tout distributeur de gaz naturel doit soumettre à l'approbation de la Régie leurs programmes commerciaux.

Dans un territoire desservi par un réseau autonome de distribution d'électricité, le distributeur d'électricité peut également soumettre à l'approbation de la Régie des programmes commerciaux visant d'autres formes d'énergie afin d'assurer que les consommateurs de ce territoire bénéficient d'un approvisionnement en énergie leur permettant un traitement équitable par rapport à tout autre consommateur d'électricité distribuée par le distributeur d'électricité pour le chauffage résidentiel et le chauffage de l'eau.

Lorsqu'elle étudie une demande visée au présent article, la Régie doit notamment tenir compte de l'évolution des pratiques commerciales et de la rentabilité des programmes commerciaux en considérant leurs impacts sur les tarifs du distributeur.

1996, c. 61, a. 74; 2000, c. 22, a. 26.

74.1. Afin d'assurer le traitement équitable et impartial des fournisseurs participant à un appel d'offres, le distributeur d'électricité doit établir et soumettre à l'approbation de la Régie, qui doit se prononcer dans les 90 jours, une procédure d'appel d'offres et d'octroi, ainsi qu'un code d'éthique portant sur la gestion des appels d'offres applicables aux contrats d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale, ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112.

La procédure d'appel d'offres et d'octroi doit notamment:

1° permettre par la diffusion de l'appel d'offres dans un délai adéquat, la participation de tout fournisseur intéressé;

2° accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'à des projets d'efficacité énergétique, à moins que l'appel d'offres ne prévoise que la totalité ou une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement;

3° favoriser l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées, en tenant compte du coût de transport applicable et, dans le cas où l'appel d'offres prévoit que la totalité ou une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie, en tenant compte du prix maximal tel qu'établi par règlement du gouvernement;

4° permettre qu'un appel d'offres puisse être satisfait par plus d'un contrat d'approvisionnement, auquel cas le fournisseur qui permet d'atteindre la quantité d'électricité demandée peut être invité à diminuer la quantité d'électricité qu'il a lui-même offerte, sans toutefois en modifier le prix unitaire.

Tout projet d'efficacité énergétique, visé par un appel d'offres en vertu du paragraphe 2° du deuxième alinéa, doit satisfaire aux exigences de stabilité, de durabilité et de fiabilité applicables aux sources d'approvisionnement conventionnelles.

La Régie peut dispenser le distributeur d'électricité de recourir à l'appel d'offres pour des contrats de court terme ou en cas d'urgence des besoins à satisfaire.

Pour l'application du présent article, le promoteur d'un projet d'efficacité énergétique est considéré comme un fournisseur d'électricité.

2000, c. 22, a. 27; 2006, c. 46, a. 43.

74.2. La Régie surveille l'application de la procédure d'appel d'offres et d'octroi ainsi que du code d'éthique, prévus à l'article 74.1, et examine si ceux-ci ont été respectés. À cette fin, elle peut exiger tout document ou renseignement utile. La Régie fait rapport de ses constatations au distributeur d'électricité et au fournisseur choisi.

Le distributeur d'électricité ne peut conclure un contrat d'approvisionnement en électricité sans obtenir l'approbation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement.

2000, c. 22, a. 27.

74.3. Malgré les articles 74.1 et 74.2, le distributeur d'électricité peut, dans le cadre d'un programme d'achat d'électricité provenant d'une source d'énergie renouvelable dont les modalités ont été approuvées par la Régie, acheter de l'électricité d'un client dont la production excède sa propre consommation ou d'un producteur, sans être tenu à la procédure d'appel d'offres.

Le présent article ne s'applique qu'à l'égard de l'électricité produite à partir d'une installation dont la capacité maximale de production est fixée par règlement du gouvernement.

2006, c. 46, a. 44.

75. Le transporteur ou le distributeur d'électricité ou un distributeur de gaz naturel doit, chaque année, à l'époque fixée par la Régie, fournir à cette dernière un rapport comprenant les renseignements suivants:

1° son nom;

2° dans le cas d'une société qui exploite une entreprise, son capital social, les diverses émissions de titres faites depuis l'établissement de l'entreprise ou depuis le dernier rapport et les noms des administrateurs;

3° son actif, son passif, ses dépenses et ses revenus de l'année;

4° les prix et taux exigés au cours de l'année;

5° tout autre renseignement que peut exiger la Régie.

1996, c. 61, a. 75; 2000, c. 22, a. 28.

76. Le distributeur d'électricité, les réseaux municipaux d'électricité et la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville sont tenus de distribuer l'électricité à toute personne qui le demande dans le territoire où s'exerce leur droit exclusif.

La Régie peut, à la demande d'un consommateur ou du distributeur d'électricité, d'un réseau municipal d'électricité ou de la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville, dispenser ces derniers de donner suite à une demande faite en vertu du présent article seulement si le service peut être satisfait de façon et à des conditions équivalentes par une autre source d'énergie, si elle est d'avis que les coûts inhérents au service demandé ne seront pas supportés par ce consommateur.

1996, c. 61, a. 76; 2000, c. 22, a. 29.

76.1. Un réseau privé d'électricité est tenu de distribuer l'électricité à toute personne desservie par le réseau à moins qu'une entente de distribution, avec le distributeur d'électricité concernant le transfert d'une partie ou de la totalité de la charge d'un client au distributeur, ne soit intervenue.

Le présent article ne s'applique pas à un réseau privé dont le client a convenu, avant le 13 décembre 2006, d'une entente avec le distributeur d'électricité pour le transfert de sa charge.

2006, c. 46, a. 45.

76.2. Le titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité ne peut, entre le 1^{er} décembre et le 31 mars, interrompre la livraison d'électricité à la résidence principale d'un client qui y habite et dont le système de chauffage requiert l'électricité, au motif que le client n'a pas payé sa facture à échéance ou ne s'est pas conformé aux conditions d'une entente de paiement. Les dispositions des conditions de service du distributeur d'électricité, relatives à cette matière, s'appliquent à tout titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité compte tenu des adaptations nécessaires.

2006, c. 46, a. 45.

77. Un distributeur de gaz naturel est tenu de fournir et de livrer le gaz naturel à toute personne qui le demande dans le territoire desservi par son réseau de distribution.

Dans ce territoire, il doit en outre recevoir, transporter et livrer au consommateur qui lui en fait la demande, le gaz naturel acquis d'un tiers par ce consommateur et destiné à être consommé par ce dernier ou lorsque la demande est faite par un courtier en gaz naturel agissant en son nom propre, celui d'un producteur ou d'un consommateur.

1996, c. 61, a. 77.

78. Une personne intéressée non desservie par un réseau de distribution de gaz naturel peut demander à la Régie d'ordonner à un distributeur de gaz naturel d'étendre son réseau de distribution dans le territoire où s'exerce son droit exclusif.

Elle peut également demander à la Régie de recommander au gouvernement d'étendre le territoire où s'exerce le droit exclusif d'un distributeur de gaz naturel et d'ordonner à ce distributeur d'étendre son réseau de distribution.

1996, c. 61, a. 78.

79. La Régie peut, à la demande d'un consommateur ou d'un distributeur de gaz naturel, dispenser ce dernier de donner suite à une demande faite en vertu des articles 77 ou 78 si elle est d'avis, notamment, que l'intérêt public le requiert ou que les coûts inhérents au service demandé ne seront pas supportés par ce consommateur.

La Régie peut également dispenser un distributeur de gaz naturel de donner suite à ces demandes, si cela a pour effet de compromettre la rentabilité ou l'efficacité des opérations de son entreprise ou est susceptible de compromettre la sécurité d'approvisionnement d'un autre consommateur.

Lorsque le gaz naturel est utilisé principalement pour le chauffage de bâtiments ou à des fins domestiques, la Régie peut également dispenser un distributeur de donner suite à une demande faite en vertu du deuxième alinéa de l'article 77 si elle est d'avis que les conditions d'approvisionnement dont le consommateur a convenu avec un tiers ne lui assurent pas, compte tenu notamment de ses besoins particuliers et de la disponibilité du gaz naturel, une sécurité d'approvisionnement comparable à celle offerte par un distributeur.

1996, c. 61, a. 79.

