

traité jusqu'ici c'est la question du risque de dépassement. Il me semble évident qu'avec des grandes reventes, avec un surplus à revendre, le risque de dépassement du patrimonial, et donc du coût additionnel en vertu de l'entente globale, sont à peu près nuls. Par contre, si votre équilibre est très serré, il me semble qu'il y aura une possibilité, que je ne suis pas en mesure de quantifier mais peut-être vous l'êtes, de dépassement.

R. L'entente cadre ça fait déjà, je pense que c'est un concept qui était pour nous tous un peu obscur au début la première fois qu'on l'a mis en place puis je pense que c'était normal, on ne l'avait pas vraiment expérimenté. Maintenant on a deux ans, je vous dirais, d'expérience pour pouvoir apprécier un peu de quoi on parle lorsqu'on parle de l'entente cadre.

Je vous dirais que les enjeux d'été au niveau du dépassement de l'entente cadre sont relativement de peu d'impact pour différentes raisons. La première, évidemment, c'est l'aspect économique. On s'en souvient qu'il y a une zone de trois cents (300) heures de plus grande contribution où l'entente cadre est assez sévère

puis ce qu'elle a pour but, en gros, c'est d'inciter notamment le Distributeur à aller chercher ce qu'il faut pour passer la pointe puis donc, là on pense à tous les besoins de puissance.

Ces heures-là sont des heures toujours un peu stratégiques en termes de décision puis on l'a vécu dans les dernières semaines, là, chaque soir, chaque matin il y a des décisions à prendre parce qu'effectivement on peut se retrouver avec une variation en termes de prévision qui peut être drôlement importante. On peut penser à quinze cents mégawatts (1500 MW) par exemple en l'espace d'une journée. Ça veut dire que là il faut vraiment être sûr qu'on a les moyens puis la flexibilité nécessaires pour rétablir l'équilibre rapidement, et je vous dirais que l'entente cadre elle est difficile en termes d'équilibre durant cette période-là.

Également, une autre raison qui s'ajoute à ça c'est que, durant ces périodes-là, les marchés sont souvent des marchés très occupés, hein. On s'entend que s'il fait froid ici, bien que tout le monde ne chauffe pas à l'électricité, dans le Nord-Est aussi, et souvent la demande est importante et la disponibilité dans les marchés n'est pas

toujours grande ou encore les prix sont très importants, même si on décide d'aller sur le DAM par exemple pour ne pas dépasser. Je mets ça de côté.

Je m'en vais maintenant pour les autres heures. Je pense que l'esprit de l'entente cadre c'était évidemment de s'assurer que le Distributeur n'en fasse pas un abus ou un usage à outrance. Mais on s'entend qu'on visait quand même à aller cerner la période de pointe.

À l'extérieur de cette période-là on a remis ce qu'on appelle un signal qui nous apparaît comme le signal prix de marché. Hein! C'est une famille, là. On définit ça environ, je pense qu'on avait au tout début sept point cinq cents (7,5¢) le kilowattheure qui était un signal de prix. Ce que je veux juste mentionner par là à savoir si c'est un signal de prix juste ou pas, mais on n'est pas dans la même famille de prix. Dans un cas on parle de trente cents (30¢) le kilowattheure et l'autre on parle de sept point cinq (7,5¢).

Le point qui est important d'ajouter également c'est que, durant cette période qu'on décrit là, il y a quand même les marchés sont plus, un petit peu plus fluides. Je ne vous dis pas qu'il

n'y a pas la période de climatisation où il y a une canicule dans le Nord-Est qui joue un peu l'équivalent, mais, malgré tout, les marchés sont quand même un peu disponibles. Donc, les marchés est souvent capable de les atténuer par ce qu'on peut faire sur les marchés.

Mais c'est un peu ce qu'on illustre dans ce qu'on vous a remis ce matin lorsqu'on regarde achat, avant-après, on voit que, bon, impact mais on ne parle pas de grande quantité, on parle d'une vingtaine de mégawatts en différentiels. Vous comprendrez que si on veut avoir un dépassement il va falloir qu'on soit beaucoup plus loin.

