

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT
2011-2020 DU DISTRIBUTEUR

DOSSIER : R-3748-2010

RÉGISSEURS : M. GILLES BOULIANNE, président
M. RICHARD CARRIER
Me MARC TURGEON

AUDIENCE DU 6 JUIN 2011

VOLUME 5

CLAUDE MORIN et JEAN LAROSE
Sténographes officiels

COMPARUTIONS

Me PIERRE R. FORTIN
procureur de la Régie;

REQUÉRANTE :

Me ÉRIC FRASER
procureur de Hydro-Québec Distribution (HQD);

INTERVENANTS :

Me STÉPHANIE LUSSIER
procureur de Association coopérative d'économie
familiale de l'Outaouais (ACEFO);

Me DENIS FALARDEAU
procureur de Association coopérative d'économie
familiale de Québec (ACEFQ);

M. DANIEL LAPLANTE
représentant de Association de l'industrie
électrique du Québec (AIEQ);

Me PAULE HAMELIN
procureure de Énergie Brookfield Marketing (EBM);

Me ANDRÉ TURMEL
procureur de Fédération canadienne de l'entreprise
indépendante (FCEI);

Me GENEVIÈVE PAQUET
procureure de Groupe de recherche appliquée en
macroécologie (GRAME);

Me ANNIE GARIÉPY
procureure de Regroupement national des conseils
régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);

Me FRANKLIN S. GERTLER
procureur de Regroupement des organismes
environnementaux en énergie (ROÉÉ);

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 STEVE CADRIN
procureur de Union des municipalités du Québec
(UMQ) ;

R-3748-2010
6 juin 2011

- 4 -

TABLE DES MATIÈRES

	PAGE
LISTE DES ENGAGEMENTS	5
LISTE DES PIÈCES	7
PRÉLIMINAIRES	9
 PREUVE DE HQD - Plan d'approvisionnement du réseau intégré (panel 2)	
 LUC BERNIER	
 HANI ZAYAT	
 STÉPHANE DUFRESNE	
 MICHÈLE LABRECQUE	
 STÉPHANE VERRET	
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me PAULE HAMELIN	11
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DENIS FALARDEAU . . .	57
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me STÉPHANIE LUSSIER . .	127
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN . .	184
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ANNIE GARIÉPY	197
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me FRANKLIN S. GERTLER .	224

LISTE DES ENGAGEMENTS

	PAGE
E-9 (HQD) : Fournir le détail du calcul permettant d'en arriver au résultat de zéro virgule deux mégawatt (0.2 MW) à la réponse 10 de la pièce HQD-5, Document 2 (Demandé par ACEFO)	128
E-10 (HQD) : Préciser la technologie reliée aux thermostats communiquant à savoir agissent-ils comme délesteurs programmables des plinthes électriques (Demandé par ACEFO)	149
E-11 (HQD) Fournir une mise à jour du tableau 2A-13 de la page 70 de la pièce HQD-1, Document 2, Annexe 2A (ACEFO) . .	159
E-12 (HQD) Vérifier que la puissance installée des équipements de production dont les fonctions de protection en fréquence sont réglées à des seuils de déclenchement plus serrés par rapport aux exigences usuelles si elles sont	

R-3748-2010
6 juin 2011

- 6 -

toujours égales à quatre-vingt-seize
virgule six mégawatts (96,6 MW) puis
enfin de confirmer ou d'indiquer le
nombre de clients participants ainsi
que le nombre de kilowatts
installés. 224

R-3748-2010
6 juin 2011

- 7 -

LISTE DES PIÈCES

PAGE

B-66 :	(HQD-7, Document 1) Réponse d'Hydro-Québec Distribution à l'engagement numéro 2 . . .	9
C-ACEFQ-0017 :	Extraits de HQD-2, Document 1, Demande R-3726-2010	124
C-ACEFO-0011 :	Communiqué d'Hydro-Québec. Pour diffusion immédiate - Mercredi 25 mai 2011. Hydro-Québec annonce le déploiement d'une infrastructures de mesurage avancée	170
C-ACEFO-012 :	Pièce HQD-8, Document 8, page 26 de 63 dans la cause R-3740-2010	178
C-ROEE-016 :	Plan global en efficacité énergétique Budget 2011 (Dossier R-3740-2010 - HQD-8, Document 8)	251
C-ROEE-017 :	Article paru dans le journal Le Courrier en date du 27 janvier 2011 :	

R-3748-2010
6 juin 2011

- 8 -

Fédération canadienne des
municipalités, Fonds municipal vert,
Groupe Platinum, Blainville, Quartie
Chambéry 252

C-ROEE-018 : Extrait de La stratégie énergétique
2006-2015 - L'Énergie pour construire
le Québec de demain 255

C-ROEE-019 : Article paru dans Oilweek le 23 mars
2011 sous le titre « Hydro Quebec
won't preclude abandoning its only
nuclear power plan » 256

R-3748-2010
6 juin 2011

- 9 -

L'AN DEUX MILLE ONZE, ce sixième (6e) jour du mois
de juin :

PRÉLIMINAIRES

LA GREFFIÈRE :

Protocole d'ouverture. Audience du six (6) juin
deux mille onze (2011), dossier R-3748-2010,
demande d'approbation du Plan d'approvisionnement
2011-2020 du Distributeur. Poursuite de l'audience.

LE PRÉSIDENT :

Bon matin, Mesdames et Messieurs. Maître Fraser,
pour le Distributeur.

Me ÉRIC FRASER :

Oui. Bonjour, Monsieur le Président. Simplement
avant de débiter, on a déposé l'engagement, en fait
réponse à l'engagement numéro 2, avant le début de
l'audience, qu'on dépose sous B-66.

B-66 : (HQD-7, Document 1) Réponse d'Hydro-Québec
Distribution à l'engagement numéro 2.

Par ailleurs, on a des réponses aux engagements 1
et 3 que je pourrais vous donner verbalement. Alors
engagement numéro 1. Il n'y a aucun document. Et en

ce qui concerne l'engagement numéro 3, c'est deux mille quatre (2004) la réponse. Alors voilà, Monsieur le Président, ça termine. Par contre, j'aurais peut-être un commentaire avant qu'on débute la semaine pour la débiter du bon pied. On a des témoins qui sont en « standby » depuis lundi, qui témoignent depuis déjà deux jours, on a des témoins qui sont en « standby » aussi depuis lundi et qui sont en transport aujourd'hui.

Je m'adresserais donc à mes confrères et aux intervenants à l'effet que si on pouvait avancer de manière efficace aujourd'hui notamment et pas prolonger indûment l'étape de contre-interrogatoire, ça aiderait à la conduite du dossier parce que, du côté du Distributeur, on commence à manquer un peu de temps. Alors, je vous remercie, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Fraser. Bonjour, Maître Hamelin.

Me PAULE HAMELIN :

Bonjour, Monsieur le Président. Paule Hamelin pour Énergie Brookfield Marketing. Alors, bon matin aux gens du panel.

R-3748-2010
6 juin 2011

PRÉLIMINAIRES

- 11 -

PREUVE DE HQD - Plan d'approvisionnement du réseau
intégré (panel 2)

L'AN DEUX MILLE ONZE (2011), en ce troisième (3e)
jour du mois de juin, ONT COMPARU :

LUC BERNIER,
HANI ZAYAT,
STÉPHANE DUFRESNE,
MICHÈLE LABRECQUE,
STÉPHANE VERRET,

LESQUELS, témoignent sous la même affirmation
solennelle, déposent et disent comme suit :

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me PAULE HAMELIN :

Q. [1] On s'est laissés sur l'entente de modulation et
je vous réfèrais à notre demande de renseignements
HQD-5, Document 3, à la page 3. Alors, je vous
réfère au complément de réponse qui a été fourni le
dix-huit (18) mai dernier. Le Distributeur
indiquait :

Dans toutes les négociations qu'il
entreprend avec ses contreparties, le
Distributeur procède à des analyses,

au fur et à mesure que les
négociations avancent, afin de valider
et d'analyser les coûts et les
avantages des différentes solutions
disponibles.

Est-ce que vous pouvez me confirmer que, dans le
présent dossier, vous avez effectivement procédé à
de telles analyses?

M. HANI ZAYAT :

R. Vous savez, les analyses, comme dans toute
négociation, on regarde les impacts de chacun des
items qu'on regarde. C'est sûr qu'on ne va pas avec
une négociation dans le flou, puis une fois que
l'entente est signée, on évalue ce que ça veut dire
pour le Distributeur. En général, c'est plutôt une
évaluation au fur et à mesure avec les impacts.
Mais comme je l'ai mentionné pas hier mais
vendredi, l'entente de modulation est une entente
qui est plus globale. Donc, il y a différents
services, différentes composantes. Et ce qu'il faut
regarder, c'est l'ensemble des composantes qu'est-
ce que ça représente comme impact pour le
Distributeur. Le but... En tout cas, un des buts
recherchés, évidemment, d'arriver avec une entente
qui reviendrait, qui amènerait des économies de

coûts par rapport au scénario qui serait sans entente.

Q. [2] Peut-être justement pour s'assurer que le débat progresse rapidement, Monsieur le Président, je vais répéter ma question. Et je vais m'assurer, demander au témoin qu'il réponde de façon précise à ma question. Est-ce que, dans les faits, dans le présent dossier, vous avez effectivement effectué de telles analyses?

R. Bien sûr.

Q. [3] Et vous avez indiqué que, généralement dans vos négociations, vous tentez d'analyser les coûts. Je vais vous demander : Est-ce que vos analyses comportent justement une analyse de ces coûts?

R. Bien sûr, nos analyses, juste pour être sûr, ce n'est pas une analyse, mais c'est des analyses qui sont basées sur des hypothèses, elles sont basées sur les éléments qu'on a en main. Et ce n'est pas une analyse, mais c'est des analyses en fonction d'un ensemble de paramètres qu'on peut avoir ou ne pas avoir.

Q. [4] Alors, vous en avez fait plus qu'une, c'est ce que vous me dites?

R. Je redis. Ce n'est pas une analyse, c'est une évaluation de ce que ça peut représenter une

entente de modulation avec ses différentes composantes. Je peux reprendre les quatre composantes dont on a parlé.

Q. [5] Je ne vous demanderai pas de...

R. Non, mais juste pour illustrer un peu ce que ça veut dire une analyse dans ce cas-là. Ce que ça veut dire, c'est un impact d'une entente avec chacune des variables, chacune des composantes qui peut bouger. Et pour chacune des composantes, il y a différentes hypothèses qui sont en arrière. Donc, ce qu'on essaie d'orienter pour savoir un peu ce que ça représente pour nous et quels sont les avantages au-delà des avantages qualitatifs en termes de gestion de l'offre et de la demande, qu'est-ce que ça représente comme... qu'est-ce que ça pourrait représenter comme coût une telle entente.

M. STÉPHANE VERRET :

R. Je vais vous fournir un complément d'information peut-être pour illustrer davantage, là, ce qui peut être vécu au niveau de ce type de travaux-là qui sont réalisés dans le cadre d'une négociation. Je vais tout simplement prendre une illustration. Je ne sais pas si vous vous êtes déjà fait construire une maison. Mais lorsqu'on se fait construire une

maison, on a un certain budget.

Puis il y a un ensemble d'éléments, de paramètres qui peuvent varier, que ce soit de la qualité des comptoirs à l'éclairage, donc il y a une multitude de différents aspects, différents facteurs qui peuvent être considérés. Et bien entendu, on ne rentre pas là-dedans les yeux fermés puis se dire à la fin : bien, on va regarder comment ça coûte maintenant une fois que tout est terminé.

Alors, bien entendu au fur et à mesure qu'on avance dans les analyses, on regarde les différents coûts des différentes composantes, puis on regarde globalement qu'est-ce que ça peut avoir comme impact. Je pense que c'est dans cette perspective-là qu'on doit comprendre le terme des analyses qui ont été procédées. C'est lorsque des différents paramètres associés aux différents services varient. Et c'est dans ce cadre-là que les analyses sont réalisées.

09 h 09

Q. [6] Dans le cadre de ces analyses, est-ce que vous avez un estimé des coûts de l'entente de modulation?

M. HANI ZAYAT :

R. Le but de l'entente de modulation est d'en arriver à un coût global qui est inférieur à ce qu'on a là. Donc, en termes d'évaluation de coût ce qu'on cherche à obtenir c'est un coût qui est inférieur au coût qu'on a présentement dans la planification pour la gestion des approvisionnements.

Au-delà de ça, évidemment, il y a différents scénarios, ce n'est pas des coûts, ça dépend de l'évolution. Il y a des paramètres de climatologie, des paramètres, d'autres paramètres qui viennent influencer les coûts.

Q. [7] Pour reprendre la paraphrase de votre collègue monsieur Verret, est-ce que je dois comprendre que vous avez évalué le coût de la maison mais pas exactement le coût des comptoirs et de chacune des composantes, est-ce que c'est exact de comprendre ça?

Me ÉRIC FRASER :

Là je m'objecte à la ligne de questions. On n'avance absolument pas. Il y a eu de l'information supplémentaire qui a été donnée. Les analyses qu'on fait quand on négocie c'est bien certain qu'on en fait puis on ne va pas les déposer parce que ça ne se fait pas de nous demander de déposer les travaux

qu'on fait en cours de négociation.

Alors, je demanderais à ma consœur de passer à d'autres questions parce que là on n'aboutit à rien puis on n'a pas de plus value sur l'information qui a été donnée dans les deux derniers jours qui nous ont aidés à aller de l'avant sur la compréhension de l'entente puis les objectifs qu'on avait en termes de minimisation de coûts.