80. Nul ne peut aliéner, ni autrement céder une entreprise faisant l'objet d'un droit exclusif de distribution de gaz naturel, ni fusionner une personne morale titulaire d'un tel droit, sans l'autorisation du gouvernement.

Pareille autorisation est également requise pour céder, transférer, échanger ou attribuer des titres d'une personne morale titulaire d'un droit exclusif de distribution de gaz naturel ou faire quelque autre opération sur de tels titres si l'opération a pour effet direct ou indirect de réunir dans une même main ou dans les mains d'un groupe de personnes liées au sens de la Loi sur les impôts (chapitre I-3) des titres ou des droits d'acquérir des titres:

1° permettant d'élire la majorité des administrateurs de cette personne morale, dans le cas de titres dispensés de l'application de la Loi sur les valeurs mobilières (chapitre V-1.1);

2° représentant plus de 20% des titres comportant droit de vote de cette personne morale, dans le cas de titres non dispensés de l'application de cette loi.

Dans le cas où une société est titulaire d'un droit exclusif de distribution de gaz naturel, toute opération sur les parts de cette société doit être autorisée par le gouvernement si elle a pour effet de réunir dans une même main ou entre les mains d'un groupe de personnes liées au sens de la Loi sur les impôts des parts ou des droits d'acquérir des parts de cette société représentant plus de 50% de son capital social ou, dans le cas d'une société en commandite, des parts permettant d'agir comme commandité.

Avant de décider d'une demande visée au présent article, le gouvernement prend avis de la Régie.

Toute personne intéressée peut s'adresser au tribunal compétent pour faire prononcer la nullité d'un acte en contravention du présent article.

Le présent article vise également les réseaux municipaux et privés d'électricité et la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville.

1996, c. 61, a. 80; 2000, c. 22, a. 30; 2006, c. 46, a. 46.

81. Lorsqu'un distributeur de gaz naturel est approvisionné en gaz naturel par un fournisseur qui a un intérêt direct ou indirect dans son entreprise, il doit soumettre le contrat d'approvisionnement à l'approbation de la Régie.

Il en est de même dans le cas où le distributeur de gaz naturel a un intérêt direct ou indirect dans l'entreprise du fournisseur.

1996, c. 61, a. 81.

82. Un distributeur de gaz naturel est autorisé à exercer, sur le territoire où porte son droit exclusif de

distribution, les pouvoirs relatifs à la vente et la location d'appareils et compteurs, aux travaux dans les rues, chemins et places publics, l'interruption du service et le pouvoir d'entrer sur la propriété privée énoncés, en ce qui concerne le gaz naturel, dans les dispositions des articles 63 à 71 et 73 à 76 de la Loi sur les compagnies de gaz, d'eau et d'électricité (chapitre C-44), sous réserve des restrictions, conditions et obligations spécifiées dans ces articles.

Il peut exercer les mêmes pouvoirs, sous réserve des mêmes restrictions, conditions et obligations, pour la construction de gazoducs devant servir à la fourniture, au transport et à la livraison de gaz naturel à ses clients dans le territoire pour lequel le droit exclusif de distribution lui a été octroyé, que ces gazoducs soient, en totalité ou en partie, construits à l'intérieur ou en dehors de ce territoire.

1996, c. 61, a. 82.

83. Un distributeur de gaz naturel peut acquérir, de gré à gré ou par expropriation, tout droit de passage, servitude ou immeuble requis pour la fourniture, le transport, la livraison ou l'emménagement hors terre de gaz naturel, ainsi que pour l'installation d'une conduite jusqu'au site d'emménagement d'un tiers du gaz naturel dans le territoire pour lequel le droit exclusif de distribution lui a été octroyé.

1996, c. 61, a. 83.

84. L'installation de tuyaux, conduits, dépendances, appareils ou autres ouvrages par un distributeur de gaz naturel dessous ou le long de tout chemin public, cours d'eau ou toute rue, ruelle ou autre place publique du territoire d'une municipalité s'effectue selon les conditions convenues entre les parties ou, à défaut d'entente, aux conditions fixées par la Régie.

Tout préposé du distributeur de gaz naturel peut pénétrer, à toute heure raisonnable, sur tout immeuble pour effectuer ces installations ou pour les réparer et faire tous les travaux requis à cette fin, à charge de payer tout préjudice qui pourrait être causé.

1996, c. 61, a. 84; 1999, c. 40, a. 245.

85. Les articles 87, 89 et 94 de la Loi sur les compagnies de gaz, d'eau et d'électricité (chapitre C-44) relatifs au raccordement illégal, aux dommages aux compteurs et aux appareils exempts de saisie s'appliquent en faveur d'un distributeur de gaz naturel.

1996, c. 61, a. 85.

85.1. Tout distributeur mentionné à l'article 2.1 doit déposer auprès de la Régie, au plus tard le 31 mars de chaque année, une déclaration d'enregistrement indiquant le lieu de chaque établissement.

2000, c. 22, a. 31; 2006, c. 46, a. 47.

CHAPITRE VI.1

TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

SECTION I

NORMES DE FIABILITÉ

85.2. La Régie s'assure que le transport d'électricité au Québec s'effectue conformément aux normes de fiabilité qu'elle adopte.

2006, c. 46, a. 48.

85.3. Sont visés par la présente section:

1° un propriétaire ou exploitant d'une installation d'une tension de 44 kV et plus raccordée à un réseau de transport d'électricité;

2° un propriétaire ou exploitant d'un réseau de transport d'électricité;

3° un propriétaire ou exploitant d'une installation de production d'une puissance d'au moins 50 mégavolts ampères (MVA), raccordée à un réseau de transport d'électricité;

4° un distributeur dont la puissance de pointe dépasse 25 mégawatts (MW) et dont les installations sont raccordées à un réseau de transport d'électricité;

5° une personne qui utilise un réseau de transport d'électricité en vertu d'une convention de service de transport d'électricité intervenue avec le transporteur d'électricité ou avec tout autre transporteur au Québec.

2006, c. 46, a. 48; 2010, c. 8, a. 2.

85.4. La Régie peut, avec l'autorisation du gouvernement, conclure une entente avec un organisme qui lui démontre son expertise dans les domaines de l'établissement ou de la surveillance de l'application des normes de fiabilité du transport d'électricité notamment pour:

1° le développement des normes de fiabilité du transport d'électricité applicables au Québec;

2° effectuer des inspections ou des enquêtes prévues à la section II du chapitre III, dans le cadre de plans visant à surveiller l'application des normes de fiabilité;

3° lui fournir des avis ou des recommandations.

L'entente doit indiquer la méthode d'établissement de la rémunération et les modalités de paiement pour la réalisation de ses objets.

2006, c. 46, a. 48.

85.5. La Régie désigne, aux conditions qu'elle détermine, le coordonnateur de la fiabilité au Québec.

2006, c. 46, a. 48.

85.6. Le coordonnateur de la fiabilité doit déposer à la Régie:

1° les normes de fiabilité proposées par un organisme ayant conclu l'entente visée à l'article 85.4 ainsi que toute variante ou autre norme que le coordonnateur de la fiabilité estime nécessaire;

2° une évaluation de la pertinence et des impacts des normes déposées;

3° l'identification de toute entité visée à l'article 85.3.

2006, c. 46, a. 48; 2010, c. 8, a. 3.

85.7. La Régie peut demander au coordonnateur de la fiabilité de modifier une norme déposée ou d'en soumettre une nouvelle, aux conditions qu'elle indique. Elle adopte des normes de fiabilité et fixe la date de leur entrée en vigueur.

Les normes de fiabilité peuvent:

1° prévoir, sous réserve de l'article 85.10, une grille de sanctions y compris des sanctions pécuniaires applicables en cas de contravention;

2° rendre applicables par renvoi des normes de fiabilité établies par un organisme de normalisation avec lequel une entente a été conclue.

2006, c. 46, a. 48.

85.8. Le coordonnateur de la fiabilité soumet à la Régie un guide faisant état de critères à prendre en considération dans la détermination d'une sanction, en cas de contravention à une norme de fiabilité.

2006, c. 46, a. 48.

85.9. Si un organisme mandaté par la Régie en vertu d'une entente visée à l'article 85.4 considère qu'une entité visée par une norme de fiabilité ne s'y conforme pas, il doit lui donner l'occasion de soumettre ses observations dans un délai d'au moins 20 jours. L'organisme fait ensuite rapport à la Régie de ses constatations et peut recommander l'imposition d'une sanction.