L'autre point également que je pourrais ajouter c'est que des bâtons de trente mille (30 000) ou des contributions de trente mille (30 000), trente et un mille (31 000), trente-deux mille (32 000) on en a un certain nombre, mais le nuage de contributions qu'on peut avoir pour des équivalents de dix-sept (17 000), dix-huit (18 000), vingt mille (20 000), vingt et un mille (21 000), ça il y en a un bon nombre et donc, l'enjeu n'est pas du tout le même, là. On n'est pas dans un phénomène de rareté où on a peu de

Régie de l'énergie  
DOSSIER: R-5-3644-20  
DÉPOSÉE EN AUDIENCE  
Date: 4 fév. 0  
Pièces n°: 11  
C-13.16  
UC

contributions possibles, on a un large éventail de contributions, au niveau du patrimonial j'entends.

Q. [127] O.K. Maintenant, dans votre analyse de coût, le tableau 1 de la page 4 de 9, et caetera, vous travaillez avec des moyennes de vingt-quatre (24) heures, les moyennes pondérées de pointe et hors pointe, ce que je comprends, reflète le scénario où vous allez vendre vraiment l'énergie de base vingt-quatre (24) par sept. Vous allez vendre... Non, ce n'est pas votre...

R. Oui, oui, c'est exactement ça que ça reflète.

Q. [128] Et j'imagine que c'est dû à la nature du contrat que vous essayez de revendre?

R. Bien aussi il faut comprendre que le Distributeur ne dispose pas d'une flexibilité infinie non plus. À un moment donné, effectivement ça reflète un patron qui pourrait être un patron, là, relativement uniforme.

Q. [129] Effectivement. Mais ma question est jusqu'à quel point, et je comprends que votre flexibilité est limitée, mais je crois que, à cause des bâtonnets justement qu'elle existe dans une certaine mesure, jusqu'à quel point vous avez une flexibilité? Et, deuxièmement, est-ce que vous avez exploré avec HQP la possibilité, non d'acheter un

stockage de cinq térawattheures (5 Twh) pendant des années, mais des petites quantités de stockage qui vous permettraient d'optimiser ces ventes-là?

R. Je peux répondre tout de suite à votre deuxième question. Donc, les opportunités de stockage n'ont pas été analysées avec Hydro-Québec Production et je pense qu'on a eu l'occasion aussi d'en parler au niveau du plan et des états d'avancement à différentes reprises.

Ce qu'il faut comprendre c'est que déjà la contribution d'Hydro-Québec au niveau, je vais mettre ça entre guillemets, stockage, modulation, elle est très présente dans nos activités, elle l'est en vertu de l'électricité patrimoniale, hein, où on peut refaire des allocations a posteriori d'une certaine façon, des contributions qui ont pu être faites par Hydro-Québec Production notamment, donc ça passe par, évidemment, une utilisation de cette réserve-là.

On peut penser à évidemment l'équilibrage éolien également qui joue un peu le même rôle. On a de la production éolienne présentement qui souffle à un certain niveau, réduit par la suite, et caetera, et caetera. Là aussi ça se fait à travers les réservoirs d'Hydro-Québec Production. Donc,

c'est clair que le service qui est rendu, puis je peux vous dire que le produit, le produit patrimonial quand on le regarde attentivement puis qu'on le gère à tous les jours, on s'aperçoit qu'il y a une bonne flexibilité qui vient du stockage qui nous est donné ou de la possibilité de modulation, je vais le dire comme ça, de la production.

Donc, pour nous la modulation sert à ça. Elle est là. Maintenant, dans le présent dossier ça n'a pas fait partie des discussions.

Q. [130] Merci.

M. CLAUDE TISSIER :  
D'autres questions?  
14 h 50

M. PHILIP RAPHAELS :

Q. [131] Toujours dans le tableau 1, j'ai été un peu surpris avec le tarif de transport que vous avez utilisé. Peut-être que vous m'expliquez votre choix. C'est le quotidien ferme qui coûte vingt-huit cents (28 ¢) par kilowatt par année. Selon mes calculs, il serait plus rentable d'utiliser le mensuel ferme qui reviendrait à huit et trente-trois (8,33 ¢) le kilowattheure. En fait, le quotidien est basé sur le... divisé par cinq pour cinq jours ouvrables, mais vous allez vendre tous

les sept jours. Alors, je ne vois pas de bénéfice.