Me PAULE HAMELIN :

Si vous me le permettez, Monsieur le Président, la plus value des questions que je pose et des réponses que j'aurai ça sera à vous la Régie de le déterminer, d'une part.

D'autre part, si le Distributeur est prêt ce matin à admettre qu'il ne déposera pas de coûts estimatifs de plus devant la Régie, je passerai à autre chose. Mais pour l'instant je veux avoir une réponse à cette question-là. S'il y en a des coûts estimatifs qu'on nous le dise, s'il n'y en a pas, et c'est une chose de dire qu'on s'objecte à les déposer, mais que le Distributeur dise que sa preuve sur les coûts estimatifs c'est ce qu'on a devant nous et qu'il l'admette, et à ce moment-là on va passer à autre chose.

LE PRÉSIDENT :

Maître Hamelin, si je comprends bien ce que vous voulez savoir c'est s'il y a eu des analyses, s'il y a eu des études de coûts, ces choses-là. C'est ça votre question? Je pense que c'est possible effectivement de répondre à ces questions-là. De là à les déposer, bien, on verra où est-ce que vous allez aller, là je ne le sais pas.

Me PAULE HAMELIN :

Ça suit, effectivement. Alors, on va y aller.

LE PRÉSIDENT :

Ça on verra ça une deuxième fois.

Me PAULE HAMELIN :

D'accord, parfait.

LE PRÉSIDENT :

Dans un deuxième temps. Donc, vous pouvez poursuivre.

Me PAULE HAMELIN :

Q. [8] Alors, ma question était est-ce que je dois comprendre, et je faisais la paraphrase qu'essentiellement vous avez évalué les grands paramètres? Donc, pratiquement je ne reprendrai pas le « worst case » scénario et je prends l'exemple de la maison, vous avez évalué le coût de la maison, mais on n'est pas rentré dans le détail au

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Paule Hamelin

- 19 -

niveau de ces analyses-là au niveau des coûts
estimatifs de chacune des composantes de l'entente?

M. HANI ZAYAT :

R. Je vais vous inviter à voir l'entente comme ce
qu'on a mentionné depuis deux jours, on peut parler
des paramètres, on peut parler des formules de
prix. On a réidentifié chacun des services qui est
offert dans le cadre, qui serait offert dans le
cadre de l'entente avec une base de référence pour
chacune de ces composantes-là en se disant que
cette base de référence-là, on va prendre le cas de
la puissance par exemple, bien on essaie de se
baser sur une référence de marché. Service
complémentaire c'est un peu la même chose, on
essaie de se baser sur une référence qui est
publique et qui est disponible.

Au-delà de ça, pour en arriver aux coûts
c'est plus des scénarios d'utilisation de
l'entente. Donc, ce n'est pas juste l'entente elle-
même, mais c'est plus les scénarios d'utilisation
de l'entente jusqu'à quel point on va avoir besoin
de faire appel à cette entente-là et dans quel
volume, dans quelle ampleur.

Donc, les analyses elles portent sur les
deux aspects. Un premier côté c'est les paramètres

de prix, les hypothèses, les paramètres de prix, les formules de prix. Et de l'autre côté, l'utilisation qu'on en fait ou que le Distributeur va en faire ou devoir en faire.

- Q. [9] Et si je comprends bien, au niveau de la deuxième portion de l'utilisation, les scénarios d'utilisation ça je comprends qu'on n'a pas les informations à ce stade-ci?
- R. On fait... Vous parlez... Je le redis, ce n'est pas une analyse, c'est une multitude d'analyses, c'est une multitude de scénarios. On fait un peu comme quand on gère nos bilans, nos bilans offre/demande on a une série de scénarios. Ça se fait, c'est de l'optimisation, donc on regarde un peu la façon de faire. Mais je n'ai pas un scénario à vous déposer là ou un chiffre à vous donner si c'est ça que vous cherchez.
- Q. [10] Je vous réfère maintenant, toujours dans le même document, à la page 5, la question 4.13. Et si je peux résumer la question qui était posée ici c'était de savoir s'il y avait, si vous entendiez pour l'instant dans les caractéristiques de l'entente d'avoir un partage des bénéfices associés à la revente. Et je veux juste confirmer est-ce que de par votre réponse et le complément de réponse,

est-ce que je dois comprendre que le Distributeur n'envisage pas de partager de bénéfices à ce stade-ci?

R. Je vais prendre les caractéristiques d'une entente typique. Donc, c'est des paramètres de prix, des formules de prix qui sont inscrits, qui seraient inscrits dans l'entente. Si l'entente est signée par les deux parties c'est parce que le Distributeur y voit des bénéfices, et j'ose espérer ou je présume que l'autre partie y voit des bénéfices aussi. Donc, il y a des bénéfices pour les deux parties. Est-ce qu'il y a un partage de bénéfices au sens où on se met à la fin puis on dit, bon, quels sont les bénéfices de ça et on va séparer ça en deux? Non, il n'y a pas ça.

Q. [11] Dans le cadre de l'entente de modulation, et ça a été indiqué dans la preuve que si le solde était négatif j'ai compris que vous aviez indiqué que le Distributeur était responsable. Alors, je vais juste vouloir savoir de vous c'est quoi les modalités dans ce cas-là, qu'est-ce qui est envisagé, quel est l'impact pour le Distributeur?

9 h 15

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Donc oui, ça va être notre responsabilité de

s'assurer que le solde ne soit pas négatif à la fin de l'année. Et les discussions en cours actuellement permettent d'établir que nous du moment où on verra que ce solde-là peut être négatif, donc on devra prendre les moyens nécessaires pour rétablir la situation. C'est un peu comme dans l'entente cadre je vous dirais où on doit faire les meilleurs efforts possibles pour éviter les dépassements. Donc on doit agir correctement en ce sens-là.

Donc le solde négatif c'est une situation qu'il va falloir éviter. Évidemment comme vous l'avez mentionné je pense vendredi, quand on va débiter l'année c'est possible et c'était un peu le but du jeu que le solde, on va tomber dans la zone négative si on veut et quand le, on va le dire comme ça, quand le printemps arrive évidemment si on tombe en période de surplus.

Donc par contre ce qu'il faut éviter c'est que nous lorsqu'on regarde le solde à la fin de l'année c'est qu'il faut éviter une situation où le solde soit négatif. Et ça ce que ça veut dire c'est au besoin procéder à des achats pour rétablir une situation telle quelle, donc un solde négatif ou jouer, utiliser les moyens dont on dispose. Donc ça

peut être via les conventions d'énergie différée et évidemment les achats sur les marchés de court terme.

Q. [12] Ma question est précise. S'il y a un solde négatif à la fin, c'est quoi, quelle va être la modalité? Qu'est-ce que ça va être le, le prix envisagé, en quoi, qu'est-ce que le Distributeur va faire? Parce qu'on peut prendre l'exemple des conventions d'énergie différée, on sait que l'objectif c'était de mettre le solde à zéro, on a vu les conclusions de ça.

Moi ma question est claire. C'est si le solde est négatif, c'est quoi les, quelles vont être les obligations du Distributeur?

R. Donc je comprends. Donc comme je vous dis c'est toujours en discussion cet élément-là. Notre responsabilité ça va être clair dans l'entente ça va clairement mentionné, ça va être d'éviter cette situation-là. Maintenant le pourquoi du comment. Comment qu'on va y arriver? Ça ça va être notre gestion à nous d'éviter cette situation-là.

Maintenant si elle arrivait, on n'a pas établi de mesures précises pour ça pour l'instant. Mais évidemment ça va être plus, le risque est plus de l'autre côté que le solde avec la situation

qu'on voit venir au niveau de deux mille douze, treize, quatorze (2012-13-14), on vise toujours une entente de trois ans, si on regarde les bilans qu'on a déposés dans le plan d'approvisionnement, on voit qu'il y a un déséquilibre beaucoup plus prononcé au niveau des surplus qu'au niveau des achats d'hiver.

Donc la situation qui est plus préoccupante au niveau du solde positif et non pas négatif, mais on dispose, vous savez on l'a mentionné souvent, on a plus de flexibilité à la hausse qu'à la baisse. Alors si une situation comme celle-là se produisait, comme je répète, ça va être assez, ça va être beaucoup plus facile d'éviter cette situation-là. Pourquoi? Un, on peut procéder à des achats plus rapidement sur les marchés. Et deux, on peut aussi dans le préavis qu'on peut émettre au Producteur rappeler davantage ou différer un petit peu moins.

Q. [13] Maintenant au niveau de TCE, je comprends que si jamais il y avait une entente au niveau de la modulation des livraisons, le Distributeur irait à nouveau devant la Régie pour faire approuver cette entente-là. C'est exact?

R. Tout à fait.

Q. [14] Et que pour l'instant, ce que j'ai compris de la preuve jusqu'à date, HQD n'a pas évalué les coûts présentement associés à cette option-là?

R. Effectivement c'est un peu, comme on l'a mentionné la semaine passée, notre objectif pour l'instant c'est de conclure l'entente de modulation. Bon comme on l'a mentionné souvent, il y a toujours rien de signé, toujours rien de conclu de façon formelle, l'objectif c'est de un, travailler sur cet élément-là pour établir la situation offre-demande à court terme.

Et lorsque le besoin se fera plus sentir, plus prononcé je vous dirais pour les besoins d'hiver, bien l'autre étape ça va être de convenir, tenter de convenir à une entente avec TCE pour l'utilisation en hiver seulement.

Q. [15] Au niveau des appels d'offres pour la revente de surplus depuis deux mille sept (2007), pouvez-vous me confirmer qu'outre ceux qui ont existé en deux mille sept (2007) suite à la décision 2007-013, je pense qu'il y en a eu un autre en deux mille dix (2010) pour à peu près cent cinquante mégawatts (150 MW). Est-ce que c'est exact?

R. Oui. Par contre, je ne pourrais pas dire qu'il n'y a pas eu d'autres. Il y a des appels d'offres, il

peut avoir eu des ventes faites sur les, en
bilatéral...

Q. [16] Oui, je...

R. ... ça c'est présenté dans nos différents dossiers
tarifaires. On présente toujours un suivi de la
revente là au niveau de la preuve tarifaire qui est
présentée et aussi après ça on présente dans la
demande de renseignements généralement toujours à
la demande de la Régie, le suivi là un peu plus fin
à partir de données en cours qui est un historique
sept mois prévision cinq mois.

Q. [17] J'y allais. Donc vous confirmez pour les
appels d'offres. Maintenant justement pour les
transactions bilatérales j'aimerais ça juste, j'ai
les informations qui proviennent justement des
tarifaires. Ma compréhension c'est qu'en deux mille
neuf (2009) au niveau des transactions bilatérales,
il y a eu zéro point six térawattheures (0,6 TWh),
en deux mille dix (2010) zéro huit térawattheures
(0,8 TWh) plus les transactions financières et je
vais y revenir et en deux mille onze (2011)
naturellement ce qui est prévu c'est zéro
térawattheure (0 TWh) plus transactions financières
également. Est-ce que ces informations vous
apparaissent exactes?

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Paule Hamelin

- 27 -

R. Je n'ai pas les chiffres devant moi, mais si vous les prenez dans la tarification, j'estime que c'est les bons chiffres là.

Q. [18] D'accord. Et au niveau des transactions financières pour deux mille dix (2010) je pense qu'on arrive à un point neuf térawattheures (1,9 TWh) et en deux mille onze (2011) transactions financières avec le Producteur un point huit térawattheures (1,8 TWh), est-ce que c'est aussi des informations qui vous apparaissent exactes?

R. C'est les chiffres que j'ai en tête, mais évidemment je ne peux pas les, je n'ai pas ça devant moi, il faudrait ressortir le cartable de la tarification.

Q. [19] O.K. Alors peut-être je vais demander sous réserve de, du Distributeur, de faire les vérifications à savoir si les chiffres ne sont pas, ne correspondent pas à la tarification, mais je vous indique que je les ai tirés du dossier R-3740-2010 à la page, donc juste que le Distributeur si jamais les chiffres ne lui apparaissent pas exacts, qu'il puisse nous les confirmer, ça serait l'engagement 8. Maintenant au niveau.

Me ÉRIC FRASER :

Vous demandez un engagement de confirmer si les

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Paule Hamelin

- 28 -

chiffres que vous avez pris dans le dossier
tarifaire sont exacts.

Me PAULE HAMELIN :

Bien à ce moment-là moi ce que je demande de
confirmer c'est les transactions bilatérales. S'il
n'est pas d'accord avec mes chiffres sur les
transactions bilatérales, qu'on nous fournisse les
chiffres corrects.

Me ÉRIC FRASER :

Écoutez, on va prendre ça en note puis je vous
reviendrai si jamais on n'est pas d'accord, mais je
ne vois pas la nécessité de prendre un engagement
là-dessus.

Me PAULE HAMELIN :

Je ne veux pas qu'on m'arrive, Monsieur le
Président, et qu'on nous dise que les informations
ne sont pas correctes. Alors on pourra peut-être à
la pause...

Me ÉRIC FRASER :

Oui.

Me PAULE HAMELIN :

... s'assurer avec mon collègue de vérifier les
chiffres, sinon.

LE PRÉSIDENT :

C'est ça à la pause vous vérifierez ces chiffres-là

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Paule Hamelin
- 29 -

en ouvrant le système de la Régie, informatique.

Me PAULE HAMELIN :

Bien en fait moi je l'ai ouvert, Monsieur le
Président, j'ai fait mon travail, mais j'arrive
avec ces chiffres-là alors je veux juste et le
témoin répond.

LE PRÉSIDENT :

C'est beau.

Me PAULE HAMELIN :

Merci.

LE PRÉSIDENT :

C'est beau, Maître Hamelin, vous pouvez poursuivre.