2006, c. 46, a. 48.

85.10. Après avoir donné à l'entité visée à l'article 85.9 l'occasion de se faire entendre, la Régie détermine s'il y a eu contravention à une norme de fiabilité et, le cas échéant, elle impose une sanction qui ne peut excéder 500 000 \$ par jour et en fixe le délai de paiement.

Une sanction visée au premier alinéa peut comprendre notamment la transmission d'une lettre de réprimande rendue publique par un moyen approprié ou l'imposition de conditions par la Régie à l'exercice de certaines activités.

2006, c. 46, a. 48.

85.11. Les montants de sanctions pécuniaires, perçus par la Régie, sont versés dans un compte distinct aux fins de s'assurer de la fiabilité du transport d'électricité.

2006, c. 46, a. 48.

85.12. La Régie peut, aux conditions qu'elle fixe, ordonner à une entité ayant contrevenu à une norme de fiabilité d'appliquer un plan de redressement dans les délais qu'elle peut déterminer.

2006, c. 46, a. 48.

85.12.1. Lorsqu'une inspection ou une enquête révèle qu'une entité ne se conforme pas à une norme de fiabilité et que cela compromet sérieusement la fiabilité du transport d'électricité, la Régie peut ordonner que des mesures soient prises sur-le-champ ou dans le délai qu'elle indique pour corriger la situation.

2010, c. 8, a. 5.

85.13. Le coordonnateur de la fiabilité:

1° doit déposer à la Régie, pour approbation, un registre identifiant les entités visées par les normes de fiabilité adoptées par la Régie;

2° remplit les fonctions qui lui sont dévolues en vertu d'une norme de fiabilité adoptée par la Régie;

3° peut, en vertu d'une norme adoptée par la Régie, donner des directives d'exploitation.

2006, c. 46, a. 48; 2010, c. 8, a. 6.

SECTION II

CONTRAT DE SERVICE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

85.14. Pour l'application de la présente section, un «transporteur auxiliaire» désigne le propriétaire ou l'exploitant d'un réseau de transport d'électricité ou d'une installation d'une tension de 44 kV et plus raccordé au réseau du transporteur d'électricité, apte à fournir un service de transport à un tiers.

2006, c. 46, a. 48.

85.15. À la demande du transporteur d'électricité, tout transporteur auxiliaire est tenu de négocier avec lui les conditions d'un contrat de service de transport d'électricité.

Ce contrat est soumis à la Régie pour approbation.

2006, c. 46, a. 48.

85.16. À défaut d'entente entre le transporteur d'électricité et le transporteur auxiliaire, l'une des parties intéressées peut demander à la Régie de fixer les conditions d'un contrat de service de transport d'électricité.

2006, c. 46, a. 48.

85.17. Lorsque la Régie décide de ne pas approuver un contrat de service de transport d'électricité ou si une partie intéressée lui en fait la demande en vertu de l'article 85.16, la Régie fixe les conditions du contrat qu'elle estime justes et raisonnables.

Dans l'établissement des coûts que le transporteur auxiliaire a droit de récupérer, la Régie tient compte du premier alinéa ou du quatrième alinéa de l'article 49 ou de ces deux dispositions.

2006, c. 46, a. 48.

85.18. Une décision rendue en vertu de l'article 85.17 est exécutoire à la date qui y est indiquée et lie les parties jusqu'à ce que, à la demande de l'une d'elles et après avoir donné à tout consommateur intéressé l'occasion de présenter des observations, la Régie juge à propos d'y mettre fin ou de la modifier.

2006, c. 46, a. 48.

SECTION III

ACCÈS AUX INSTALLATIONS DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

85.19. Pour l'application de la présente section, un «transporteur accessible» désigne le propriétaire ou l'exploitant d'une installation d'une tension de 44 kV et plus ainsi que le propriétaire ou l'exploitant d'un réseau de transport d'électricité.

2006, c. 46, a. 48.

85.20. Une demande de raccordement aux installations d'un transporteur accessible ou du transporteur d'électricité doit être soumise au transporteur d'électricité conformément à ses tarifs et conditions de service de transport.

2006, c. 46, a. 48.

85.21. À la suite d'une demande de raccordement, le transporteur d'électricité procède conjointement avec le transporteur accessible à une analyse économique et financière des propositions de raccordement qu'il soumet à la Régie.

2006, c. 46, a. 48.

85.22. Le transporteur d'électricité doit obtenir de la Régie l'autorisation prévue à l'article 73 pour le raccordement retenu.

2006, c. 46, a. 48.

85.23. Si le raccordement autorisé par la Régie comporte le raccordement aux installations du transporteur accessible, ce dernier est tenu d'en accorder le libre accès et de négocier une entente à cette fin avec le transporteur d'électricité conformément à la section II du présent chapitre.

2006, c. 46, a. 48.

CHAPITRE VI.2

PLAN D'ENSEMBLE EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET NOUVELLES TECHNOLOGIES

85.24. Les termes et expressions définis à l'article 0.1 de la Loi sur l'Agence de l'efficacité énergétique (chapitre A-7.001) s'appliquent au présent chapitre.

2006, c. 46, a. 48.

85.25. Dans le cadre du plan d'ensemble en efficacité énergétique et nouvelles technologies prévu à la Loi sur l'Agence de l'efficacité énergétique (chapitre A-7.001), la Régie:

1° approuve annuellement les montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assurer le financement adéquat du plan d'ensemble et des programmes et des interventions qu'il contient;

2° établit le montant annuel que chaque distributeur d'énergie doit allouer à des programmes et à des interventions concernant l'efficacité énergétique et les nouvelles technologies énergétiques, incluant ceux qui concernent plus d'une forme d'énergie que l'Agence administre;

3° détermine la quote-part annuelle que chaque distributeur d'énergie doit payer à l'Agence en application du règlement pris en vertu du paragraphe 10° de l'article 114;

4° transmet un avis de paiement à chaque distributeur d'énergie et fournit à l'Agence toutes les informations nécessaires à la perception des quotes-parts.

2006, c. 46, a. 48.

85.26. Tout distributeur d'électricité ou de gaz naturel doit soumettre annuellement à la Régie, à la date qu'elle détermine, ses programmes et ses interventions en efficacité énergétique et ceux concernant les nouvelles technologies énergétiques.

L'Agence soumet à la Régie, en même temps qu'elle transmet le plan d'ensemble ou à la date que détermine la Régie, les programmes et les interventions en matière d'efficacité énergétique visant les carburants et les combustibles et ceux qui concernent plus d'une forme d'énergie, ainsi que les programmes et les interventions concernant les nouvelles technologies énergétiques.

2006, c. 46, a. 48.

85.27. Le montant total annuel que chaque distributeur d'énergie doit allouer à l'efficacité énergétique et aux nouvelles technologies énergétiques se compose, pour chaque distributeur d'énergie, des éléments suivants:

1° le coût des programmes et des interventions à réaliser;

2° les frais visés à l'article 36;

3° la quote-part annuelle payable à l'Agence en vertu de l'article 24.2 de la Loi sur l'Agence de l'efficacité énergétique (chapitre A-7.001).

2006, c. 46, a. 48.

85.28. Lorsqu'elle établit le montant annuel pour un distributeur d'électricité ou de gaz naturel, la Régie doit tenir compte de l'impact de ce montant sur les tarifs qu'elle fixe ou, s'il y a lieu, sur les tarifs applicables par ce distributeur.

2006, c. 46, a. 48.

85.29. Lorsqu'elle établit le montant annuel pour un distributeur de carburants et de combustibles, la Régie doit:

1° évaluer l'effet relatif de ce montant sur le prix au litre des carburants et combustibles payé par les consommateurs;

2° établir un montant annuel pour l'essence, le diesel, le propane et le mazout.

2006, c. 46, a. 48.

85.30. Lorsqu'elle approuve le financement des programmes et des interventions concernant l'efficacité énergétique ou les nouvelles technologies énergétiques, la Régie doit notamment s'assurer de l'atteinte des objectifs visés par les programmes et interventions.

2006, c. 46, a. 48.