Il me semble que vous allez avoir accès au transport au prix de base qui est le prix annuel, prix horaire de huit et trente trois (8,33 ¢).

Alors, il me semble que ça fait une différence de trois dollars (3 \$) dans... Est-ce que vous êtes d'accord avec...

M. DANIEL RICHARD :

R. Ce serait une possibilité, effectivement. On aurait pu... on aurait pu prendre ça. Évidemment, la flexibilité que donne ce tarif-là est une flexibilité quotidienne dans ce cas-là qu'on a retenue.

Q. [132] Oui. Mais, étant donné que votre exportation est complètement stable, vous pouvez acheter mensuellement aussi, n'est-ce pas?

R. Oui, ce serait une possibilité.

Q. [133] O.K. Donc, ça augmenterait par trois dollars (3 \$) le prix de vente. Dans le document HQD-2, Document 1, page 10, la dernière page, dans le premier paragraphe, vous invoquez la possibilité que la revente d'un volume important d'énergie excédentaire aura un effet sur le prix de l'énergie vendue, donc l'effet sur le prix du marché des ventes. Avez-vous essayé de quantifier cet effet?

dela de notre scénario moyen. Mais si telle était  
la situation, on pourrait se retrouver  
effectivement avec des surplus de l'ordre de neuf  
point neuf térawattheures (9,9 TWh) à devoir  
écouler en deux mille huit (2008).

Q. [232] Donc, est-ce qu'on peut, est-ce qu'il est  
utopique de ma part de voir dans votre démarche une  
volonté de jouer, de s'assurer de remplir votre  
mission, de minimiser le risque pour le  
consommateur d'utiliser le contrat de TCE comme une  
police d'assurance pour minimiser la valeur de  
cette perte-là?

R. C'est clair que pour nous, lorsqu'on regarde  
l'ensemble des options qui nous sont disponibles,  
la suspension temporaire pour deux mille huit  
(2008) nous apparaît comme celle qui a un intérêt  
économique le plus grand, également qui minimise  
les risques potentiels justement de baisse de la  
demande, notamment, au cours de deux mille huit  
(2008). Donc, pour nous c'est le scénario qui nous  
apparaît optimal.

Q. [233] Et vous le basez sur l'historique que vous  
avez vécue suite à la décision de la Régie?

R. On le base évidemment sur différents volets, je  
vous dirais, sur l'expérience deux mille sept

(2007) qu'on a connue au niveau de nos appels  
d'offres. Également, sur notre connaissance de  
l'achalandage anticipée au cours de deux mille huit  
(2008). Donc, c'est un peu cette réalité-là,  
lorsqu'on regarde par en avant, c'est basé sur ces  
deux principaux facteurs, que je dirais, qu'on  
établit notre scénario.

Q. [234] Donc, bien voilà, parfait. Ça répond à mes  
questions, merci.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Monsieur Samray.

Me YVES FRÉCHETTE :

Monsieur le Président, peut-être, me permettez-  
vous, je vois l'heure, il est midi trente (12 h  
30), nous sommes près de l'heure du lunch.

LE PRÉSIDENT :

Et vous avez faim, quoi?

Me YVES FRÉCHETTE :

Oui, peut-être ou il y a peut-être une petite cause  
réglementaire de cinq minutes (5 min) si jamais  
c'était, vous aviez...

LE PRÉSIDENT :

Alors, nous pouvons, il reste, je voudrais quand  
même vérifier, il reste le Regroupement des  
gestionnaires et copropriétaires du Québec. Est-ce

que vous allez avoir des questions sur ce volet-là?

Me YVES PAPINEAU :

Quelques questions, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Merci. Et option Consommateurs?