9 h 24

Me PAULE HAMELIN :

Q. [20] Alors, au niveau des transactions financières,
ma collègue, maître Sicard, au niveau de UC, vous a
demandé certaines informations au niveau de deux
mille onze (2011) et c'était l'engagement E-4.
Pouvez-vous nous confirmer que, dans le cadre de
l'engagement E-4, vous allez être en mesure de nous
indiquer également le prix en mégawattheure de
cette transaction financière-là? Et je vais répéter
l'engagement 4, c'était :

Fournir les quantités prévues à la
transaction pour deux mille onze

(2011), la confirmation que le montant représente vingt et un millions (21 M\$) et le prix de la prime de puissance associée aux quantités devant être payé par le Distributeur au Producteur. Donner le prix de l'énergie indiqué au contrat de base pour l'année deux mille onze (2011).

Alors, je veux juste m'assurer que l'on aura effectivement, dans le cadre de cet engagement-là, le prix en mégawattheure pour deux mille onze (2011).

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Pour le contrat en base?

Q. [21] Oui, pour la transaction financière en question.

R. Donc, vous aurez le prix du contrat prévu en deux mille onze (2011), le contrat en base, et le...
Hein! On s'entend sur le prix de marché, M moins 5, ce qui était convenu, donc le Delta entre les deux va faire C sur ce différentiel de prix-là que reposait l'entente de nature financière. Donc, oui, vous aurez cette information-là qui est d'ailleurs au dossier R-3740-2010.

Q. [22] J'aimerais avoir le même engagement pour ce

qui est de la transaction financière pour deux mille dix (2010), alors c'est la même... les mêmes informations, Monsieur le Président, que je demande.

Me ÉRIC FRASER :

Même objection là. Sortir des chiffres du réel alors qu'on est dans un exercice de planification qui n'est pas dans l'horizon du Plan qui est deux mille onze, deux mille vingt (2011-2020). Écoutez, ça me semble... ça me semble abusif, puis je m'objecte pour cette raison.

Me PAULE HAMELIN :

Monsieur le Président, on est en train de tenter d'évaluer les différentes stratégies du Distributeur quand il décide d'avoir des transactions financières avec le Producteur à certains montants. Je pense que c'est important pour le futur et dans le cadre du présent Plan d'avoir ces informations-là. Et on sera en mesure de pouvoir faire des commentaires et des recommandations à la Régie sur certaines décisions prises par le Distributeur, et ça fait partie de ses stratégies et également dans l'évaluation de son portefeuille puis de la possibilité de vendre au plus bas coût possible. Alors, je pense que

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Paule Hamelin

- 32 -

c'est dans cette optique-là.

LE PRÉSIDENT :

Peut-être, est-ce que vous avez plusieurs données de ce type-là que vous allez demander d'ici le quinze (15) minutes qui vous reste? Même, en fait, il vous en reste un peu moins que ça là, mais... Si on sen va à l'autre élément, est-ce que vous avez d'autres... bon, est-ce que vous avez d'autres informations de ce type-là? Est-ce qu'il y a une autre façon d'aller chercher ces données-là? Parce que là si on est en train de refaire la tarification, ça ne m'intéresse pas.

Me PAULE HAMELIN :

Monsieur le Président, je vous rassure tout de suite là, c'était l'information financière que je recherchais pour deux mille dix (2010), outre de demander un peu plus loin dans mon contre-interrogatoire des informations qui sont tirées du tableau déjà produit dans le présent dossier au niveau de la puissance, je pense qu'il s'agit là des seules informations de nature financière que je demande.

LE PRÉSIDENT :

Parce que vous comprenez, je n'ai pas le goût de refaire la tarification là.

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Paule Hamelin

- 33 -

Me PAULE HAMELIN :

Je n'ai pas l'intention de refaire la tarification,
Monsieur le Président, sauf qu'il y a certains
intervenants qui n'étaient pas dans la tarification et
cette information-là est importante dans le cadre
de ce présent dossier-là quant à la preuve qu'on
veut... qu'on veut faire et l'argumentation qu'on
veut faire également.

LE PRÉSIDENT :

Mais...

Me PAULE HAMELIN :

Alors, il faut que je l'incorpore dans la présente
preuve.

Me ÉRIC FRASER :

Là je ne peux pas me retenir, Monsieur le
Président. Évidemment, ma consœur a parlé de la
preuve qu'elle veut faire parce qu'elle n'a pas de
preuve. Elle intervient tardivement et là elle fait
sa preuve avec mes témoins. Elle demande à mes
témoins de déposer des documents que ses témoins ne
pourront pas déposer parce qu'elle n'a pas de
preuve. Elle demande à mes témoins de déposer des
documents qui ont déjà été déposés et qui ne
relèvent pas typiquement du Plan
d'approvisionnement et qui ne relèvent pas d'une

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Paule Hamelin

- 34 -

précision au Plan d'approvisionnement, mais bien de pouvoir parfaire sa preuve pour ce qu'elle aura à plaider. Et c'est là que j'en ai.

LE PRÉSIDENT :

D'accord. Ça va aller.

Me PAULE HAMELIN :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

D'ailleurs, si j'ai bien compris la dernière demande que vous avez faite, ça porte sur deux mille dix (2010) et c'est le dollar par mégawatt de ces transactions financières-là que vous voulez avoir?

Me PAULE HAMELIN :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

D'accord. Est-ce que vous voulez prendre un engagement ou vous allez répondre? Un engagement là-dessus?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Bien, on avait déjà pris les engagements 4 et 5, alors l'information...

Q. [23] Ça va être dedans?

R. C'est dedans, donc...

Q. [24] Parfait. On peut poursuivre, Maître Hamelin.

Me PAULE HAMELIN :

Q. [25] Je vous réfère maintenant à la DDR de la Régie, HQD-3, Document 1, page 11. Ma collègue, maître Sicard, vous avait posé certaines questions là-dessus, et c'est également dans mes listes de questions. Je ne veux pas revenir sur certaines réponses, mais... La Régie... Est-ce que ça va?

R. Non, juste répéter, HQD-3, Document 1, c'est ça?

Q. [26] Oui. HQD-3, Document 1, page 11.

R. Parfait. Merci.

Q. [27] Ça va?

R. Oui.

Q. [28] C'est bon. O.K. La Régie référerait à la décision D-2008-133 et elle indiquait qu'il appartenait au Distributeur :

[...] de discuter et de s'entendre avec l'ensemble de ses partenaires et des principaux acteurs du marché pour mettre en place les moyens, par exemple une page WEB sécurisée, qui permettront d'intéresser d'autres participants.

Est-ce que vous avez, dans les faits, entrepris des discussions avec vos partenaires, telles que proposées dans la décision D-2008-133?

R. Donc, nos actions ont été plus, comme on vous l'a mentionné, et la réponse en fait état, de chercher à augmenter le nombre de contreparties. Je pense qu'on l'a mentionné la semaine passée, c'est qu'on a fait. Nous, ce qu'on vise, c'est d'avoir le maximum de contreparties. Je pense qu'on faisait mention donc de... on parlait d'une quinzième contrepartie à ce moment-là.

Maintenant, de mettre en place une plateforme électronique, une page Web, pour le moment, nous, ce qu'on a dit, c'est qu'on ne voit pas l'intérêt. Pourquoi? Parce que, de un, les transactions sur le marché de court terme, quand on regarde l'horizon douze, treize, quatorze (12-13-14), deux mille douze à deux mille quatorze (2012-2014), c'est, outre la revente qui est, oui, significative, on parle de un à deux térawattheures (1-2 TWh) sur ces horizons-là, en mode achat, hein, en achat divers. De mémoire là, je n'ai pas la page devant moi, mais on est toujours à l'intérieur d'une fourchette de cinq cents gigawattheures (500 GWh), même un petit peu moins, donc...

Et ce qu'on sait, nous, on le vit, hein, depuis deux mille quatre (2004), c'est qu'en achat, on n'a relativement pas de problème. Donc, quand on

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Paule Hamelin

- 37 -

veut procéder à des achats de puissance ou d'énergie en hiver, le marché là, on a accès à ces... on a accès à ces quantités-là. Nos contreparties, elles sont là.

Par contre, on la dit, quand on veut se placer en mode revente - et on ne parle de revente là pour vendre un petit cinquante mégawatts (50 MW) à gauche puis à droite - on parle de revente de façon substantielle, revendre des quantités appréciables sur des... j'allais dire des stribes (sic), mais des périodes prédéfinies que vous connaissez, hein, des périodes standards. Et ça, c'est là qu'on a un problème, et on la vécu en deux mille sept (2007), et quand on veut le refaire, on le vit à chaque fois.

09 h 33

Donc, la flexibilité qu'on a est à la hausse au niveau des achats et quand on regarde les transactions qu'on aurait à faire au cours des prochaines années, il n'y a pas d'intérêt à mettre en place une plate-forme électronique, ça fonctionne déjà très bien avec nos contreparties. Donc, ça peut se faire en mode bilatéral, on peut le faire. Si les besoins sont substantiels on pourrait procéder en appel d'offres.

Pour le moment, évidemment, on n'a pas, on ne fait pas d'appel d'offres parce que les achats se concentrent sur trois, quatre mois. C'est surtout le mois de janvier, février. Ça peut arriver aussi en novembre, décembre. Mais c'est vraiment les mois d'hiver. Donc, il n'y a pas matière à mettre de la lourdeur alors que ça fonctionne très bien à ce moment-là.

Q. [29] Je comprends de votre réponse que vous n'avez pas fait de démarches pour parler avec vos contreparties. La seule démarche que vous avez faite, selon vous, c'est d'augmenter le nombre de contreparties?

R. Si vous me parlez d'une démarche pour mettre en place une plate-forme électronique, non ces démarches-là n'ont pas été entamées.

Q. [30] D'accord. Et quand on parle d'une page Web sécurisée, là je ne parle pas nécessairement d'une plate-forme électronique mais d'une page Web sécurisée, est-ce que vous n'êtes pas d'accord que le fait de publier de façon journalière, mensuelle les surplus du Distributeur ne pourrait pas justement favoriser le fait que vos contreparties pourraient vous appeler et initier un petit peu plus de transactions de ce côté-là, vous ne pensez

pas que ça aurait un avantage?

R. Vous savez, pour nos surplus ou pour les quantités qu'on a à revendre il n'y a pas beaucoup de monde qui nous appelle. Lorsqu'on le vit et on l'a vécu, et on le vit, on n'est pas en mode revente présentement. Mais ça ne se bouscule pas aux portes pour acquérir nos surplus. Donc, les surplus sont présentés dans les dossiers tarifaires à chaque année pour l'année en cours et l'année prévisionnelle. Il n'y a pas... De mettre en ligne des surplus ne changera rien sur cet état-là.

C'est plus, nous, ce qu'on veut c'est le maximum de contreparties pour idéalement combler nos besoins en achat et en revente lorsque le besoin arrive. Il ne faut pas oublier que la revente on ne fait pas ça à la petite semaine. Donc, lorsqu'au besoin on peut faire des dispenses, on procède par dispenses et des appels d'offres aussi. Et ça, toutes nos contreparties sont contactées, et je vous dirais si on en a quinze (15), les avis sont envoyés à tout le monde. Et si c'est des appels d'offres, bien, c'est élargie.

Q. [31] Est-ce que c'est exact de dire que quand on parle de transactions bilatérales on appelle essentiellement deux ou trois contreparties?

R. Évidemment, c'est deux ou trois contreparties, ce n'est pas juste une contrepartie parce qu'on fait face à un seul prix.

Q. [32] O.K. Et si je reviens à la citation où on indique :

L'objectif final est d'augmenter la profondeur et la fluidité de ce marché de court terme tout en maintenant l'équité et la transparence.

Et la Régie juge aussi que le niveau d'activité et la fréquence des transactions à l'achat comme à la vente aidera à l'atteinte de cet objectif tout en réduisant le recours à l'entente cadre et en limitant la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée.

Est-ce que je dois comprendre que l'essentiel de vos démarches, comme vous l'avez dit c'était essentiellement d'augmenter le nombre de contreparties?

M. HANI ZAYAT :

R. Je vais le reprendre peut-être dans mes mots ce que monsieur Dufresne a mentionné. On parle de profondeur de marché pour répondre aux besoins du

Distributeur, donc pour pouvoir aller chercher de l'énergie quand le besoin est et aller en disposer lorsqu'on est en période de surplus.

Alors, ce qu'on a mis en place on a une quinzaine de contreparties avec qui on est autorisé ou où on a le cadre légal, le cadre juridique et le cadre financier en place pour pouvoir transiger avec eux. Et en mode achat ce nombre de contreparties, bien qu'on soit très peu en achat depuis deux mille huit (2008), il faut voir aussi que la situation a évolué au cours des années. On est passé d'une situation de besoins importants, ou si on revient à deux mille cinq (2005), deux mille six (2006) on arrivait, on avait fait des achats de l'ordre de cinq, six térawattheures, si mon souvenir est bon, à une situation aujourd'hui où on n'a pratiquement pas d'achats à faire.

Maintenant, s'il y avait des achats à faire on a le nombre de contreparties suffisant pour pouvoir aller faire ces achats-là quelle que soit la façon de le faire. Quand les quantités sont importantes on peut procéder par un appel d'offres formel. Et quand les quantités ne le sont pas ça peut se faire à travers ce qu'on appelle du bilatéral, mais ce que moi j'appellerais plutôt un

appel d'offres téléphonique. Donc, on appelle nos contreparties. Elles n'ont pas besoin de nous appeler, on les appelle et on leur soumet les quantités, les périodes dont on a besoin, et la transaction peut se faire.