85.31. Tout distributeur d'énergie doit produire à la Régie, au plus tard le 31 mars de chaque année, une déclaration indiquant, le cas échéant, pour la période couverte par son exercice financier précédent:

1° le volume de gaz naturel ou d'électricité qu'il a distribué;

2° le volume de carburants et de combustibles qu'il a apporté au Québec à des fins autres que la revente;

3° le volume de carburants et de combustibles destiné à la consommation au Québec qu'il a vendu et qu'il a raffiné au Québec ou y a apporté et, s'il y a lieu, le volume qu'il a échangé avec une personne décrite au paragraphe 1° de la définition de l'expression «distributeur de carburants et de combustibles» de l'article 0.1 de la Loi sur l'Agence de l'efficacité énergétique (chapitre A-7.001);

4° tout autre renseignement que la Régie estime nécessaire pour l'application du présent chapitre, selon la forme qu'elle prescrit.

2006, c. 46, a. 48; 2007, c. 19, a. 2.

85.32. La Régie vérifie le rapport de l'Agence sur l'état d'avancement du plan d'ensemble et l'utilisation des sommes reçues en vertu de l'article 24.2 de la Loi sur l'Agence de l'efficacité énergétique (chapitre A-7.001) et lui délivre un rapport de sa vérification.

2006, c. 46, a. 48.

CHAPITRE VI.3

FINANCEMENT DES ACTIONS POUR LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE ET LA LUTTE AUX CHANGEMENTS CLIMATIQUES

85.33. Le présent chapitre s'applique:

1° à tout distributeur de gaz naturel;

2° à toute personne morale ou société qui apporte au Québec des carburants et combustibles à des fins autres que la revente;

3° à tout distributeur de carburants et de combustibles.

Pour l'application du présent chapitre, la personne ou société visée au paragraphe 2° du premier alinéa est réputée être un distributeur.

2006, c. 46, a. 48; 2007, c. 19, a. 3.

85.34. Pour l'application du présent chapitre et de l'article 114, on entend par:

«carburants et combustibles », l'essence, le diesel, le mazout, le propane, le coke de pétrole ou le charbon, à l'exception des carburants utilisés en aviation ou servant à l'alimentation des moteurs de navire, des hydrocarbures utilisés comme matière première par les industries qui transforment les molécules

d'hydrocarbures par des procédés chimiques et pétrochimiques et de la partie renouvelable des carburants et combustibles;

«diesel», un mélange liquide d'hydrocarbures provenant du raffinage du pétrole destiné à alimenter les moteurs diesel;

«distributeur de carburants et de combustibles»:

1° toute personne qui, au Québec, raffine, fabrique, mélange, prépare ou distille des carburants et des combustibles;

2° toute personne qui apporte ou fait apporter au Québec des carburants et des combustibles contenus dans un ou plusieurs réceptacles totalisant plus de 200 litres, autres que ceux contenus dans le réservoir de carburant installé comme équipement normal d'alimentation du moteur d'un véhicule;

3° toute personne qui, au Québec, échange des carburants et combustibles avec une personne décrite au paragraphe 1°;

4° (*paragraphe abrogé*);

«essence», un mélange liquide d'hydrocarbures provenant du raffinage du pétrole employé principalement comme carburant dans les moteurs à allumage commandé;

«mazout», un mélange liquide d'hydrocarbures provenant du raffinage du pétrole et utilisé pour le chauffage domestique, commercial, institutionnel et industriel;

«propane», un mélange liquide d'hydrocarbures provenant du raffinage du pétrole ou du traitement du gaz naturel et utilisé, soit comme carburant dans les moteurs à allumage commandé, soit notamment pour la cuisson ou le chauffage domestique, commercial, institutionnel et industriel.

2006, c. 46, a. 48; 2007, c. 19, a. 4.

85.35. Le gouvernement, pour la période et aux conditions qu'il détermine, fixe l'apport financier global qui doit provenir des distributeurs visés à l'article 85.33 et être consacré à la réduction des émissions de gaz à effet de serre ou à la lutte aux changements climatiques.

2006, c. 46, a. 48; 2009, c. 33, a. 4.

85.36. En tenant compte des cibles de réduction des émissions de gaz à effet de serre fixées en vertu de l'article 46.4 de la Loi sur la qualité de l'environnement (chapitre Q-2) et de l'apport financier global, la Régie établit par règlement:

1° le taux et la méthode de calcul de la redevance annuelle payable par un distributeur en fonction des émissions de dioxyde de carbone (CO₂) que génère la combustion de gaz naturel, de carburants et de combustibles ainsi que le taux d'intérêt sur les sommes dues et les pénalités exigibles en cas de non-paiement;

2° les modalités suivant lesquelles les distributeurs sont tenus de payer la redevance annuelle au Fonds vert institué en vertu de l'article 15.1 de la Loi sur le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (chapitre M-30.001).

2006, c. 46, a. 48; 2009, c. 33, a. 5.

85.37. Tout distributeur visé à l'article 85.33 doit produire à la Régie, à une date qu'elle détermine et selon la forme qu'elle prescrit, une déclaration indiquant, le cas échéant, pour la période couverte par son exercice financier précédent:

1° le volume de gaz naturel qu'il a distribué;

2° le volume de carburants et de combustibles qu'il a apporté au Québec pour les fins mentionnées au

paragraphe 2° de cet article;

3° le volume de carburants et de combustibles destiné à la consommation au Québec qu'il a vendu et qu'il a raffiné au Québec ou y a apporté et, s'il y a lieu, le volume qu'il a échangé avec une personne décrite au paragraphe 1° de la définition de l'expression «distributeur de carburants et de combustibles» de l'article 85.34;

4° tout autre renseignement que la Régie estime nécessaire pour l'application du présent chapitre, selon la forme qu'elle prescrit.

2006, c. 46, a. 48; 2007, c. 19, a. 5.

85.38. La Régie établit le montant que chaque distributeur visé doit payer en application du règlement prévu à l'article 85.36 et elle en donne avis à chacun ainsi qu'au ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs.

Ce ministre perçoit les montants de redevances exigibles et les verse, ainsi que les intérêts et les pénalités le cas échéant, au Fonds vert.

2006, c. 46, a. 48.

85.39. Le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs transmet au gouvernement, au plus tard le 31 juillet de chaque année, dans la forme et selon les modalités fixées le cas échéant par ce dernier, un rapport sur l'utilisation des sommes versées en vertu de l'article 85.38. Une copie de ce rapport est transmise, à la même date, à la Régie.

2006, c. 46, a. 48; 2009, c. 33, a. 7.

CHAPITRE VII

EXAMEN DES PLAINTES DES CONSOMMATEURS

SECTION I

APPLICATION

86. Sont soumises aux dispositions du présent chapitre les plaintes adressées par un consommateur au transporteur ou au distributeur d'électricité, à un réseau municipal ou privé d'électricité, à la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville ou à un distributeur de gaz naturel concernant l'application d'un tarif ou d'une condition de transport ou de distribution d'électricité ou l'application d'un tarif ou d'une condition de fourniture, de transport, de livraison ou d'emménagement de gaz naturel.

1996, c. 61, a. 86; 2000, c. 22, a. 32.

SECTION II

EXAMEN PAR LE TRANSPORTEUR D'ÉLECTRICITÉ ET UN DISTRIBUTEUR

87. Une procédure d'examen des plaintes est établie par le transporteur d'électricité ou tout distributeur.

Cette procédure doit être soumise à la Régie pour approbation.

1996, c. 61, a. 87; 2000, c. 22, a. 34.

88. Dans le délai fixé par la Régie, le transporteur d'électricité ou le distributeur doit publier dans au moins deux journaux circulant dans le territoire qu'il dessert la procédure et préciser l'endroit où les plaintes peuvent être adressées.

1996, c. 61, a. 88; 2000, c. 22, a. 35.

89. Le transporteur d'électricité ou tout distributeur envoie une fois par année à ses clients un feuillet d'information décrivant la procédure et indiquant le recours à la Régie prévu à la section III.

1996, c. 61, a. 89; 2000, c. 22, a. 36.

90. Sur demande, le transporteur d'électricité ou le distributeur assiste les plaignants dans la formulation de leur plainte. Il permet aux plaignants de présenter leurs observations.

Il rejette sommairement les plaintes manifestement mal fondées ou vexatoires.

1996, c. 61, a. 90; 2000, c. 22, a. 37.