M. MARC-ANTOINE FLEURY :

Aucune question.

LE PRÉSIDENT :

Je n'oublie pas personne? Oups!

M. PHILIP RAPHALS :

Si c'était possible de poser des questions sur la  
revente.

LE PRÉSIDENT :

Bien, ça dépend de maître Fréchette, comment est  
l'urgence de sa faim. Ou un cinq minutes (5 min).

Me YVES FRÉCHETTE :

Il faudrait une petite pause de cinq minutes  
(5 min) réglementaire, Monsieur le Président, si  
c'était possible.

LE PRÉSIDENT :

Et vous devez quitter ça, quoi? Bon, vous avez  
amplement le temps de passer la journée, puis la  
soirée avec nous. Parfait. Alors, nous allons  
suspendre immédiatement pour le lunch. Nous  
reprendrons treize heures trente-cinq (13 h 35)

PAUSE

13 h 37

LE PRÉSIDENT :

Alors, bon retour, qui avait demandé la parole?

Mais vous ne m'aviez pas informé que vous n'aviez  
pas de questions ce matin?

M. PHILIP RAPHALS :

Effectivement, c'est pour ça que je demande.

LE PRÉSIDENT :

Non mais, voulez-vous vous avancer, s'il vous  
plaît?

J'ai cru comprendre que ce matin, vous n'aviez pas  
de questions sur ce volet-là.

M. PHILIP RAPHALS :

J'avais dit que je n'ai pas en ce moment de  
questions et maintenant, effectivement, je vois que  
les questions si...

LE PRÉSIDENT :

Mais ça devrait être strictement être des questions  
de clarification sur ce qui s'est dit, vous ne  
pouvez repartir le bal. Vous aviez l'opportunité ce  
matin de venir contre-interroger alors, allez-y  
avec vos questions, on va voir ce que ça donne.

Vous voulez vous identifier, s'il vous plaît, pour  
le sténographe.

M. PHILIP RAPHALS : 1  
Où, Philip Raphals du Centre Elios pour le RNCREQ. 2  
3  
CONTRE-INTERROGÉS PAR M. PHILIP RAPHALS : 4  
Bonjour. 5  
LE PRÉSIDENT : 6  
Un instant? 7  
LA GREFFIÈRE : 8  
Monsieur Raphals, pouvez-vous juste répéter quel 9  
organisme vous représentez? 10  
M. PHILIP RAPHALS : 11  
Le RNCREQ. 12  
Q. [235] Premièrement, sur les questions de la vente 13  
de puissance, j'ai cru comprendre que votre 14  
compréhension de l'entente cadre, revendre la 15  
puissance de la centrale de TCE mettrait en danger 16  
la continuité des conditions que vous avez déjà 17  
négociées, est-ce que j'ai bien compris? 18  
M. DANIEL RICHARD : 19  
R. C'est bien ça. Ce n'est pas notre compréhension, ce 20  
que je vous mentionne, ce sont les prémisses 21  
derrière l'entente cadre telle qu'on l'a. 22  
Q. [236] Dans le document, le complément de preuve, la 23  
dernière question, le dernier paragraphe de votre 24  
réponse, vous avez dit qu'une utilisation 25

différente de l'entente notamment en dehors de la 1  
période de trois cents (300) heures contreviendrait 2  
à l'esprit de l'entente actuelle, mais l'entente 3  
actuelle couvre également les autres heures et en 4  
général, votre utilisation, l'entente est pour les 5  
heures non de la pointe, n'est-ce pas? 6  
R. Oui. 7  
Q. [237] Alors, c'est seulement dans les situations où 8  
la vente de puissance affecterait à la hausse 9  
l'utilisation de l'entente cadre ou ça serait un 10  
problème? 11  
R. Non. Ce que j'ai mentionné ce matin, c'est que ce 12  
sont les bases sur lesquelles l'entente cadre a 13  
été négociée, comme je l'ai mentionné tantôt, on 14  
avait regardé dans le cadre de cette négociation-là 15  
différents scénarios. Je dirais qu'au départ, 16  
chaque zone d'heures avait une prime de puissance, 17  
prime de puissance qui reflétait les coûts pour le 18  
fournisseur. 19  
Il faut comprendre que dans le cas de 20  
l'entente cadre, c'est une entente négociée entre 21  
deux parties, on aurait pu demander à une autre, si 22  
ça avait été possible dans le marché, s'il y avait 23  
eu cette réalité-là, de négocier avec nous et cette 24  
contrepartie-là, de la même façon, nous aurait 25