De la même façon en mode vente, si on veut augmenter la profondeur de marché, là aussi il faut regarder les contraintes, les contraintes techniques. Mais, essentiellement, les mêmes choses peuvent se faire. Même si nos contreparties ne nous appellent pas, le téléphone il fonctionne dans l'autre sens aussi. Donc, on peut appeler nos contreparties qui sont essentiellement, pas essentiellement, les mêmes, les mêmes quinze (15) ou la quinzaine de contreparties avec lesquelles on a les cadres juridique, financier, et caetera, pour faire des transactions. Et s'il y a de l'intérêt ça peut se faire.

Q. [33] Ma question...

R. Et ça va dans le sens où quand on regarde les objectifs premiers, c'est donc minimiser l'usage de l'entente globale cadre. Donc, on parle de l'usage, donc les dépassements. Puis, effectivement, quand on regarde au cours des dernières années, je pense les dépassements ont été, je n'ai pas les chiffres

en tête, mais assez minimes pour ne pas dire
inexistants.

Q. [34] Ma question elle est simple. Est-ce que vous
avez fait des démarches concrètes pour favoriser ce
marché-là au-delà justement d'essayer d'avoir deux
contreparties de plus?

R. Ce que je vous dis c'est que les démarches
concrètes sont faites. On a le cadre qu'il faut
pour agrandir, pour augmenter la profondeur du
marché. Donc, les démarches c'est ce qu'elles ont
visé et c'est ce qu'on a en place. On a déjà un
marché qui permet de répondre en mode achat de
façon très flexible, qui répond moins bien en mode
vente, pas parce que le marché n'est pas là mais
parce que la capacité de transiter sur les lignes
est moins présente. Et l'objectif au-delà de ces
deux composantes-là est de réduire la capacité,
l'utilisation à l'entente globale cadre, et cet
objectif-là est atteint, et de la même façon pour
l'inutilisé.

Q. [35] Donc, pour résumer il n'y a pas eu de
changement dans votre façon de faire au niveau du
marché de court terme depuis deux mille huit
(2008), c'est toujours la même situation qui est
présente actuellement?

R. Outre les deux ou trois contreparties

supplémentaires, ce qui a changé ce n'est pas notre façon de faire, c'est nos besoins qui ont changé.

On n'est pas tout à fait dans le même contexte que ce qu'on a été peut-être au moment de l'écriture de l'ancien plan.

9 h 41

Q. [36] Compte tenu... Peut-être juste avant. Au niveau des ententes financières avec le Producteur, est-ce que c'est exact de dire que c'est exclusif au Producteur? Ce n'est pas offert naturellement à d'autres contreparties, ça découle des conventions d'électricité différée et ce sont des transactions qui sont exclusives avec le Producteur.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Effectivement, de par la nature du produit en soi, donc le produit, ce n'est pas un produit qui est offert sur les marchés. Juste vous rappeler un peu comment ça fonctionne, la nature du produit. Donc, le règlement financier qui s'applique au contrat en base, c'est qu'on s'ajuste à très très court terme, les quantités qui sont prises. Donc, on conserve exactement les quantités qui sont requises au niveau du trois cent cinquante mégawatts (350 MW) en base, donc pour l'équilibre offre-demande à très

court terme. À chaque jour, on décide ce qu'on conserve pour faire l'équilibre offre-demande.

Maintenant, les quantités qui ne sont pas requises font l'objet du règlement financier, hein, de la transaction de nature financière, donc... Et ça, c'est pour des périodes, il y a trois périodes, la période d'hiver, la période d'été - je l'appelle « été », mais c'est un peu été là... on parle d'avril à septembre... avril à octobre - et la période après ça qui suit avril-septembre donc, et l'autre période, c'est octobre-novembre. Donc, le produit en soi, c'est un produit qui est extrêmement flexible. Je pense qu'on l'a souvent expliqué.

Le délai pour... le délai d'utilisation est de moins de vingt-quatre (24) heures, donc... et les quantités peuvent être de... Hein! On s'entend qu'on peut prendre cinquante mégawatts (50 MW) aussi bien que trois cent cinquante mégawatts (350 MW). Et ça, c'est sur une base vingt-quatre (24) heures. Donc, c'est des... du profilage horaire et des quantités importantes. Et ça, dans le marché, on ne peut pas obtenir ce type de flexibilité-là.

Donc, c'est pour ça que, de par sa nature,

le produit, on l'a souvent expliqué, c'est un produit qui est toujours non standard, qui est fait dans le cadre d'un contrat. En fait, je vous dirais... je ne dirais pas qu'il est fait dans le cadre d'un contrat parce que c'est deux choses séparées. Il y a le contrat qui est... on a le contrat de base qui nous permet d'avoir des livraisons en base, donc tout au long de l'année, auquel on paye la prime fixe, on paye le prix de l'énergie. Et suite à ça, nous, la décision qu'on avait prise, c'est de ne pas différer des quantités, en deux mille dix, deux mille onze (2010-2011), pour gérer le solde.

Et la décision qu'on se pose après, la question qu'on se pose après, c'est : que fait-on avec ça, est-ce qu'on va sur les marchés pour revendre l'énergie excédentaire ou on tente de trouver mieux pour le bénéfice de la clientèle.

Alors, ça, ce qu'on a dit, c'est que l'entente avec le Producteur nous permet d'aller chercher des gains de l'ordre de douze dollars (12 \$) du mégawattheure juste pour la transaction, donc de revendre sur le marché. On parle de deux térawattheures (2 TWh). Le deux térawattheures (2 TWh) sur le marché pendant sept mois, on parle

de trois cent cinquante mégawatts (350 MW) là.

Bien, nous, ce qu'on dit, c'est que si on avait eu à faire cette transaction-là sur le marché, le fameux coût n'aurait pas été de vingt millions (20 M\$), mais de quarante millions (40 M\$), donc on aurait subi... la liste est... on la connaît la liste. Et on aurait eu à assumer les pertes de transport, les coûts de transfert, frais de transport, frais de courtage, le fameux dollar du mégawattheure et l'effet congestion.

Donc, le seul coût qu'on a à assumer, c'est le frais de congestion, le M moins 5, et c'est ce qui nous permettait d'avoir des gains de l'ordre de vingt, vingt-un millions (20-21 M\$) en deux mille dix, deux mille onze (2010-2011).

M. STÉPHANE VERRET :

R. Juste en complément, j'ai compris tout à l'heure que votre client, votre cliente n'était pas présente au dossier tarifaire. Mais, vous allez trouver au dossier tarifaire l'ensemble de l'information qui démontre l'avantage économique des transactions de nature financière qui sont de l'ordre de vingt millions (20 M\$) là par année au bénéfice de la clientèle.

Me PAULE HAMELIN :

Q. [37] Là-dessus, peut-être vous l'avez reproduit dans le cadre du présent dossier. On aura à commenter là-dessus. Alors, j'avais bien pris connaissance de votre preuve dans le cadre du dossier tarifaire et et également dans le cadre de ce dossier-ci, mais ça m'amène à vous poser la question suivante. Je comprends que le Distributeur a à gérer son offre-demande, et caetera, et on sait les surplus importants qu'il y a présentement. Quel est le désavantage pour le Distributeur à - et je ne parle pas nécessairement de quantité de trois térawattheures (3 TWh) ou deux térawattheures (2 TWh) - quel est le désavantage actuellement pour le Distributeur à faire un appel d'offres pour certaines quantités, compte tenu que vous avez tous ces surplus-là là? C'est quoi le désavantage pour le Distributeur de faire ça?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. O.K. Juste avant de répondre à votre question, j'aimerais peut-être apporter un élément de précision additionnelle sur l'autre question.

Q. [38] Mais...

R. Le produit en soi...

Q. [39] ... je pense que ça a été répondu là.

R. Oui.

Q. [40] Je veux juste essayer d'avancer, Monsieur le Président.

R. Bon. O.K.

Q. [41] Bien...

R. Bien, je pense qu'il y a un élément que je n'ai pas amené, j'aimerais ça l'apporter et, posez la question, je vais répondre.

Q. [42] Ma question, c'était...

R. Oui.

Q. [43] ... est-ce que c'est exclusif au Producteur ou c'était...

R. Oui. Bien, je vais peut-être bonifier un petit peu ma réponse. Lorsqu'on ne prend pas de quantité, donc on remet en vente, façon de parler... on peut remettre en vente jusqu'à trois cent cinquante mégawatts (350 MW) d'énergie à chaque journée. Et ça, on remet ça entre les mains d'un fournisseur. Il n'y a pas de... la partie... la partie qui est avec nous, qui fait la transaction avec nous, doit, elle, normalement une partie autre devrait prendre des... Il y a un risque à assumer. S'il ne peut le stocker, il devrait la revendre sur le marché. Donc, on s'entend que de revendre, à la petite journée, trois cent cinquante mégawatts (350 MW)

heure, il n'y a pas de produit en soi. Il n'y a pas personne qui peut - excusez l'expression - se «edger», se couvrir pour de telle quantité. Donc, c'est pour ça que je vous disais tantôt que le produit en soi est un peu... il est plus qu'un peu, il est non standard. Et c'est pour ça qu'on disait que, oui, il est exclusif à Hydro-Québec Production. Bon. Maintenant, je réponds à votre question.

Q. [44] Et pour ma question, je voulais juste rajouter que, avec un prix de réserve, par exemple...

R. Oui. Pardon?

Q. [45] Avec un prix de réserve là, vous prévoyez un prix spécifique. Donc, compte tenu de l'ensemble des surplus, qu'est-ce que... Et je comprends que vous avez à gérer votre offre-demande.

Actuellement, il y a des surplus en quantité astronomique. Quel est le désavantage pour le Distributeur de procéder à des appels d'offres de certaines quantités, pas des quantités astronomiques, et avec un prix de réserve?

M. HANI ZAYAT :

R. Je pense qu'on a mieux qu'un appel... Ce que vous nous demandez, dans le fond, ou ce qui est la transaction de nature financière, c'est une espèce

d'appel d'offres quotidien. Donc, c'est géré à tous les jours à vingt-quatre (24) heures de préavis, hein! C'est ce que monsieur Dufresne disait tantôt.

Donc, c'est comme si c'était à tous les jours on faisait un appel d'offres pour certaines... pour les quantités dont on a besoin et sur lesquelles on se base sur le prix du marché. Donc, ce n'est pas un appel d'offres, mais c'est une série d'appels d'offres quotidiens, avec des références de prix de marché et des quantités variables. On est beaucoup plus... je pense que c'est plus difficile à faire à tous les jours.

Là on a... c'est une série d'appels d'offres ou, à la limite, on peut voir ça comme une option, une option de vente. C'est ça dont on dispose. Avec une référence, prix de marché, et le prix de réserve, bien, c'est à nous de le gérer, dans le fond, en fonction de nos besoins. Notre prix de réserve, en bout de ligne, c'est l'électricité patrimoniale, hein! C'est ça notre... notre coût ultime.

Donc, c'est sûr que lorsque les prix de marché sont inférieurs aux prix de l'électricité patrimoniale, en fait, l'inverse plutôt, tant qu'ils sont supérieurs à l'électricité

patrimoniale, on utilise cette transaction financière-là. Lorsque c'est l'inverse, bien, on ne les utilise pas.

Q. [46] J'aimerais vous référer au tableau HQD-5, 06, c'était la question 22.4. on en a parlé beaucoup de ce tableau-là, juste... HQD-5, Document 6, le tableau là de la question 22.4. Alors, juste confirmer certaines choses. L'avant-dernière ligne, est-ce que je comprends bien là que c'est le coût moyen d'approvisionnement?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Postpatrimoniaux, oui.

Q. [47] Postpatrimoniaux. O.K.

R. Plus total, approvisionnements postpatrimoniaux, effectivement.

9 h 49

Q. [48] Parfait. Au niveau du prix de la revente qui se retrouve dans ce tableau-là, pouvez-vous juste me confirmer que l'engagement d'UC, c'est l'engagement 5, va nous fournir également, c'est la même... ça se trouve être la même question?

R. Oui, c'était l'engagement 5, l'Union des consommateurs, effectivement.

Q. [49] D'accord. Est-ce qu'on peut avoir le même calcul pour le prix de puissance qui se retrouve à

ce tableau-là?

R. Vous parlez du sept point neuf millions (7,9 M\$)?

Q. [50] Oui, tout à fait.

R. Je vais rementionner ce qu'on a mentionné ad nauseam. Ces données-là, on s'entend que deux mille onze (2011), ici, c'est les données tarifaires. Donc, je réitère que ces données-là, ce détail-là, ça a été présenté dans le dossier tarifaire l'année passée. Donc...

Q. [51] Monsieur le Président, je voudrais être en mesure...

M. HANI ZAYAT :

R. Ce qu'il est en train de dire, c'est que c'est présent dans le dossier tarifaire, le détail. C'est bien ça que tu dis?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Le détail, écoutez, je ne peux pas mentionner si le détail a été présenté dans la tarifaire. Honnêtement, je n'ai pas l'information ici si on a présenté le détail du sept point neuf millions (7,9 M\$). Mais entre autres, on connaît nos... c'est quoi sept point neuf millions (7,9 M\$), c'est le coût de l'interruptible prévu, la puissance additionnelle requise, le fameux deux cent vingt mégawatts (220 MW) qu'on voyait dans le bilan de

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Paule Hamelin
- 54 -

puissance, dans la tarification. Et essentiellement
c'est ça.

Me PAULE HAMELIN :

Monsieur le Président, comme on a également le prix
de revente, je pense que c'est le tableau qui a été
fourni par le Distributeur dans le cadre de ce
dossier-ci, j'aimerais qu'on puisse nous ventiler
le détail des calculs pour le sept point neuf
(7,9 M\$) qui se retrouve à ce tableau-là. Comme
engagement 9. Alors ventiler le détail...