91. La décision doit être rendue par écrit et être notifiée au plaignant dans les 60 jours ou tout autre délai approuvé par la Régie. Elle doit être motivée et indiquer le recours à la Régie prévu à la section III.

1996, c. 61, a. 91.

92. Le transporteur d'électricité ou le distributeur peut réexaminer sa décision.

1996, c. 61, a. 92; 2000, c. 22, a. 36.

93. Le transporteur d'électricité ou le distributeur qui fait défaut de transmettre sa décision dans le délai prévu à cette fin est réputé avoir transmis au plaignant une décision négative le jour de l'expiration de ce délai.

1996, c. 61, a. 93; 2000, c. 22, a. 36.

SECTION III **RECOURS À LA RÉGIE**

94. Dans les 30 jours de la date où la décision a été transmise par le transporteur d'électricité ou le distributeur ou est réputée avoir été transmise, le plaignant peut demander à la Régie d'examiner sa plainte, s'il est en désaccord avec la décision rendue par le transporteur d'électricité ou le distributeur.

La Régie peut toutefois procéder à l'examen d'une plainte soumise après l'expiration du délai prévu au premier alinéa si le plaignant n'a pu, pour des motifs sérieux et légitimes, agir plus tôt et qu'il n'en résulte aucun préjudice grave pour le transporteur d'électricité ou le distributeur.

1996, c. 61, a. 94; 2000, c. 22, a. 38.

95. La plainte doit être écrite, motivée et, le cas échéant, accompagnée de la décision.

Le secrétaire de la Régie transmet copie de la plainte au transporteur d'électricité ou au distributeur concerné.

1996, c. 61, a. 95; 2000, c. 22, a. 39.

96. Toute demande faite en vertu de la présente section est examinée par un régisseur agissant seul. Toutefois, lorsque le président l'estime nécessaire, il nomme trois régisseurs.

1996, c. 61, a. 96.

97. Dans les 15 jours de la réception de la copie de la plainte, le transporteur d'électricité ou le distributeur doit transmettre au secrétaire de la Régie le dossier d'examen interne de la plainte.

Le plaignant peut consulter ce dossier au bureau du transporteur d'électricité ou du distributeur où il a adressé sa plainte ou au bureau de la Régie. Il peut, sur paiement des frais de reproduction, en obtenir copie.

1996, c. 61, a. 97; 2000, c. 22, a. 40.

98. Lorsque la Régie examine la plainte, elle vérifie si l'application des tarifs et des conditions de transport ou de distribution d'électricité ou l'application des tarifs et des conditions de fourniture, de transport, de livraison ou d'emmagasinement de gaz naturel a été suivie par le transporteur d'électricité ou le distributeur.

1996, c. 61, a. 98; 1997, c. 93, a. 176; 2000, c. 22, a. 41.

99. La Régie peut refuser ou cesser d'examiner une plainte:

1° si elle a des motifs raisonnables de croire qu'elle est mal fondée, vexatoire ou faite de mauvaise foi ou que son intervention n'est manifestement pas utile;

2° s'il s'est écoulé plus d'un an depuis que le plaignant a eu connaissance des faits qui fondent sa plainte, à moins que le retard ne soit justifié par des circonstances exceptionnelles.

Lorsqu'elle refuse ou cesse d'examiner une plainte, la Régie informe par écrit le plaignant et le transporteur d'électricité ou le distributeur des motifs de sa décision.

1996, c. 61, a. 99; 2000, c. 22, a. 42.

100. Toute personne doit fournir à la Régie les renseignements qu'elle requiert pour l'examen de la plainte et assister à toute rencontre à laquelle elle est convoquée.

1996, c. 61, a. 100.

100.1. Si elle le considère utile et que les circonstances le permettent, la Régie peut, avec le consentement du plaignant et du transporteur d'électricité ou du distributeur, suspendre l'examen d'une plainte pour une période n'excédant pas 30 jours afin de permettre la tenue d'une séance de conciliation.

Le conciliateur est choisi par le président parmi les membres du personnel de la Régie.

Tout accord est constaté par écrit et signé par le conciliateur, le plaignant et, selon le cas, le transporteur d'électricité ou le distributeur. L'accord lie le plaignant et, selon le cas, le transporteur d'électricité ou le distributeur.

2000, c. 22, a. 43.

100.2. À moins que le plaignant et, selon le cas, le transporteur d'électricité ou le distributeur n'y consentent, rien de ce qui a été dit ou écrit au cours d'une séance de conciliation n'est recevable en preuve devant un tribunal judiciaire ou la Régie. Ils doivent en être informés par le régisseur qui a décidé de suspendre l'examen.

2000, c. 22, a. 43.

100.3. Le conciliateur ne peut être contraint de divulguer ce qui lui a été révélé ou ce dont il a eu connaissance dans l'exercice de ses fonctions, ni de produire un document confectionné ou obtenu dans cet exercice devant un tribunal judiciaire ou devant toute autre instance.

Malgré l'article 9 de la Loi sur l'accès aux documents des organismes publics et sur la protection des renseignements personnels (chapitre A-2.1), nul n'a droit d'accès à un document contenu dans le dossier de conciliation.

2000, c. 22, a. 43.

101. Lorsque la Régie considère la plainte fondée, elle ordonne au transporteur d'électricité ou au distributeur d'appliquer, dans le délai qu'elle fixe, les mesures qu'elle détermine concernant l'application des tarifs et des conditions; elle peut également en établir la date d'application.

1996, c. 61, a. 101; 2000, c. 22, a. 44.

CHAPITRE VIII FINANCEMENT

102. Tout distributeur, y compris un distributeur d'énergie auquel s'applique le chapitre VI.2, une personne visée à l'article 85.33 et tout propriétaire ou exploitant visé au paragraphe 2° de l'article 85.3, doit payer à la Régie une redevance annuelle dont le taux et les modalités de paiement sont prévus par règlement du gouvernement.

Le transporteur d'électricité doit payer à la Régie une redevance annuelle dont le taux ainsi que les modalités de paiement sont prévus par règlement du gouvernement.

L'article 85.38 et le présent article s'appliquent à Hydro-Québec malgré l'article 16 de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5).

1996, c. 61, a. 102; 2000, c. 22, a. 45; 2006, c. 46, a. 49.

103. La Régie perçoit les frais fixés par règlement du gouvernement payables pour l'étude d'une demande selon les modalités qui y sont prévues.

1996, c. 61, a. 103; 2000, c. 22, a. 46.

104. Les frais d'étude et d'enregistrement et les redevances payées à la Régie font partie de ses revenus.

1996, c. 61, a. 104; 2000, c. 22, a. 47.

105. Ces montants sont, au fur et à mesure de leur perception, déposés dans une banque ou une coopérative de services financiers régie par la Loi sur les coopératives de services financiers (chapitre C-67.3).

1996, c. 61, a. 105; 2000, c. 29, a. 668.

105.1. Le gouvernement peut, aux conditions et selon les modalités qu'il détermine, autoriser le ministre des Finances à avancer à la Régie tout montant jugé nécessaire à la poursuite de sa mission.

Les sommes requises sont prélevées sur le fonds consolidé du revenu.

1997, c. 55, a. 32.

106. Le président de la Régie soumet chaque année au ministre les prévisions budgétaires de la Régie pour l'exercice financier suivant, selon la forme, la teneur et à l'époque déterminées par le gouvernement.

Les prévisions sont soumises à l'approbation du gouvernement.

1996, c. 61, a. 106.

107. Un exercice financier ne peut comporter de déficit cumulé.

L'excédent des revenus sur les dépenses, pour un exercice financier, est reporté sur le budget annuel subséquent.

1996, c. 61, a. 107; 2000, c. 22, a. 48.

108. La Régie tient des comptes distincts pour le transporteur d'électricité et pour chaque distributeur.

1996, c. 61, a. 108; 2000, c. 22, a. 49.

109. Les livres et comptes de la Régie sont vérifiés chaque année par le vérificateur général et, en outre, chaque fois que le décrète le gouvernement.

1996, c. 61, a. 109.

CHAPITRE IX **DIRECTIVES ET RÈGLEMENTS**

SECTION I **DIRECTIVES**

110. Le ministre peut donner à la Régie des directives sur l'orientation et les objectifs généraux à poursuivre.

1996, c. 61, a. 110.