amené l'ensemble des coûts que ça implique pour lui 1  
de fournir ce service-là. Il est clair que durant 2  
certaines heures, ce que l'on retrouve, ce sont des 3  
coûts, exemple, de démarrage de centrale thermique 4  
ou encore d'achat de puissance, on a parlé ce matin 5  
de la centrale de Millbanks, un contrat que le 6  
producteur avait. A d'autres périodes, ça va être 7  
de la flexibilité pour son exploitation, de la 8  
flexibilité pour son entretien, ça peut être 9  
également, ce qu'on appelle des coûts d'opportunité 10  
donc des manques à gagner. 11  
Dans ce cas-là, lorsqu'on pense, entre 12  
autres, à la vente de puissance par le Distributeur 13  
sur le marché de UCAP, il est clair que si le 14  
Distributeur fait ce type de démarche-là puis 15  
encore là, on pourrait discuter tantôt quel prix il 16  
pourrait obtenir pour, ce qui est un autre dossier, 17  
il va y avoir un coût d'opportunité pour le 18  
Producteur. Il l'avait déjà identifié dans les 19  
scénarios mis sur la table. 20  
Les conclusions de l'entente finale, les 21  
parties ont convenu qu'on maintenait la notion de 22  
puissance strictement pour les trois cents (300) 23  
heures les plus chargées et que pour les huit mille 24  
quatre cent soixante (8 460), aucun coût n'était 25

chargé de la part du Producteur au Distributeur en 1  
cas de dépassement et inversement de la même façon 2  
que le Distributeur n'était pas présent au niveau 3  
de la vente du UCAP. 4  
Q. [238] L'article 10.1 de l'entente cadre se lit : 5  
Le Distributeur doit déployer ses 6  
meilleurs efforts afin que les moyens 7  
d'approvisionnement soit en quantité 8  
suffisante pour approvisionner la 9  
consommation de sa clientèle. 10  
Le point où je ne vous suis pas est, dans la mesure 11  
où en l'absence de la centrale TCE, vous êtes 12  
complètement capables de répondre à vos besoins, 13  
vous avez tous les moyens d'approvisionnement 14  
requis... 15  
R. Ce n'est pas le cas. Ce n'est pas le cas, je 16  
m'excuse, ce n'est pas le cas. A l'extérieur des 17  
zones de trois cents (300) heures, si vous regardez 18  
l'ensemble de nos bilans que l'on a produits à la 19  
régie au fil des ans, on a ce qu'on appelle 20  
dépassement de l'électricité patrimoniale et cette 21  
ligne-là ne se concentre pas strictement à 22  
l'intérieur des trois cents (300) heures, elle est 23  
présente tout au long de l'année. Et je peux vous 24  
donner des cas, par exemple. 25

Le vingt-quatre (24) juin qui est une journée typique où le décret patrimonial en termes de contribution de l'électricité patrimoniale est tellement faible que le Distributeur se retrouve avec des dépassements importants. Je pourrais amener ça, il y en a bon nombre d'heures donc, il est faux de mentionner que le Distributeur a les quantités d'électricité nécessaires pour rencontrer ses besoins, il ne les a pas compte tenu qu'il dépasse l'électricité patrimoniale.

Q. [239] Si en l'absence, s'il y a une suspension du contrat de TCE, vous aurez quand même déployé vos meilleurs efforts afin que la moyenne d'approvisionnement soit une quantité suffisante, c'est-à-dire que vous êtes parfaitement capables de vivre sans cet approvisionnement, c'est pour ça que vous demandez la suspension alors, je ne comprends pas pourquoi en faisant exactement la même gestion que vous allez faire sans le contrat, vous n'êtes pas capables de revendre une puissance postpatrimoniale qui, de ma compréhension, est distincte de l'approvisionnement patrimoniale?