LE PRÉSIDENT :

C'est-à-dire ventiler la puissance qui est associée
à l'achat de puissance de... parce que vous avez le
prix puis la quantité, vous devriez avoir le...

Me PAULE HAMELIN :

Oui, effectivement.

LE PRÉSIDENT :

... le total.

Me PAULE HAMELIN :

Alors, ce que je veux avoir, c'est comment on
arrive au chiffre de sept point neuf millions
(7,9 M\$) dans le tableau.

M. HANI ZAYAT :

R. Je peux peut-être répondre tout de suite.

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Paule Hamelin
- 55 -

Me PAULE HAMELIN :

Allez-y!

R. C'est un peu comme on l'a mentionné plusieurs fois.

Donc, les achats de puissance ici sont le résultat d'une multiplication qui sont les besoins de puissance, donc les quantités fois le prix, qui se trouve être le prix de référence pour les achats de puissance. Et en mode planification, on utilise comme référence toujours le même prix, on peut se baser sur le prix de l'interruptible. Donc, on parle de deux dollars et demi le kilowattmois.

Q. [52] Je n'ai pas compris votre fin de réponse.

R. Deux dollars et demi du kilowattmois pour les besoins de puissance en hiver. Ce qui donne donc le coût évité essentiellement. Et c'est ce qui donne le sept point neuf millions (7,9 M\$) pour deux mille onze (2011). Puis c'est le même calcul qui est bon pour deux mille douze (2012), deux mille treize (2013) et toutes les années suivantes.

9 h 55

Q. [53] Ça va. Merci. Alors, avant-dernière question, Monsieur le Président. J'aimerais vous référer à la pièce HQD-1, Document 1, le tableau qui se retrouve à la page 52. Alors c'est le tableau 4.4-3. Est-ce que ce tableau comprend le quinze pour cent (15 %)

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Paule Hamelin
- 56 -

de puissance supplémentaire?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Ce tableau-là c'est un bilan d'énergie, donc il
faudrait plutôt aller sur l'autre tableau, 4.4-4.

Q. [54] O.K. Pardon. Merci de la précision. Alors est-
ce qu'au niveau du 4, tableau 4.4-4 on retrouve le
quinze pour cent (15 %) de puissance
supplémentaire?

R. Oui. On l'a mentionné vendredi, si on regarde à la
ligne dans le bilan, 4.4-4, donc on avait inclus en
mode planification, on avait inclus le quinze pour
cent (15 %) sous la ligne entente globale de
modulation. Donc c'est l'équivalent du quinze pour
cent (15 %) de la puissance complémentaire.

Q. [55] D'accord. Dernière question. Est-ce que c'est
à votre connaissance que le Producteur dans le
passé a vendu des RECs provenant de parcs éoliens
situés au Québec dans le marché de la Nouvelle-
Angleterre?

R. Pardon? C'est la question?

Q. [56] Est-ce que c'est à votre connaissance que le
Producteur dans le passé a vendu des RECs qui
proviennent de parcs éoliens situés au Québec là,
Mount Copper entre autres, dans le marché de la
Nouvelle-Angleterre?

R. Ce qui est à notre connaissance c'est
qu'effectivement les parcs sont certifiés, ont été,
je ne dirais pas certifiés, mais...

Q. [57] Je pense que c'est le terme.

R. Le terme, c'est le bon terme. Maintenant est-ce
qu'ils en ont vendu, on n'en a aucune idée.

Q. [58] Je vous remercie.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Hamelin. Maître Falardeau pour
l'Association coopérative d'économie familiale de
Québec.

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DENIS FALARDEAU :

Q. [59] Monsieur le Président, Messieurs les
régisseurs, Denis Falardeau pour l'ACEF de Québec,
Madame, Messieurs, bonjour. En guise d'introduction
si je puis dire, à la lecture de vos documents,
disons que mon vocabulaire s'est enrichi d'un
nouveau terme technique, c'est le terme
stochastique, c'est synonyme d'aléatoire. Ce qui
m'amène justement à ma première question qui est la
suivante.

Si on considère les incertitudes du côté de
la demande, les moyens d'approvisionnement et de
gestion de cette demande ainsi que les incertitudes
concernant le prix des approvisionnements, quels

sont les méthodes ou les outils que vous avez utilisés pour minimiser les coûts d'approvisionnement du long terme? Et là-dedans justement est-ce que vous avez pensé entre autres à l'approche, la programmation dynamique stochastique ou d'autres méthodes?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Peut-être vous rappeler que lorsqu'on établit notre planification, donc la pratique courante c'est de prendre, d'utiliser la planification sur un scénario moyen. Donc les bilans qu'on présente dans le plan d'approvisionnement sont établis selon le scénario moyen, ça ce n'est pas nouveau, c'est depuis le premier plan.

Maintenant lorsqu'on regarde, lorsque vient le temps de conclure une entente ou de, comme exemple, le cas de l'entente globale de modulation c'est un bon cas, nous on ne va pas établir nos paramètres, voir l'ensemble des paramètres si ça tient la route pour viser la minimisation des coûts.

Évidemment on ne va pas baser cette analyse-là sur un seul scénario de demande. Et c'est là qu'on utilise différents cas de demandes, entre autres, les fameuses années climatologiques,

soixante et onze, deux mille six (1971-2006) qui servent dans le fond à établir, l'établissement des conditions de demandes, conditions climatiques normales.

Donc effectivement on utilise cette information-là pour revoir de façon plus précise nos évaluations à des fins d'entente d'approvisionnement. Je vous dirais aussi que l'aspect stochastique qui est utilisé ou dans le modèle de fiabilité en puissance, donc ce n'est pas un modèle, ce n'est pas un modèle déterministe le modèle MARS, c'est un modèle qui utilise, c'est la compulsion des deux éléments, l'offre et la demande et ça tient compte de l'incertitude. Donc oui c'est des modèles Monte-Carlo qui tiennent compte des différents cas de demandes, ça peut être jusqu'à cinq mille (5000) itérations.

Donc on utilise autant en fiabilité qu'en énergie. Évidemment la planification on l'établit sur un scénario moyen, mais lorsque vient le temps de combler une entente particulière qui nécessite une meilleure connaissance de quelle serait l'utilisation de cette entente-là, la modulation ça c'est un cas précis, c'est une entente qui va devoir faire face à des aléas sur la demande et à

des aléas sur l'offre.

L'offre, l'éolien, évidemment il y a un aléa important au niveau de la variabilité de la production et c'est pour ça qu'on utilise une nouvelle approche dans l'entente de modulation qui va être déposée là au cours de l'été et on va pouvoir en reparler de cette nouvelle approche-là.

Q. [60] Sauf exception, nous allons travailler avec le document HQD-1, Document 1 et allons-y maintenant à la page 8 à sa ligne 17. Ça va?

R. HQD?

Q. [61] Excusez-moi, HQD-1, Document 1, page 8 à sa ligne 17 et je vais citer :

De plus, le Distributeur prévoyait et là on parle du plan d'approvisionnement deux mille huit, deux mille dix-sept (2008-2017)

combler ses besoins en puissance de court terme avec l'utilisation de l'électricité interruptible et l'achat de puissance sur les marchés de court terme. Pour des fins de planification, une quantité de 800 MW d'électricité interruptible était alors intégrée au bilan de même qu'une contribution de 500 MW des marchés de court terme. À

plus long terme, il était prévu
d'augmenter la contribution de ces
deux moyens, d'explorer les options de
gestion de la consommation et de
lancer un appel d'offres après
évaluation des besoins.

Ce qui m'amène la question suivante, quelles sont
les démarches que vous avez entreprises concernant
les options de gestion de la consommation et
l'évaluation des besoins en puissance et l'appel
d'offres?

10 h 00

R. Donc, on va commencer par l'appel d'offres.

Évidemment, l'appel d'offres n'a pas eu lieu, hein,
l'appel d'offres. On parle de l'appel d'offres ici,
de mémoire c'était pour... on parle du plan deux
mille huit, deux mille dix-sept (2008-2017), un
appel d'offre pour des besoins de long terme. Je
dirais plus puissance.

On a vu ce qui s'est passé depuis le plan
deux mille sept (2007), une baisse importante des
besoins au niveau des pâtes et papiers et on a vu
la récession. Ce qui fait que ces besoins-là ont
été reportés, autant en puissance qu'en énergie. Et
à l'inverse je vous dirais plus que la

problématique de surplus d'été s'est accentuée.

Donc, on regarde deux mille sept (2007) ce qui s'est passé des surplus. On se souvient Convention d'énergie 1 dès le début deux mille sept (2007), le début deux mille huit (2008), excusez-moi, après le dépôt du plan. Demande de suspension de TCE.

Donc, la problématique s'est plus présentée au niveau des surplus d'été. Alors, ce qui a fait qu'on l'a vu, depuis les derniers états d'avancement, les dernières causes tarifaires, c'est qu'on n'a pas annoncé d'appels d'offres. L'appel d'offres donc ça a été un scénario qui a été pour le moment reporté. Dans le plan on en parle. Donc, ça pourrait être un appel d'offres qui pourrait être lancé d'ici deux mille treize (2013) pour des besoins d'hiver deux mille quinze-deux mille seize (2015-2016). On parle de deux mille seize (2016). Quand on dit deux mille quinze-deux mille seize (2015-2016) c'est l'hiver à compter de janvier, idéalement janvier deux mille seize (2016). Bon. Ça c'est appel d'offres. Donc, report de ce besoin-là compte tenu de l'équilibre offre/demande au cours des trois dernières années.

Maintenant, au niveau des moyens de gestion de consommation. Si on recule aussi dans le plan,

on avait fait état, puis là je vous dis ça de mémoire, je pense que tout ça est au dossier, en fait dans différents dossiers. On avait parlé de différents potentiels. Si on se souvient il y avait l'accumulateur thermique, il y avait génératrice d'urgence, il y avait aussi chauffe-eau trois éléments. Donc, on est revenu sur ces différents dossiers-là dans chacun des dossiers tarifaires ou dans les états d'avancement.

Là il faudrait voir tout ce qui a été dit, mais entre autres si on se souvient bien il y avait le fait que les accumulateurs thermiques, le potentiel qui était, de mémoire, évalué à un chiffre de deux cents mégawatts (200 MW) dans le plan de deux mille sept (2007), on va l'appeler comme ça le plan deux mille sept (2007), il a été ramené à des niveaux beaucoup plus faibles. Donc, ça, ça n'a pas été la mesure la plus, je vous dirais la plus, ce n'est pas ça qui nous a amené beaucoup de mégawatts. C'est toujours il n'y a pas de programme à proprement dit, je crois. Peut-être que madame pourrait confirmer. Il n'y a pas de programme, mais le potentiel n'est nécessairement pas là.

Dans le plan ce qu'on dit c'est qu'il va

falloir aller plus loin avec ça. Donc, gestion de consommation il y a matière à examiner toutes les possibilités qu'on pourrait utiliser de ça. Et ce qu'on dit dans le plan on parle des compteurs LAD. Évidemment, c'est quelque chose qui pourra, un jour il y a des opportunités qui pourraient se présenter. Donc, on va suivre ça avec attention. Évidemment, si on peut aller chercher le potentiel qui est là on n'hésitera pas à le faire. Évidemment, il y a toujours des questions de coût. Pour l'instant c'est très préliminaire, mais c'est quelque chose qu'on suit avec attention les opportunités qui pourraient se présenter à ce niveau-là.

Q. [62] Toujours avec le même document allons-y à la page 12. Excusez-moi, à la page 9, ligne 12. Ça va être mieux comme ça. Ça va? Et je cite :

Tel que présenté dans le plan
d'approvisionnement 2008-2017, le
Distributeur a accru le recours aux
moyens déjà en place. D'une part, la
contribution des marchés de court
terme dont l'évaluation était
considérée conservatrice a été portée
à 1000 mégawatts.

Ce qui amène la question suivante. Pouvez-vous nous indiquer si la puissance associée aux parcs de centrales éoliennes et aux centrales hydrauliques correspond aux capacités maximales ou aux capacités garanties en période de pointe? Et là je fais référence plus précisément avec la garantie en puissance qui avait été offerte par le Producteur dans l'entente d'intégration pour 2011 et suivants.

R. Je ne suis pas sûr que je comprends bien votre question. Peut-être juste clarifier, s'il vous plaît.

Q. [63] Je vais être honnête avec vous, mon analyste n'étant pas avec moi je ne peux pas vous préciser. On va la mettre de côté.

M. HANI ZAYAT :

R. Je peux peut-être faire une tentative. Dans les bilans de puissance, la contribution de l'énergie éolienne est incluse à trente pour cent (30 %). Donc, à trente pour cent (30 %) de la puissance installée des éoliennes c'est ce qui est inclus dans le bilan de puissance et c'est ce que les modèles de fiabilité auxquels on faisait référence à semaine dernière permettent de conclure que si on prend trente pour cent (30 %) de cette puissance nominale-là, on respecte les critères de fiabilité.

À cela par contre, dans nos bilans de puissance, se rajoutent mille (1000 MW) ou mille cent mégawatts (1100 MW) de contribution de marché de court terme et huit cent cinquante mégawatts (850 MW) d'électricité interruptible qui n'est pas contractée à long terme, mais qu'on pense qu'on est capable d'aller chercher, année après année, avant l'hiver des quantités équivalentes à huit cent cinquante mégawatts (850 MW) pour l'interruptible et mille cent mégawatts (1100 MW) pour ce qui est des marchés de court terme.