111. Ces directives doivent être approuvées par le gouvernement et entrent en vigueur le jour de leur approbation. Une fois approuvées, elles lient la Régie qui est tenue de s'y conformer.

Toute directive doit être déposée devant l'Assemblée nationale dans les 15 jours de son approbation par le gouvernement ou, si elle n'est pas en session, dans les 15 jours de la reprise de ses travaux.

1996, c. 61, a. 111.

SECTION II **RÈGLEMENTS**

112. Le gouvernement peut déterminer par règlement:

1° les montants des frais d'enregistrement et les taux de la redevance annuels payables à la Régie par le transporteur d'électricité, par un propriétaire ou exploitant visé au paragraphe 2° de l'article 85.3, par une personne visée à l'article 85.33 ou par un distributeur, y compris un distributeur d'énergie auquel s'applique le chapitre VI.2, ainsi que leurs modalités de paiement, le taux d'intérêt sur les sommes dues et les pénalités exigibles en cas de non-paiement;

2° les frais payables pour l'étude d'une demande soumise à la Régie;

2.1° pour une source particulière d'approvisionnement en électricité, le bloc d'énergie et son prix maximal établis aux fins de l'établissement du coût de fourniture de l'électricité visé à l'article 52.2 ou du plan d'approvisionnement prévu à l'article 72 ou de l'appel d'offres du distributeur d'électricité prévu à l'article 74.1;

2.2° déterminer les délais suivant lesquels le distributeur d'électricité doit procéder à un appel d'offres prévu à l'article 74.1;

2.3° la capacité maximale de production visée à l'article 74.3 pouvant varier selon les sources d'énergie renouvelable ou en fonction des catégories de clients ou de producteurs qu'il prévoit;

3° les dispositions d'un règlement adopté en vertu du présent article et de l'article 114 dont la violation constitue une infraction.

Les montants des frais, les taux, les modalités, le bloc d'énergie et le prix maximal visés aux paragraphes 1°, 2° et 2.1° du premier alinéa peuvent notamment varier selon le transporteur d'électricité, les catégories de propriétaires ou exploitants visés au paragraphe 2° de l'article 85.3, les distributeurs ou catégories de distributeurs ou de consommateurs. Le règlement peut aussi exclure le transporteur d'électricité, une catégorie de propriétaires ou exploitants visés au paragraphe 2° de l'article 85.3, un distributeur ou une catégorie de distributeurs ou de consommateurs et, dans le cas d'un distributeur de produits pétroliers, l'exclure également en fonction des volumes d'essence ou de carburant diesel destinés aux marchés québécois qu'il raffine, échange avec un raffineur ou apporte au Québec.

Le montant de la pénalité que peut déterminer le gouvernement en vertu du paragraphe 1° du premier alinéa ne peut excéder 15% du montant qui devait être payé.

Un règlement peut prévoir que la participation à l'appel d'offres du distributeur d'électricité est réservée à certaines catégories de fournisseurs et que la quantité d'électricité visée par chaque contrat d'approvisionnement peut être limitée dans les cas où les besoins seront satisfaits par un bloc d'énergie.

1996, c. 61, a. 112; 2000, c. 22, a. 50; 2001, c. 16, a. 3; 2000, c. 22, a. 50; 2006, c. 46, a. 50; 2010, c. 8, a. 7.



Ne sont pas en vigueur:

dans le paragraphe 1° du premier alinéa, les mots «les montants des frais d'enregistrement et».

Ces mots entreront en vigueur à la date ou aux dates fixées par le gouvernement (2000, c. 22, a. 70).

113. La Régie peut édicter des règles de procédure applicables à l'étude des demandes qui lui sont soumises ou à une audience publique.

1996, c. 61, a. 113.

114. La Régie peut déterminer par règlement:

1° des normes relatives aux opérations du distributeur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel ainsi qu'aux exigences techniques qu'il doit respecter;

2° des normes relatives au maintien d'un réseau de distribution d'électricité ou de gaz naturel;

3° (*paragraphe abrogé*);

4° (*paragraphe abrogé*);

5° les documents requis pour procéder à l'étude d'une demande;

6° les conditions et les cas où une activité visée à l'article 73 requiert une autorisation;

7° la forme, la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement;

8° les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le distributeur d'électricité requiert son approbation;

9° le taux, la méthode de calcul et les modalités de paiement de la redevance annuelle sur le gaz naturel, les carburants et les combustibles exigibles en vertu du chapitre VI.3 ainsi que le taux d'intérêt sur les sommes dues et les pénalités exigibles en cas de non-paiement;

10° la méthode de calcul de la quote-part annuelle payable à l'Agence par les distributeurs d'énergie en vertu de l'article 24.2 de la Loi sur l'Agence de l'efficacité énergétique (chapitre A-7.001) ainsi que les modalités de paiement, le taux d'intérêt sur les sommes dues et les pénalités exigibles en cas de non-paiement.

Les normes, documents, conditions et cas ainsi que la forme, teneur et périodicité visés aux paragraphes 1°, 2°, 5°, 6° et 7° peuvent notamment varier selon le transporteur d'électricité, les distributeurs ou catégories de distributeurs. Le règlement peut aussi exclure le transporteur d'électricité, un distributeur ou une catégorie de distributeurs.

Le taux, la méthode de calcul et les modalités visés aux paragraphes 9° et 10° du premier alinéa peuvent

notamment varier selon les distributeurs ou catégories de distributeurs. La Régie peut également prévoir qu'une même disposition d'un règlement pris en vertu de l'un ou l'autre de ces paragraphes prend effet à des dates différentes selon qu'elle se rapporte à l'électricité, au gaz naturel, à l'essence, au diesel, au mazout, au propane ou au charbon.

Le montant de la pénalité que peut déterminer la Régie en vertu du paragraphe 9° ou 10° du premier alinéa ne peut excéder 15% du montant qui devait être payé.

1996, c. 61, a. 114; 2000, c. 22, a. 51; 2006, c. 46, a. 51.

115. Les règles de procédure adoptées par la Régie et ses règlements sont soumis au gouvernement qui peut les approuver avec ou sans modification.

1996, c. 61, a. 115; 2006, c. 46, a. 52.

CHAPITRE X

DISPOSITIONS PÉNALES

116. Quiconque contrevient à l'une des dispositions du deuxième alinéa de l'article 56, des articles 61, 71, 80 ou à une décision de la Régie est passible d'une amende de 2 000 \$ à 4 000 \$ pour la première infraction et de 5 000 \$ à 50 000 \$ pour toute récidive.

Est passible des mêmes amendes que celles prévues au premier alinéa:

1° le transporteur ou le distributeur d'électricité ou un distributeur de gaz naturel s'il contrevient à l'une des dispositions du premier alinéa de l'article 53, du premier alinéa de l'article 73 ou à l'article 87;

2° le titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel qui contrevient à l'article 72;

3° le transporteur d'électricité ou le propriétaire ou exploitant visé à l'article 85.14 s'il contrevient à l'article 73.1;

4° le distributeur d'électricité ou de gaz naturel s'il contrevient au premier alinéa de l'article 74;

5° le distributeur d'électricité s'il contrevient au deuxième alinéa de l'article 74.2;

6° un distributeur de gaz naturel s'il contrevient à l'article 81;

7° le distributeur d'électricité ou de gaz naturel s'il contrevient au premier alinéa de l'article 85.26.

1996, c. 61, a. 116; 2000, c. 22, a. 52; 2006, c. 46, a. 53.

117. Le transporteur ou le distributeur d'électricité ou un distributeur de gaz naturel s'il contrevient à une disposition réglementaire déterminée en vertu du paragraphe 3° de l'article 112 ou quiconque contrevient à l'une des dispositions des articles 46 ou 47 est passible d'une amende de 1 000 \$ à 2 000 \$ pour la première infraction et de 2 000 \$ à 5 000 \$ pour toute récidive.

Le transporteur ou le distributeur d'électricité ou un distributeur de gaz naturel s'il fait défaut de produire le rapport visé à l'article 75 ou s'il produit de faux renseignements dans ce rapport est passible des mêmes peines que celles prévues au premier alinéa.

Un distributeur s'il fait défaut de déposer la déclaration prévue aux articles 85.1, 85.31 ou 85.37 ou s'il produit de faux renseignements dans cette déclaration est passible des mêmes peines que celles prévues au premier alinéa.