R. L'entente patrimoniale, je reviens là-dessus, est une entente négociée entre deux parties, elle n'origine pas du décret.

mensuelle de monétiser le UCAP à coup de blocs de cinquante mégawatts (50 MW), lorsqu'on regarde la profondeur des marchés au niveau du UCAP si on exclut les encans soit d'hiver ou d'été, on se retrouverait avec une valeur donnée qui serait bien en deça de ce qu'on peut penser. Et on préfère, nous, s'en remettre lorsque vient le temps de vendre nos blocs d'énergie, à s'en remettre à une stratégie de blocs mensuels où on peut maximiser chacun des blocs et on obtient, vous pouvez faire le décompte, vous allez voir que si vous prenez une contrepartie puis vous essayez de trouver des tranches de six mois à l'intérieur de ça, vous en retrouverez probablement pas de tranches intéressantes qui comptabilisent, qui totalisent six mois de contribution. Donc nous, évidemment, on optimise de beaucoup nos coûts en s'en remettant à une stratégie de déploiements de nos blocs sur une base mensuelle qu'en se remettant sur une base de strip là, six mois.

Et si on revient à une stratégie mensuelle, le UCAP a peu de valeur donc, c'est comme de prendre quelque chose de façon certaine qui va être mis à nouveau dans l'entente cadre où on a un coût sûr et de prendre un coût qui risque d'être

Q. [240] Oui, je sais.

R. Le fournisseur de services, en l'occurrence dans ce cas-là, Hydro-Québec Production qui était le fournisseur unique, bon, je ne cache qu'on a pu regarder à l'extérieur également de HQP s'il y a d'autres fournisseurs mais il n'y en a pas dans le cas auquel on fait référence. Les bases de la négociation sont celles que je vous mentionne. Il y a un coût d'opportunité pour eux si, pour faire une histoire courte, si on vend un cinq cents mégawatts (500 MW), par exemple, de UCAP, il est clair que le Producteur dans ses efforts, lui, de vendre du UCAP va être privé de cinq cents mégawatts (500 MW) potentiels de marché donc, c'est un coût d'opportunité pour lui et qu'il aura à intégrer dans ses coûts, dans ses coûts implicites à l'entente cadre.

Et moi, ce que je vous ai mentionné ce matin, c'est que tant qu'à prendre un coût de cette nature-là ferme et fixe, clairement identifié, nous avons préféré une entente cadre de la nature telle qu'on l'a où on se concentre strictement sur les trois cents (300) heures et on oublie les autres heures parce qu'on sait fort bien que même si Hydro-Québec Distribution tentait sur une base

relativement faible et complètement hypothétique. Nous, on préfère l'entente cadre telle qu'on l'a où on évacue complètement ces considérations de puissance hors de la période de pointe.

Q. [241] Sur un autre sujet maintenant, s'il vous plaît? A la page 10 de HQD-3, document 1, il y a un tableau qui compare les offres reçues avec et sans la participation de HQP, année par année, et il y a des différences assez remarquables dans plusieurs années entre les deux valeurs. Par exemple, entre différents mois, par exemple, en juillet, vous avez le tableau?

R. Oui, j'y suis. O.K.

Q. [242] Pour le mois de juillet, il y a un écart prix moyen avec toutes les offres de zéro point trois (0,3) et en excluant les offres du Producteur de moins onze point zéro (-11,3). En août, c'est moins un point un (-1,1) qui devient sans le Producteur moins douze point trois (-12,3). En septembre, plus neuf point cinq (9,5) qui devient moins quatre point huit (-4,8).