Q. [64] Allons-y maintenant à la page 23 au tableau 3.1.1. À la note numéro 1 du tableau, il est fait mention :

L'énergie éolienne inclut la contribution de l'entente d'intégration, c'est-à-dire 35 % jusqu'en décembre 2011. À compter de 2012, la contribution en puissance va être portée à 30 %.

Est-ce que l'entente d'intégration éolienne pourrait être renouvelée si l'entente de modulation avec le Producteur ne se conclut pas?

R. Elle pourrait. On n'est pas dans ces discussions-là. Pour l'instant le scénario est plutôt la

conclusion d'une entente de modulation. Si jamais ces discussions-là ne devaient pas aboutir, il faudrait voir un peu quelle serait l'alternative. Et ça pourrait passer par une entente d'intégration éolienne.

Q. [65] Allons-y maintenant à un autre tableau, c'est celui de la page 26, le tableau 3.2.1 intitulé « Sommaire des approvisionnements en cours d'acquisition ». Ça va?

R. Oui.

Q. [66] Est-ce que la puissance à la pointe pour la petite hydraulique est garantie par les fournisseurs ou par le Producteur par une entente particulière?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Donc non, actuellement il n'y a pas d'entente particulière qui permet de garantir la puissance. Et c'est justement pour ça qu'on veut aller chercher ce raffermissement-là des livraisons avec une entente de modulation. Donc, les quantités qu'on a présentées dans le plan au niveau de la contribution en puissance des petites centrales hydrauliques c'était une réserve de, on l'avait mentionné, une réserve de soixante pour cent (60 %). Et ça c'était basé sur les soumissions qui

ont été retenues dans le cadre du programme d'achat. Et on l'a mentionné beaucoup, les petites centrales hydroélectriques vont, seront, feront partie des contrats assujettis dans l'entente globale de modulation. Donc, on viendra raffermir ces livraisons-là avec le service de modulation et de puissance complémentaire.

10 h 09

Q. [67] Maintenant, à la page 26 - et là on fait référence au groupe électrogène de secours - à la page 26, à la ligne 12, et je vais citer l'extrait :

L'expérience de ces dernières années avec les groupes électrogènes démontre que le programme a suscité peu d'intérêt chez les propriétaires de groupes électrogènes et que sa contribution n'est pas suffisante pour apparaître au bilan de puissance.

Le Distributeur ne compte plus sur ce moyen pour satisfaire ses besoins de puissance.

Mais, par contre, si cette puissance-là disons qu'elle passait de dix à quarante dollars (10-40 \$)

du kilowatt durant l'hiver, est-ce que le potentiel pourrait être intéressant par rapport à ce type de groupe électrogène-là?

M. HANI ZAYAT :

R. Je suis tenté de répondre en deux parties. Il y a une composante « prix » et pour ce qui est de la... C'est sûr que, plus le prix augmente...

Q. [68] Oui.

R. ... on peut penser que l'intérêt peut être augmenté vis-à-vis de nos partenaires. Par contre, la référence de prix pour nous, c'est un peu le coût évité ou nos alternatives. Donc, c'est un peu comme avec l'ensemble... l'ensemble des moyens dans le cas du groupe électrogène, bien, c'est calibré en fonction des autres moyens qui nous fournissent le même service, que ce soit les marchés de court terme ou... bien, les marchés de court terme incluant l'électricité interruptible, donc je ne vois pas de... il est difficile d'aller plus loin pour cette composante-là.

Par ailleurs, les problématiques qui avaient été soulevées pour les groupes électrogènes étaient, même à un certain point, au-delà des questions de prix, mais plutôt des questions de confort essentiellement des... pas des

gestionnaires d'immeubles, mais des locataires des immeubles qui utilisaient les groupes électrogènes et pour lesquels il y avait un effet de... un effet de nuisance disons qui était... qui était important. Ce qui fait que ces gens-là se sont... se sont retirés ou ne vont pas de l'avant.

On comprend que ce n'est pas leur business de produire de l'électricité. Pour eux, c'est une modalité et si ça... si les risques que ça vienne nuire à leur... à leur mission première sont importants, bien, c'est sûr qu'ils vont reculer. Et c'est ce qu'on a vu dans le cas des groupes électrogènes.

Q. [69] « Effet de nuisance », vous faites référence à quoi?

R. « Effet de nuisance » en termes de bruits, je crois, qui avait été soulevé, en termes d'odeurs, plutôt de ce type-là. Quand on démarre des groupes électrogènes qui, pour les tester, évidemment, dans les grands édifices, je pense, ça se faisait d'habitude les week-ends ou pendant les périodes où il n'y avait pas de locataire en place.

Q. [70] Allons-y maintenant, toujours avec le même document, début de la page 26, mais je vais vous référer à la page 27. Ça concerne l'abaissement de

tension là qui est mentionné au chapitre 3.3.3, à la page 27, à sa ligne 3, on cite :

Le résultat de ces essais démontre que le Distributeur peut compter sur une réserve d'exploitation, associée à l'abaissement de tension, de 250 MW.

Et je voudrais porter votre attention aussi, toujours dans le même thème, le document HQD-3, Document 1, c'est-à-dire vos réponses à la demande de renseignements de la Régie, à la question 2.3 qui est aux pages 6 et 7. Et plus précisément - et là je vais vous citer l'extrait de la réponse qui nous intéresse, à la page 7, à la septième ligne du dernier paragraphe de la page 7, il est fait mention :

[...] L'introduction du système CATVAR, lequel transmet de l'information plus précise sur le niveau de tension au poste, permettra d'augmenter le nombre de postes assujettis au moyen de gestion de l'abaissement de tension, sans compromettre la qualité du service chez la clientèle. [...]

Ce qui m'amène la série de questions suivantes là.

Est-ce que le Distributeur poursuit ses efforts
afin d'accroître justement ce potentiel
d'abaissement de tension?

M. STÉPHANE VERRET :

R. Écoutez, je vais vous amener un premier élément de
réponse là. Effectivement, ce projet-là CATVAR qui
fait l'objet d'un dossier distinct en vertu de
l'article 73, un dossier d'autorisation du projet,
mentionne effectivement qu'en installant les moyens
de contrôle dans les postes, ça permettra
d'augmenter le nombre de postes sur lesquels il
sera possible de faire de l'abaissement de tension.
Donc, effectivement, c'est un moyen qui va
permettre d'augmenter l'offre de ce niveau-là.

Maintenant, pour la quantité exacte là, je
n'ai pas en tête les... les données, les valeurs là
qui ont été présentées dans le cadre du projet
CATVAR. Mais, c'est certainement là une piste
d'amélioration de l'offre au niveau de
l'abaissement de tension.

Q. [71] O.K. Comme, par exemple, pour ce qui est de la
pointe, avez-vous évalué un peu ce que ça peut
rapporter en termes de diminution de la puissance
demandée?

M. HANI ZAYAT :

R. Oui. En fait, les chiffres qui sont présentés dans les bilans de puissance sont basés sur des tests, sur des évaluations qui sont faites du côté du gestionnaire du réseau de transport, dans le fond, de TransÉnergie, et ce sont les quantités qui sont... qu'on croit être possible d'obtenir en cas de besoin.

Et c'est sûr que dans le cadre du déploiement de CATVAR, si le potentiel devait être augmenté ou si on constatait qu'il était possible de compter sur l'abaissement de tension de façon plus importante, bien, on verra à ce moment-là à l'inclure, inclure les bonnes quantités lorsque possible.

Q. [72] Allons-y maintenant toujours avec HQD-1, Doc 1, aux pages 27, et 28. Et là on fait référence au chapitre 3.3.4, c'est-à-dire « Contribution des marchés de court terme en puissance », plus particulièrement à la page 28, ligne 7, et je vais citer l'extrait :

[...] le Distributeur conclut que le potentiel d'achat sur les marchés de court terme peut, dans l'immédiat, être augmenté de la capacité de

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 74 - Me Denis Falardeau

l'interconnexion de Dennison, soit 100
MW, pour s'établir à 1100 MW. [...] Le
Distributeur a à cet effet désigné
l'interconnexion Dennison à titre de
ressource pour alimenter la charge
locale.

Bon. Voilà pour une première référence. La deuxième
- et là je me réfère à HQD-1, Doc 2, aux pages 171
et 172.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Ce sont les annexes, je crois. Oui. O.K. Excusez.

Q. [73] Et on parle du chapitre 1 « Capacités
nominales des interconnexions ». À la ligne 21 de
171, on parle de :

[...] En été, certaines des capacités
mentionnées doivent être réduites pour
tenir compte des limites thermiques
plus contraignantes. Toutefois, compte
tenu des surplus d'énergie dont
dispose le Distributeur, les capacités
d'importation en été ne constituent
pas un enjeu sur l'horizon du Plan.

Enfin, d'ici 2015, aucun ajout ou
changement significatif affectant les

capacités d'importation n'est prévu.

10 h 15

Quelles sont les interconnexions ou les capacités qui ont été désignées pour deux mille onze (2011) et au-delà comme ressource par le Distributeur?

R. Pour le moment, compte tenu que le marché de New York, ça s'avère être le marché le plus, le marché fiable pour acquérir des produits de puissance, donc on l'a souvent dit, marché fluide, règle... marché fluide, donc beaucoup d'offreurs, marché de puissance qui est existant, les règles de marché applicables. Donc, c'est le seul marché qu'on a, c'est la seule interconnexion qui a été désignée pour les fins de l'alimentation de la charge locale. Donc, on parle de onze cents mégawatts (1100 MW). Et, évidemment, c'est une désignation qui vise essentiellement les besoins de puissance, donc à l'hiver.

Q. [74] Je comprends dans le fond qu'il n'y a pas d'autre entente de partage qui a été faite avec d'autres réseaux?

R. Il n'y a pas à proprement dit d'entente de partage avec d'autres réseaux. On va juste... Le Distributeur, nous, Hydro-Québec Distribution, pour

équilibrer le bilan de puissance, on considère la contribution des marchés de court terme comme étant un moyen qu'on dispose pour acquérir des produits de puissance. Bon. Ça, ce n'est pas... Je n'appliquerais pas le mot entente.

Par contre, comme on l'a mentionné, à chaque hiver, donc à chaque automne, avant la fin, avant le début de l'hiver, on va aller sécuriser les approvisionnements qui vont être requis pour la pointe qui vient. Exemple, cet hiver, cette année à l'automne, les besoins additionnels en puissance qui devront être comblés, s'il y en a, devront être acquis quelque part avant le premier (1er) décembre. Ce n'est pas une date fixe, là, mais s'il y a des achats importants à faire, on n'attendra pas le premier (1er) décembre, on va plus y aller graduellement entre le mois d'août et le premier (1er) décembre.

Bon. Et, ça, effectivement, s'il y a des quantités qui sont présentes, on va procéder, c'est des appels d'offres ou la dispense, musclée, comme on dit, et ça va se concrétiser par des ententes, des contrats de... des contrats d'acquisition de puissance. Bon. Maintenant, des ententes entre les réseaux voisins, nous, on n'en a pas.

Mais comme New York ISO a, Nouvelle-Angleterre ISO, Hydro-Québec, TransÉnergie, lorsque la pointe survient, il y a des... ces réseaux-là peuvent faire affaires entre eux pour de l'énergie d'urgence. Et, ça, c'est ce qu'on appelle des ententes pour de l'énergie d'urgence. Et, ça, nous, évidemment, c'est ce qu'on appelle le vrai... la désignation du mot « partage de réserve », c'est beaucoup plus ça que la contribution des marchés de court terme. Donc, nous, on n'a pas d'entente pour ça.

Et comme je vous disais, la désignation du onze cents mégawatts (1100 MW), c'est en mode planification, l'acquisition se fait année après année. On ne sécurise pas à l'avance pour les quatre prochaines années ce marché-là parce qu'on l'a vu au cours des dernières années, ça fluctue beaucoup. Donc, c'est seulement à quelques mois d'avis qu'on fait des... qu'on signe des contrats au besoin.

Q. [75] Donc, c'est à la demande, il n'y a pas d'entente à moyen terme?

R. Il n'y a pas d'entente à moyen terme. C'est comblé année après année pour les besoins de puissance.

Q. [76] Allons-y maintenant aux pages 28 et 29, c'est

le chapitre 3.4, c'est-à-dire gestion de la consommation. Et j'attire votre attention plus particulièrement à la ligne 17 page 28. Et je vais citer :

Les infrastructures de mesurage avancée représentent une opportunité pour le Distributeur dans la gestion de la consommation. Une meilleure connaissance temporelle des profils de consommation des clients apportera au Distributeur l'occasion d'exploiter de nouvelles opportunités et de développer des solutions qui tiennent compte de la réalité de la clientèle, tout en étant avantageux pour les clients et le Distributeur. Aussi, il lui serait possible d'offrir à sa clientèle des équipements, des accessoires et des mesures ayant trait au comportement.

Est-ce qu'il est possible d'envisager comme, par exemple, que le projet, le système LAD fasse en sorte que les systèmes biénergie soient directement contrôlés par Hydro-Québec aux heures de pointe, un peu, je pense, ce qui se produit actuellement du

côté de Sherbrooke, Hydro-Sherbrooke?

M. HANI ZAYAT :

R. Le projet LAD, donc c'est le projet dont le déploiement, le déploiement commence dans le fond. Il n'y a pas de modalité encore ou de fonctionnalité spécifique pour ce qui est de la gestion de la consommation. Mais c'est quelque chose qui va être regardé au fur et à mesure des possibilités et des besoins aussi bien du Distributeur que de la clientèle.

Q. [77] Donc c'est envisageable?

R. Ce serait envisageable. Présentement, les sondes des systèmes biénergie sont contrôlées en fonction de la température qui est coïncidente donc avec la pointe du Distributeur. C'est une façon de faire qui permet de répondre aux besoins du Distributeur dans la mesure où la pointe survient lorsque les températures sont très froides. Mais est-ce qu'il y a possibilité de voir d'autres modalités? Oui, certainement.