1996, c. 61, a. 117; 2000, c. 22, a. 53; 2006, c. 46, a. 54.

CHAPITRE XI

DISPOSITIONS MODIFICATIVES

LOI CONCERNANT L'EXAMEN DES PLAINTES DES CLIENTS DES DISTRIBUTEURS D'ÉLECTRICITÉ

118. *(Omis).*

1996, c. 61, a. 118.

LOI SUR L'EXPORTATION DE L'ÉLECTRICITÉ

119. *(Modification intégrée au c. E-23, a. 6).*

1996, c. 61, a. 119.

120. *(Modification intégrée au c. E-23, a. 6.1).*

1996, c. 61, a. 120.

LOI SUR HYDRO-QUÉBEC

121. *(Modification intégrée au c. H-5, a. 1).*

1996, c. 61, a. 121.

122. *(Modification intégrée au c. H-5, a. 21.3).*

1996, c. 61, a. 122.

123. *(Modification intégrée au c. H-5, a. 22.0.1).*

1996, c. 61, a. 123.

124. *(Omis).*

1996, c. 61, a. 124.

125. *(Modification intégrée au c. H-5, a. 26).*

1996, c. 61, a. 125.

126. *(Abrogé).*

1996, c. 61, a. 126; 2000, c. 22, a. 54.

127. *(Modification intégrée au c. H-5, a. 30).*

1996, c. 61, a. 127.

LOI SUR LA PROTECTION DU CONSOMMATEUR

128. *(Modification intégrée au c. P-40.1, a. 5).*

1996, c. 61, a. 128.

LOI SUR LA RÉGIE DU GAZ NATUREL

129. *(Omis).*

1996, c. 61, a. 129.

LOI SUR LE RÉGIME DE NÉGOCIATION DES CONVENTIONS COLLECTIVES DANS LES SECTEURS PUBLIC ET PARAPUBLIC

130. *(Modification intégrée au c. R-8.2, annexe C).*

1996, c. 61, a. 130.

LOI SUR LE RÉGIME DE RETRAITE DES FONCTIONNAIRES

131. *(Modification intégrée au c. R-12, annexe I).*

1996, c. 61, a. 131.

LOI SUR LES SYSTÈMES MUNICIPAUX ET LES SYSTÈMES PRIVÉS D'ÉLECTRICITÉ

132. *(Modification intégrée au c. S-41, a. 2).*

1996, c. 61, a. 132.

133. *(Modification intégrée au c. S-41, a. 8).*

1996, c. 61, a. 133.

134. *(Modification intégrée au c. S-41, a. 16).*

1996, c. 61, a. 134.

135. *(Omis).*

1996, c. 61, a. 135.

136. *(Modification intégrée au c. S-41, a. 17.1).*

1996, c. 61, a. 136.

LOI SUR L'UTILISATION DES PRODUITS PÉTROLIERS

137. *(Modification intégrée au c. U-1.1, a. 1).*

1996, c. 61, a. 137.

138. *(Omis).*

1996, c. 61, a. 138.

139. *(Modification intégrée au c. U-1.1, a. 45.1).*

1996, c. 61, a. 139.

140. *(Modification intégrée au c. U-1.1, a. 65).*

1996, c. 61, a. 140.

141. *(Modification intégrée au c. U-1.1, a. 77).*

1996, c. 61, a. 141.

LOI SUR LES VILLAGES NORDIQUES ET L'ADMINISTRATION RÉGIONALE KATIVIK

142. (*Modification intégrée au c. V-6.1, a. 190.*)

1996, c. 61, a. 142.

143. (*Omis.*)

1996, c. 61, a. 143.

144. (*Omis.*)

1996, c. 61, a. 144.

145. (*Omis.*)

1996, c. 61, a. 145.

146. (*Omis.*)

1996, c. 61, a. 146.

CHAPITRE XII

DISPOSITIONS TRANSITOIRES ET FINALES

147. Le mandat des régisseurs de la Régie du gaz naturel prend fin le 2 juin 1997. Celui du commissaire nommé en vertu de la Loi concernant l'examen des plaintes des clients des distributeurs d'électricité (chapitre E-17.1) prend fin le 11 février 1998.

Toutefois, les régisseurs peuvent continuer l'étude d'une demande dont ils ont été saisis et en décider malgré l'expiration de leur mandat. Ils seront alors rémunérés sur la base d'un taux horaire calculé en fonction de leur salaire annuel.

1996, c. 61, a. 147.

148. Malgré le premier alinéa de l'article 10, le mandat des premiers régisseurs de la Régie nommés par le gouvernement est de trois ans pour deux d'entre eux, de quatre ans pour deux d'entre eux et de cinq ans pour les trois autres.

1996, c. 61, a. 148.

149. Les employés de la Régie du gaz naturel et ceux mis à la disposition du commissaire nommé en vertu de la Loi concernant l'examen des plaintes des clients des distributeurs d'électricité (chapitre E-17.1) deviennent des employés de la Régie de l'énergie dans la mesure que détermine le gouvernement.

Ils occupent le poste et exercent les fonctions qui leur sont assignées par la Régie.

1996, c. 61, a. 149.

150. Toute personne à l'emploi de la Régie peut demander sa mutation dans un emploi de la fonction publique ou participer à un concours de promotion conformément à la Loi sur la fonction publique (chapitre F-3.1.1) si, le 15 octobre 1997, elle était un employé permanent visé par la Loi sur la fonction publique et si son transfert ou sa nomination à la Régie est survenu dans les 12 mois qui suivent cette date.

1996, c. 61, a. 150.

151. L'article 35 de la Loi sur la fonction publique (chapitre F-3.1.1) s'applique à un employé de la Régie visé à l'article 150 qui participe à un concours de promotion dans un emploi de la fonction publique.

1996, c. 61, a. 151.

152. Lorsqu'un employé de la Régie visé à l'article 150 pose sa candidature à la mutation ou à un concours de promotion, il peut requérir du président du Conseil du trésor qu'il lui donne un avis sur le classement qu'il aurait dans la fonction publique. Cet avis doit tenir compte du classement que cette personne avait dans la fonction publique à la date de son départ ainsi que de l'expérience et de la scolarité acquises depuis qu'il est à l'emploi de la Régie.

Dans le cas où un employé de la Régie est muté à la suite de l'application du premier alinéa, le sous-ministre ou le dirigeant de l'organisme lui établit un classement conforme à l'avis prévu au premier alinéa.

Dans le cas où un employé de la Régie est promu en application de l'article 151, son classement doit tenir compte des critères prévus au premier alinéa.

1996, c. 61, a. 152.

153. En cas de cessation partielle ou complète des activités de la Régie ou s'il y a manque de travail, un employé de la Régie visé à l'article 150 a le droit d'être mis en disponibilité dans la fonction publique, au classement qu'il avait dans la fonction publique à la date de son départ.

Dans ce cas, le président du Conseil du trésor lui établit, le cas échéant, un classement en tenant compte des critères prévus au premier alinéa de l'article 152.

1996, c. 61, a. 153.

154. Une personne mise en disponibilité suivant l'article 153 demeure à l'emploi de la Régie jusqu'à ce que le président du Conseil du trésor puisse la placer.

1996, c. 61, a. 154.

155. Sous réserve des recours qui peuvent exister en vertu d'une convention collective, un employé de la Régie visé à l'article 150 qui est révoqué ou congédié peut en appeler conformément à l'article 33 de la Loi sur la fonction publique (chapitre F-3.1.1).

1996, c. 61, a. 155.

156. Les associations de salariés accréditées conformément aux dispositions du chapitre IV de la Loi sur la fonction publique (chapitre F-3.1.1), qui représentaient des groupes d'employés à la date du transfert ou de la nomination des employés visés à l'article 150, continuent de représenter ces employés à la Régie de l'énergie jusqu'à la date d'expiration des conventions collectives en vigueur au moment du transfert ou de la nomination.

Ces associations de salariés représentent également, selon les groupes visés, les autres employés de la Régie jusqu'à la date d'expiration des conventions visées au premier alinéa.

Les dispositions de ces conventions collectives continuent de s'appliquer aux employés de la Régie dans la mesure où elles leur sont applicables, jusqu'à leur date d'expiration.