Alors, est-ce que j'ai raison de conclure de ça qu'il y a une différence très marquée les offres du Producteur et les autres offres dans le processus? Il me semble que c'est assez évident,

Réseaux voisins	Chemin	Transit 2005 (GWh)	Transit 2006 (GWh)	Transit 2007 janv-sept (GWh)
	LAW DYMO OTTO CHNO P33C			
Ontario	Q4C	1 121	868	973
Nouveau-Brunswick	NB	25	277	1326
New York	CRT	837	816	663
New York	MASS	3 432	3 651	3 737
Nouvelle-Angleterre	DER	295	202	162
Nouvelle-Angleterre	HIGH	1 221	1 358	1039
Nouvelle-Angleterre	NE	4 241	5 174	5484
<b>TOTAL</b>		<b>11 172</b>	<b>12 346</b>	<b>13 384</b>

Référence : échanges en réception et livraison 2005 et 2006 déposés dans la demande tarifaire 2006 du Transporteur (R-3640-2007, pièce HQT-10, Document 1, page 18)

Échanges préliminaires en réception et en livraison pour janvier à septembre 2007

10. Veuillez fournir la valeur historique de la capacité (ICAP/UCAP) durant les mois d'été sur les réseaux voisins.

L'option de revente de ses surplus incorpore-t-elle la vente de capacité par le Distributeur sur les réseaux voisins?

**Réponse :**

La valeur historique de la capacité (ICAP/UCAP) durant les mois d'été sur le réseau du NYISO est disponible à l'adresse suivante :

<http://www.nyiso.com/public/products/icap/auctions.jsp>

Par ailleurs, l'option de revente des surplus sur les marchés n'intègre pas la vente de capacité sur les réseaux voisins.

Dans sa planification quotidienne, le Distributeur s'assure de l'équilibre offre-demande. Or, la prévision de la demande du Distributeur est soumise à différents aléas, qui même à très court terme, peuvent entraîner des variations importantes de la demande.

Pour faire face à ces situations, le Distributeur, de concert avec Hydro-Québec Production (Producteur) a négocié une entente-

cadre permettant de combler ce type de besoins. Cette entente a été approuvée par la Régie à deux reprises.

Lors des discussions ayant mené à la signature de l'entente-cadre, plusieurs approches ont été explorées. Bon nombre de scénarios examinés comportaient une prime fixe pour la puissance et un prix pour l'énergie. La prime de puissance variait selon les périodes de l'année. Les différentes approches prenaient en considération le coût des ressources déployées par Hydro-Québec Production selon les différentes périodes de l'année pour offrir un tel service. Elles reflétaient par exemple, le coût des centrales thermiques de pointe, la perte de rendement des groupes, la flexibilité requise pour entretien, notamment en dehors de la période d'hiver et la perte d'opportunité sur les marchés hors Québec.

Finalement, le Producteur et le Distributeur ont convenu d'une entente-cadre dans laquelle le prix de la puissance est concentré dans les 300 heures de plus forte consommation. Le prix des dépassements pendant cette période est de 300 \$/MWh, soit l'équivalent d'un prix pour l'énergie combiné à une prime de puissance. Ce prix élevé incite le Distributeur à procéder à l'acquisition des ressources en puissance nécessaires pour satisfaire les besoins de pointe.

Pour les autres périodes de l'année, soit pour les 8 460 heures restantes, les deux parties ont convenu que seul un prix de l'énergie serait facturé pour les dépassements du profil de l'électricité patrimoniale. Le prix applicable pour cette période reflète un prix de marché qui correspond au coût moyen annuel des approvisionnements post patrimoniaux du Distributeur.

Cette entente assure le Distributeur que lorsque des dépassements de l'électricité patrimoniale surviennent en dehors de la période de 300 heures, le Producteur déploiera les ressources nécessaires pour satisfaire les besoins du Distributeur durant cette période (8 460 heures) sans que celui-ci ait à encourir de coûts de puissance additionnels. Inversement, cette entente sous-tend que le Distributeur ne mettra pas en vente sur les marchés des quantités de puissance qui pourraient dans certains cas être supportées par l'électricité patrimoniale.

Une utilisation différente de l'entente, notamment en dehors de la période des 300 heures de forte consommation, contreviendrait à l'esprit de l'entente actuelle et mènerait nécessairement à une renégociation de celle-ci.