Q. [78] Parfait. Bon. Maintenant, on va aborder peut-être un sujet un petit peu plus délicat, mais en termes d'information, et je vous le dis tout de suite, si vous êtes plus à votre aise de répondre via un engagement confidentiel, je vous le propose,

c'est parfait, je vais aborder le thème de TCE. Au document HQD-1, Doc.1 à sa page 32 à la ligne 1, et je cite :

Suspension des livraisons de la
centrale de TCE.

HQD indique que la suspension de la centrale de TCE sera maintenue jusqu'en deux mille seize (2016). Un peu plus loin dans le même document à la page 42 à la ligne 5 et suivantes, le Distributeur indique que des discussions se poursuivront avec TCE en vue de parvenir à une option de suspension qui admettrait la modulation des livraisons pour répondre aux besoins de puissance et en énergie d'hiver. À défaut de quoi, le Distributeur envisagera toute autre alternative lui permettant d'équilibrer ses bilans en énergie et en puissance. Ce qui m'amène à une série de questions dont la première ici. Des discussions avec TCE, ça a déjà été effectivement amorcé concernant la possibilité de moduler les livraisons d'électricité ou c'est en voie de discussion?

R. Non, la modulation des livraisons de TCE est une option qui est envisagée pour l'instant par le Distributeur comme une façon de... une façon de répondre à ses besoins. Mais ce besoin-là, il

arrive dans les années deux mille quinze (2015). Et donc, il n'y a pas eu de démarche structurée avec TCE pour voir qu'est-ce que ça veut, quelle est la réalité qui... la réalité commerciale en arrière de ça, la réalité financière en arrière de ça. Donc, c'est plus un moyen de planification qui, pour l'instant, est un petit peu théorique, mais c'est ce qu'il faut chercher à voir, c'est comment ça peut se décliner. Et comment, qu'est-ce que ça peut vouloir dire comme entente aussi bien pour le Distributeur que pour les gestionnaires de la centrale.

10 h 24

Q. [79] Parfait. Allons-y maintenant, l'autre déborde un peu TCE et pour ce faire j'ai besoin de vous distribuer l'extrait de l'expertise. C'est un extrait du rapport d'expertise de monsieur Marcel-Paul Raymond qui agit comme expert pour l'UMQ, cet extrait-là c'est à la page 106 et 107.

Je vous donne quelques instants pour consulter parce que ça va faire partie de la question et je porte à votre attention plus particulièrement le tableau 4 à la page 107, c'est en quelque sorte le résumé du scénario proposé par cet expert. Ça va?

Bon allons-y et là on va parler de la réserve de deux mille mégawatts (2000 MW), si le Distributeur peut accroître ses approvisionnements en puissance ou des réserves d'environ deux mille mégawatts (2000 MW) là par toute une série de scénarios possibles, là-dedans il y a, ça peut être par de nouvelles sources d'approvisionnement qui sont requises là, là je fais référence aux cent cinquante mégawatts (150 MW) de production via la biomasse, c'est une proposition du gouvernement. Ou par exemple ça peut être, cette augmentation-là peut être le produit des appels de proposition pour la gestion de la consommation et là je fais référence HQD-1, Doc. 1, aux pages 46, 47, si ces propositions-là donnent des résultats qui sont appréciables. Ou par exemple d'autres possibilités, le partage de nouveaux contrats de puissance avec les réseaux voisins ou via la proposition de l'expert de l'UMQ.

Et aussi si les livraisons modulées de la centrale de TCE ne seraient plus requises avant deux mille vingt et un (2021), quels seraient, avec toutes ces possibilités-là, quels seraient les coûts cumulés de suspension de la centrale TCE?

Parce que ce que je comprends il y a des

coûts actuellement pour assumer la suspension de TCE, en parallèle il y a des solutions alternatives, si je peux dire, mais en parallèle malgré tout à chaque année je présume qu'il va y avoir des frais et ça va s'accumuler en bout de ligne.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. O.K. Juste pour un peu démêler, donc TCE c'est un moyen qui procure quand même pas que de la puissance, mais de l'énergie ferme lorsqu'elle est en fonction. Donc on parle de cinq cent sept mégawatts (507 MW) en base tout au long de l'année. Donc on parle de quatre point trois térawattheures (4,3 TWh), quatre point trois térawattheures (4,3 TWh), excusez-moi. On a, je reviens à la petite note d'il y a quelques moments, on indiquait dans le plan qu'on maintient la suspension, c'est une façon de dire à des fins de planification.

Donc quand on regarde le bilan énergie-puissance pour les prochaines années, donc il faut prendre une hypothèse et cette hypothèse-là était celle qu'on maintenait la suspension pour encore trois, quatre, cinq années je pense. Bon, maintenant quand on fait référence, ça c'est le bilan d'énergie. Pour équilibrer le bilan d'énergie

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 84 - Me Denis Falardeau

nous pour le moment on a un moyen qui nous permet de suspendre la production pendant douze mois.

Maintenant puissance, les moyens dont ils sont, que je vois sur le document que vous nous avez remis ce sont des moyens de puissance, c'est le rehaussement qui avait été proposé pour rehausser la contribution des marchés de court terme en puissance.

Évidemment si dans un monde parfait, nous aussi on aimerait ça compter sur les marchés jusqu'à deux mille mégawatts (2000 MW), mais le monde n'est pas parfait comme celui-là. Si on les regarde un par un, appel au public je pense qu'on en a parlé beaucoup en début d'audience la semaine passée. C'est un moyen de dernier recours. C'est un moyen qui oui peut être utilisé en dernier recours, je me répète, mais ce moyen-là est disponible, c'est le Transporteur qui dans le fond regarde la réserve qui lui reste quand arrive la pointe et là il regarde pour rétablir ses réserves minimum, réserve d'exploitation et tout, il a des critères à respecter, bien eux ça fait partie d'un des moyens comme l'abaissement de la tension l'est.

Évidemment lorsqu'on fait appel au public, on n'a pas de certitude sur quelle sera la

contribution de nos quatre millions (4 M) de clients, on va le dire comme ça et il n'y a, on n'a pas de contrôle sur ça. Souvent quand on est rendu à faire ces appels-là, c'est justement pour rétablir les réserves au niveau du système.

Maintenant quand je regarde contribution de marché de court terme au Nouveau-Brunswick, on en a parlé aussi. Toujours faut-il que ça prend des surplus pour nous, des quantités appréciables sur ce marché-là, on l'a mentionné, on parle de trois cents mégawatts (300 MW) de surplus qui équivaut à dix pour cent (10 %) de leur charge, donc c'est quand même quelque chose qui est un petit peu un peu risqué.

Et d'autre part ça prend aussi la capacité de pouvoir transiter cette puissance-là et ça prend le marché, le marché de New York on l'a dit souvent, je me répète, marché disponible et règles applicables, beaucoup d'offres, donc concurrence importante et on n'a aucun problème à acquérir des produits de puissance sur ce marché-là.

Nouveau-Brunswick je l'ai mentionné ici, depuis qu'on procède à des achats de puissance, il n'y a pas eu, on parle de puissance, produits de puissance d'hiver, on n'a pas d'offre qui provient

du point HQT-NB de un. Donc c'est pour ça que dans le bilan de puissance on n'intégrera pas cette... cette capacité-là.

Évidemment on suit le marché, mais à ce que je sache il n'y a toujours pas de nouvelles interconnexions qui met en place avec NB, ce n'est pas, il n'y a pas rien dans l'air à ce sujet-là.

L'autre chose, Ontario, on en a parlé aussi beaucoup. Même chose si on prend l'allusion avec les marchés de New York, il y a oui, il y a beaucoup de joueurs en Ontario, mais il n'y a pas de marché de puissance à proprement dit. L'interconnexion est là, douze cent cinquante mégawatts (1250 MW) mis en service récemment. Je pense en deux mille neuf (2009).

Et nous c'est justement c'est qu'on aimerait bien profiter de cette opportunité-là pour acquérir de la puissance. Le problème ce n'est pas de pouvoir acquérir la puissance, on pourrait convenir d'un contrat bilatéral avec des fournisseurs, si au besoin, s'il y a lieu, c'est plus les règles sur le marché ontarien qui nous, qui nous enlèvent la certitude de pouvoir compter sur le produit lorsqu'il est appelé.

Et ça on n'a pas cette problématique-là sur

le marché de New York. Donc c'est pour ces raisons-là qu'on dit que dans le plan on connaît ça, on connaît la problématique, on veut s'y attaquer. Ah ça ce n'est pas, comme je l'ai mentionné, le but ce n'est pas d'aller changer les règles de IESO Ontario, ce n'est pas, on n'a pas la prétention de dire qu'on va nous arriver là puist changer toutes les règles, mais je pense qu'il y a des démarches qui peuvent être entamées pour aller voir ce qui peut être fait.

Et ça on l'a mentionné, est-ce que ça va être de zéro à douze cent cinquante mégawatts (0-1250 MW), on ne le sait pas pour l'instant, mais on croit que ça vaut la peine de le faire et on va le faire. Donc c'est pour ça que pour l'instant on se limite, dans le bilan de puissance, on se limite à la contribution sur le marché de New York. C'est un marché qui est toujours là, en fait on espère que ça va rester comme ça pour des acquisitions de puissance à très court terme.

10 h 30

Donc, c'est pour toutes ces raisons je vous mentionnais que votre réponse à votre question, évidemment si on pouvait tout considérer ces moyens-là, TCE, si ce n'était que la contribution

en puissance, on n'en aurait pas de besoin. Mais TCE ne procure pas de la puissance. TCE, lorsqu'elle est utilisée pour le moment, donc si on décidait de repartir la centrale pour nos besoins, ce n'est pas que de la puissance. Par le fait des choses ça procure de la puissance en hiver, mais c'est beaucoup d'énergie. C'est quatre point trois térawattheures (4,3 TWh) et là nous ce n'est pas ça qu'on veut. Nous, ce qu'on veut, nos prochains moyens ce qu'on veut c'est des moyens strictement d'hiver, des livraisons d'hiver au besoin, surtout au besoin. On ne veut pas acquérir des moyens... Dans les moyens qu'on voudrait mettre en place, nous, pour rétablir l'équilibre c'est des moyens d'hiver appelables sur appel. Et TCE pour l'instant il n'est pas callable sur appel, il est soit suspendu ou en opération.

Donc, je reviens à ce qu'on dit. Ce qu'on voudrait aussi pour TCE c'est mettre en place une entente qui nous permettrait d'aller chercher de la flexibilité et une contribution strictement en hiver.

M. STÉPHANE VERRET :

R. Moi je voudrais ajouter juste un élément de réponse, un élément à cette réponse-ci. Votre

question vous faisiez référence aux coûts associés à la suspension de TCE. Donc, moi je voudrais simplement revenir en disant qu'effectivement, oui, il y a des coûts associés à la suspension de TCE. Et dans chacun des dossiers qu'on dépose à la Régie pour démontrer que la suspension est l'alternative, la meilleure alternative à celle de vendre sur les marchés, on démontre qu'effectivement ces coûts-là sont moindres que l'alternative.

Q. [80] Mais ce que je comprends dans le fond c'est plus une question d'opportunités qu'une question de coûts. C'est parce que malgré l'éventail, parce que vous avez quand même un éventail assez grand en termes de possibilités d'alternatives autres que TCE. Mais ce que je comprends de votre réponse c'est une question d'opportunités. Malgré l'éventail vous ne seriez pas en mesure d'aller chercher la puissance nécessaire, c'est ça, et pas une question de coûts?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Bien, O.K., la puissance nécessaire. Bon, si on parle des marchés pour l'instant on a, les marchés sont suffisants pour aller chercher la puissance requise à court terme. TCE ce n'est pas ça, c'est une puissance... Ce n'est pas un produit de

puissance TCE, c'est un produit qui nous livre de l'énergie de façon ferme lorsqu'elle est en opération. Et pour le moment c'est sûr que s'il y avait une baisse, si on pouvait trouver, je vous dirais pour votre question dans le fond, s'il y avait d'autres moyens qui pourraient être déployés pour revoir l'équilibre offre/demande puis suspendre TCE, c'est sûr que c'est des choses qu'on va regarder.

Mais quand on regarde les moyens qu'on propose dans le plan, les moyens en énergie, on a TCE, suspension de TCE, donc d'aller chercher une nouvelle entente. On a la modulation qui va nous permettre de rétablir l'équilibre à très court terme sur une base à l'intérieur d'une année pour l'équilibre fin en temps quasiment horaire. Et les conventions d'énergie différée c'est un autre moyen. Et TCE ça va en être un.

Évidemment, comme monsieur Verret l'a mentionné, les coûts de suspension sont présentés dans chaque dossier tarifaire et quand on regardait les coûts directs, de mémoire j'ai en tête un cinquante millions (50 M\$). Ça c'est dans les dossiers, des anciens précédents dossiers de suspension quand on parle de coûts directs. Ça il

n'y a rien de nouveau, c'est public.

Maintenant, est-ce que ça va être cinquante millions (50 M\$) dans les prochaines années?

Écoutez, chaque dossier va être à sa couleur, donc à chaque année on doit présenter les dossiers et à cet effet-là on suit ça comme on doit le faire.

M. STÉPHANE VERRET :

R. Je vous dirais tout simplement c'est d'abord une question de besoins. On regarde si les besoins, les besoins font en sorte qu'on a des besoins d'utiliser la centrale ou non, puis après c'est une question d'opportunités à savoir s'il est plus économique de suspendre la production de la centrale ou s'il est plus économique de produire et de revendre les surplus dans le marché. Il s'est avéré depuis deux mille huit (2008), je crois, que la suspension était l'alternative la plus économique.