Toutefois, les dispositions de ces conventions collectives concernant la sécurité d'emploi ne s'appliquent pas aux employés visés au deuxième alinéa.

1996, c. 61, a. 156.

157. (Omis)

1996, c. 61, a. 157.

158. Dans les lois ainsi que dans leurs textes d'application, tout renvoi à une disposition de la Loi sur la Régie du gaz naturel (chapitre R-8.02) est un renvoi à la disposition correspondante de la présente loi.

1996, c. 61, a. 158.

159. Les décisions, ordonnances, règlements et résolutions adoptés par la Régie du gaz naturel, dans une matière visée par la présente loi, conservent leur effet jusqu'à leur abrogation, leur modification ou leur remplacement par une décision, une ordonnance, un règlement ou résolution pris en vertu de la présente loi.

Il en est de même d'un règlement adopté par le gouvernement en vertu du paragraphe 1° de l'article 67 de la Loi sur la Régie du gaz naturel (chapitre R-8.02).

1996, c. 61, a. 159; 1997, c. 55, a. 33.

160. Les affaires engagées devant le commissaire nommé en vertu de la Loi concernant l'examen des plaintes des clients des distributeurs d'électricité (chapitre E-17.1), dans les matières visées par le chapitre VII, sont continuées devant la Régie de l'énergie, sans autre formalité, suivant la présente loi.

1996, c. 61, a. 160.

161. La Régie devient, sans reprise d'instance, partie à toute instance intentée par ou contre la Régie du gaz naturel.

1996, c. 61, a. 161.

162. Les affaires engagées devant la Régie du gaz naturel dans les matières visées par la présente loi sont continuées devant la Régie de l'énergie, sans autre formalité, suivant la présente loi.

1996, c. 61, a. 162.

163. (Abrogé).

1996, c. 61, a. 163; 1997, c. 83, a. 42.

164. Les règlements et les contrats pris en vertu de l'article 22.0.1 de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5) avant le 2 mai 1998 conservent leur effet jusqu'à leur abrogation, leur modification ou leur remplacement par un règlement, contrat, décision ou ordonnance pris en vertu de la présente loi.

1996, c. 61, a. 164.

164.1. Pour l'application du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 49 et de l'article 52.3, sont réputés prudemment acquis et utiles pour l'exploitation d'un réseau de transport ou de distribution d'électricité, les actifs en exploitation inscrits aux registres comptables du transporteur ou du distributeur d'électricité au 16 juin 2000, ceux inscrits entre cette date et le (*indiquer ici la date d'entrée en vigueur du premier règlement pris en vertu du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 73*), les actifs dont la construction est autorisée ou exemptée d'autorisation par loi ou par le gouvernement conformément à la loi au 16 juin 2000, ainsi que les actifs dont la construction est autorisée ou exemptée d'autorisation entre cette date et le (*indiquer ici la date d'entrée en vigueur du premier règlement pris en vertu du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 73*) par le gouvernement conformément à la loi.

En outre, sont réputées nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service, les dépenses découlant des contrats de services de transport et des contrats de services de distribution conclus avant le 16 juin 2000.

2000, c. 22, a. 55.

165. Le gouvernement peut fixer ou modifier un tarif auquel l'électricité est fournie par Hydro-Québec jusqu'au 2 mai 1998, en ajustant les tarifs alors en vigueur selon un taux ne dépassant pas la variation de la moyenne annuelle de l'indice des prix à la consommation au Canada, pour les 12 mois de l'année précédente par rapport aux 12 mois de l'année antérieure à cette dernière.

L'indice des prix à la consommation au Canada est celui publié par Statistique Canada en vertu de la Loi sur la statistique (Lois révisées du Canada (1985), chapitre S-19).

1996, c. 61, a. 165.

166. Les dossiers et les documents de la Régie du gaz naturel deviennent les dossiers et documents de la Régie de l'énergie, sans autre formalité.

1996, c. 61, a. 166.

167. Sur demande du gouvernement et selon les paramètres qu'il détermine, la Régie fixe sur proposition du distributeur d'électricité les conditions d'un projet pilote pouvant permettre à des consommateurs ou à une catégorie de consommateurs qu'elle désigne conformément aux règles du projet de s'approvisionner en électricité auprès d'un fournisseur de leur choix. La Régie ajuste alors le tarif du distributeur d'électricité en fonction des conditions ainsi fixées.

1996, c. 61, a. 167; 2000, c. 22, a. 56.

168. Le ministre doit, au plus tard le 2 juin 2000, faire rapport au gouvernement sur les résultats et l'impact de la présente loi à l'égard du secteur énergétique.

Ce rapport est déposé dans les 15 jours suivants à l'Assemblée nationale ou, si elle ne siège pas, dans les 15 jours de la reprise de ses travaux.

1996, c. 61, a. 168.

169. La Régie doit, dans l'année qui suit la fixation d'un montant en vertu de l'article 59, faire rapport au ministre sur les impacts des mesures introduites aux articles 59 et 139 sur les prix et les pratiques commerciales dans la vente au détail d'essence ou de carburant diesel.

Ce rapport est déposé devant l'Assemblée nationale si elle est en session ou, si elle ne l'est pas, dans les 30 jours de l'ouverture de la session suivante.

1996, c. 61, a. 169.

170. Les crédits accordés à la Régie du gaz naturel sont transférés à la Régie de l'énergie dans la mesure que détermine le gouvernement.

1996, c. 61, a. 170.

171. Le ministre des Ressources naturelles et de la Faune est responsable de l'application de la présente loi.

1996, c. 61, a. 171; 2003, c. 8, a. 6; 2006, c. 3, a. 35.

172. Le gouvernement peut prévoir qu'une même disposition de la présente loi ou des règlements entre en vigueur à des dates différentes selon qu'elle se rapporte à l'électricité, au gaz naturel, à la vapeur ou aux produits pétroliers.

1996, c. 61, a. 172.

173. (Omis).

1996, c. 61, a. 173.

ANNEXE I

COÛT DE FOURNITURE DE L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE PAR CATÉGORIE DE CONSOMMATEURS

Catégories	Coûts de fourniture
Tarifs D et DM	3,24 ¢/kWh
Tarif DH	3,13 ¢/kWh
Tarifs G et à forfait	2,95 ¢/kWh
Tarif G-9	2,80 ¢/kWh
Tarif M	2,72 ¢/kWh
Tarif L	2,47 ¢/kWh
Tarif DT	2,67 ¢/kWh
Tarifs éclairage public et sentinelle	2,63 ¢/kWh

2000, c. 22, a. 57.

ANNEXES ABROGATIVES

Conformément à l'article 9 de la Loi sur la refonte des lois et des règlements (chapitre R-3), le chapitre 61 des lois de 1996, tel qu'en vigueur le 1^{er} mars 1997, à l'exception des articles 143 à 146, 157 et 173, est abrogé à compter de l'entrée en vigueur du chapitre R-6.01 des Lois refondues.

Conformément à l'article 9 de la Loi sur la refonte des lois et des règlements (chapitre R-3), les articles 1 à 7, 9 à 30, les paragraphes 1°, 2°, 4° et 5° du premier alinéa ainsi que le deuxième alinéa de l'article 31, les articles 32 à 71, 73 à 75, 77 à 113, les paragraphes 1° à 6° de l'article 114, les articles 115 à 118, 122, 127 à 132, 134, 135, 137, 138, 140 à 142, 147 à 156, 158 à 162, 166, le premier alinéa de l'article 167 et les articles 168 à 171 du chapitre 61 des lois de 1996, tels qu'en vigueur le 1^{er} avril 1998, sont abrogés à compter de l'entrée en vigueur de la mise à jour au 1^{er} avril 1998 du chapitre R-6.01 des Lois refondues.

Conformément à l'article 9 de la Loi sur la refonte des lois et des règlements (chapitre R-3), le paragraphe 3° du premier alinéa de l'article 31, les articles 72, 76, le paragraphe 7° de l'article 114, les articles 119 à 121, 123 à 125, 133, 136 et 164 du chapitre 61 des lois de 1996, tels qu'en vigueur le 1^{er} avril 1999, sont abrogés à compter de l'entrée en vigueur de la mise à jour au 1^{er} avril 1999 du chapitre R-6.01 des Lois refondues.