Q. [81] Mais justement ça me fait penser, ça m'intrigue un petit peu. C'est parce que je pense que c'est vous, Monsieur Zayat, hier, excusez, hier, c'est parce que la fin de semaine a été courte, c'est pour ça. Vendredi. Je pense que c'est à une question de la procureure de l'Union des consommateurs. Vous aviez mentionné que d'un point

de vue rentable ça ne valait pas la peine de faire produire à l'année longue TCE et de faire des échanges d'énergie. Mais pourtant dans les scénarios que le Distributeur présente pour aller chercher son énergie, lui-même parle de partage avec des réseaux étrangers. Je ne comprends pas comment ça qu'il ne peut pas y avoir parité si c'est rentable pour nous d'aller chercher de l'énergie et partager?

M. STÉPHANE VERRET :

R. Avez-vous une référence où on parle de ces partages-là?

Q. [82] Un instant.

M. HANI ZAYAT :

R. Je vais peut-être tenter, je vois un peu ce que vous cherchez. Ce que j'ai mentionné hier, et je le maintiens. Dans le fond il n'est pas intéressant...

Q. [83] Pas hier. Vous aussi la fin de semaine a été courte.

R. La dernière fois. C'est qu'effectivement il n'est pas intéressant de faire produire la centrale de TCE pour autre que pour les besoins québécois dans le fond. Les différents frais, les pertes, et caetera, faisaient en sorte que l'exportation de l'énergie produite par TCE n'était pas rentable, et

ça, dans un contexte où on a des besoins ou on n'a pas de besoins pendant toute l'année. Et à ce titre, quand vous regardez nos bilans, aussi bien en énergie qu'en puissance, TCE n'est pas présente pour les prochaines années jusqu'à deux mille quinze (2015).

Maintenant, quand on regarde à partir de deux mille quinze (2015), même en deux mille quinze (2015) le besoin de TCE n'est pas là. On a des besoins de nature différente, on n'a pas un besoin d'une centrale comme celle de TCE qui fonctionne douze (12) mois par année. Ce qu'on a besoin c'est plutôt une centrale qui serait présente pendant la période d'hiver et qui pourrait contribuer à combler les besoins d'hiver sur demande. Le « sur demande » est encore en évaluation.

Est-ce qu'on pourrait, est-ce qu'un scénario où la centrale de TCE fournirait de l'énergie pendant les quatre mois au complet et elle serait arrêtée par la suite serait intéressant? Oui, c'est une option. Une autre option ça serait une centrale qui est plus en mode « idle », en mode donc elle tourne mais elle ne produit pas, puis elle serait appelable à quelques jours ou quelques heures de préavis. C'est sûr que

ça c'est un moyen qui serait encore plus flexible.

Par contre, la centrale de TCE elle-même n'est pas, n'a pas été conçue que pour ça. C'est une centrale qui a été conçue pour tourner « non stop » pendant, pour toute la durée, au-delà des périodes d'entretien et de réparations, c'est une centrale qui est faite pour tourner tout le temps. Puis là ce qu'on lui demande c'est d'être présente uniquement quand on en a besoin, et c'est à ça que je faisais référence quand je parlais des scénarios technique et financier. Il y a une réalité qui est en arrière de ça.

10 h 38

En termes d'ingénierie de la centrale et en termes d'approvisionnements du gaz aussi et en termes de maintenance, et caetera. Donc, c'est un peu les scénarios qui seraient regardés à partir de deux mille quinze (2015), une centrale soit qui fonctionne uniquement pendant l'hiver, et donc qui serait arrêtée par la suite, ou qui serait disponible l'hiver, avec la production sur demande.

Q. [84] Est-ce que je comprends que le scénario de la suspension perdure au-delà de l'horizon de deux mille quinze (2015)?

R. Non, la suspension, elle est là, elle est

présentement en place et elle devrait perdurer jusqu'en deux mille quinze (2015). C'est ce qu'on... c'est ce qu'on a inclus dans nos bilans.

Q. [85] O.K.

R. À ce titre, on devrait revenir auprès de la Régie pour un dossier, pour la suspension pour deux mille douze (2012), comme on le fait depuis deux mille huit (2008). Donc, année après année, on revient avec... on réexamine la pertinence de la suspension de TCE, évidemment, aussi bien à la lecture du bilan offre-demande qu'à la lecture des bilans financiers et de la raisonnablement de la suspension.

Q. [86] Parfait. Toujours avec le document HQD-1, Doc 1, à sa page 35, c'est le chapitre 4.2.1, c'est le « Critère de fiabilité en puissance ». Et je vais vous citer la page 35, à partir de sa ligne 1 :

Pour respecter le critère de fiabilité en puissance du NPCC, la probabilité de perte de charge dans une zone de réglage ne doit pas excéder une fois par dix ans, ce qui équivaut à une espérance de délestage de 0,1 jour par année.

Est-ce qu'on comprend bien, si on dit que... on

parle d'une probabilité de perte qui ne doit pas excédée une journée entière par dix (10) ans, c'est ça?

M. HANI ZAYAT :

R. C'est bien ça, oui. Pas une journée entière, hein, on s'entend. C'est un événement par dix (10) ans.

Q. [87] O.K.

R. Ça ne veut pas dire que le délestage a lieu pendant la journée.

Q. [88] Non, non.

R. Dans les exercices...

Q. [89] Mais, c'est la marge de manoeuvre.

R. Oui. Les exercices de fiabilité sont basés dans le fond à la pointe, donc c'est à la pointe du réseau, il n'y a pas d'espérance de délestage plus qu'une fois par dix (10) ans.

Q. [90] O.K. Maintenant, on va utiliser deux documents comme référence, le premier, bien, c'est celui qu'on a toujours là, le HQD-1, Doc 1. À sa page 35, il y a le tableau 4.2-1, c'est-à-dire l'« Évolution des taux de réserve requise pour respecter le critère de fiabilité en puissance ». Et on va utiliser les réponses là de la Régie, donc HQD-3, Document 1, les réponses que vous avez faites à la demande de renseignements de la Régie, à la page 8,

c'est à dire la réponse 3.1. Et là on fait référence au taux de réserve déterministe. C'est le dernier paragraphe de la réponse 3.1 à sa page 9 qui nous intéresse, et je vais citer l'extrait du dernier paragraphe de 3.1 à la page 9, c'est... Vous parlez là de... Pourriez-vous nous dire là, justifier la hausse du taux de réserve pour les petites centrales? Vous parlez là de quarante à soixante pour cent (40 %-60 %). Et comment se compare là les taux de réserve, les taux de panne et les taux d'entretien que vous avez là par rapport aux taux qui sont utilisés là par d'autres juridictions là. Je fais référence, entre autres, au NERC ou au NPCC.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. O.K. Donc, il y a deux questions. Donc, pour ce qui est des petites centrales hydroélectriques, pourquoi on est passé d'une réserve de quarante (40 %) à soixante (60 %), c'est parce que le quarante pour cent (40 %) était basé sur une hypothèse, alors que le soixante pour cent (60 %) est basé sur les soumissions retenues dans le cadre du programme d'achat d'électricité de petites centrales, provenant de petites centrales hydroélectriques.

Maintenant, on a eu une discussion à cet effet-là la semaine passée. Les taux de panne et taux d'entretien, ça s'applique, bon, vous vous en doutez, c'est au parc Hydro-Québec Production. Mais, dans le fond, nous, il n'y a pas... on l'a mentionné souvent, il n'y a pas d'équipement dédié, hein, au parc patrimonial. Il n'y a pas de parc patrimonial, ça n'existe pas. Dans notre jargon à nous, on l'appelle comme ça, mais il n'y a pas d'équipement dédié pour livrer l'électricité patrimoniale.

On l'a souvent dit, on part... Hydro-Québec Production a une capacité de plus de quarante mille mégawatts (40 000 MW). Et le parc, dans le fond, c'est un parc patrimonial, c'est un sous-ensemble de ça. On parle de trente-sept mille quatre cent quarante-deux (37 442 MW) qui permettent d'alimenter une charge de trente-quatre mille trois cent quarante-deux (34 342 MW) et respecter le critère de point un jour par année. Donc, ça, c'est le trois mille cent mégawatts (3100 MW), c'est ce qui s'ajoute au-delà de la charge pour couvrir ces besoins-là.

Bon. Les taux de pannes qu'on a présentés ici, c'est, comme on l'a mentionné, ce sont les

mêmes taux qui ont été utilisés en deux mille cinq (2005) pour les fins du patrimonial et non pas pour les fins de la zone de réglage. Ça, on a eu une discussion à cet effet-là. La zone de réglage, c'est mis à jour à chaque année, au besoin, à chaque triennal. Et ça, c'est déposé au NPCC.

Bon. Maintenant, votre question : est-ce qu'on regarde ce qui se passe ailleurs. Je vous dirais que ces informations-là sont présentées, les taux de pannes pour la zone de réglage du Québec sont présentés dans les exercices NPCC. Ils sont... elles sont discutées... notamment cette année, ça va être le cas. Il va y avoir le dépôt d'une revue triennale au NPCC au mois, je crois que c'est à l'automne. Et évidemment, ces taux-là sont questionnés par nos pairs. Et maintenant, ça compare à quoi par rapport à eux? C'est un peu différent parce qu'on peut faire un peu de chemin.

Le parc Hydro-Québec Production en soi, quand on regarde l'ensemble du parc parce que les taux qui s'appliquent ici, c'est pour l'ensemble du parc et non pas juste le petit parc patrimonial. « Petit », on s'entend qu'il est assez gros. Les équipements de...

Quand on regarde les équipements du New

York ISO ou bien de ISO Nouvelle-Angleterre, la proportion d'équipements hydroélectriques est un peu différente. Je vous dirais très différente. Donc, c'est difficilement comparable. Je vous dirais que, eux, c'est plus des équipements thermiques, nucléaires, charbons. Donc, ça peut avoir des... des bases comparables sont difficilement à établir. Mais, ces données-là sont présentées à chaque... à chaque trois ans au NPCC et sont revues, au besoin, à chaque année en fonction des planifications du Producteur pour son parc, l'ensemble de son parc.

Q. [91] Allons-y maintenant, toujours avec le même document, aux pages 36 et 37, HQD-1, Document 1, c'est le chapitre 4.2.2.3, c'est-à-dire le « Traitement de l'incertitude sur la demande dans les exercices de fiabilité en puissance ». Et là je fais référence à partir de la ligne 5 à sa page 37, et je cite :

Suite à ce constat, le Distributeur a entrepris des évaluations complémentaires afin de mieux documenter et évaluer l'occurrence de ces différents scénarios de la demande. Dans l'attente des résultats,

il ajoute une provision sur la réserve requise afin de prendre en compte ce facteur de risque. Cette provision s'élève à 100 MW pour l'année courante et atteint 250 MW à moyen terme. Cela entraîne une augmentation du taux de la réserve requise de 0,3 % pour l'année courante et de 0,7 % pour l'horizon trois ans.

L'ajout de la provision supplémentaire et la hausse du taux de réserve, est-ce que ça va augmenter les coûts d'approvisionnements là et de combien pour l'horizon de trois ans?

10 h 46

R. Donc, c'est, lorsqu'on met une provision comme celle-là aux bilans de puissance, évidemment, ça vient accroître d'autant les besoins sur les marchés de court terme. Donc, dans les bilans de puissance qu'on a présentés dans le Plan, de mémoire, le deux cent vingt mégawatts (220 MW) à l'année courante, deux mille dix, deux mille onze (2010-2011), ça incorporait une provision. Et même chose pour le deux cent cinquante mégawatts (250 MW) à l'horizon de trois ans, si on n'avait pas eu à mettre cette provision-là, bien, on aurait

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 102 - Me Denis Falardeau

vu une baisse équivalente des besoins additionnels requis en puissance.

Bon. C'est clair que cette provision-là est toujours en examen. Je vous dirais qu'on a beaucoup cheminé dans ces travaux-là. Je n'ai pas le résultat concret que je pourrais annoncer aujourd'hui. Je n'irai pas jusque-là. Mais elle va être sensiblement, elle va être revue sensiblement à la baisse, légèrement. On parle plutôt de l'ordre de deux cents mégawatts (200 MW) à l'horizon de trois ans. Et on pourrait peut-être même à l'horizon de court terme, elle pourrait être beaucoup moins... inférieure à cent mégawatts (100 MW).

Juste vous rappeler que ces données-là, c'est basé sur des... Quand on utilise le modèle MARS, c'est des modèles quand même qui sont stochastiques. Et on doit apporter une attention particulière à toutes les hypothèses qui y sont associées. Et dans ce cas-ci, la demande en puissance, c'est un élément important. C'est pour ça qu'on a décidé de revoir de façon plus précise la façon dont on tient en compte l'incertitude dans le modèle.

Et aussi il faut se conformer à ce qui est

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 103 - Me Denis Falardeau

fait par ailleurs au niveau du NPCC. Il y a différentes choses qui sont normées ou qui sont, je dirais, statuées au niveau du NPCC. C'est-à-dire, il y a une courbe normale qui doit être représentée dans la distribution de la demande. Et les probabilités qui sont associées, donc le NPCC a dicté, a différents points d'occurrence, de points de probabilité sur la courbe. Il y a sept points. Et, nous, on doit se conformer à ça.

Et c'est à chaque zone de réglage de considérer quelle est sa distribution de demande avec le plus de précision possible évidemment. C'est statistique. Et c'est l'exercice qu'on a entamé en début d'année avec l'équipe de monsieur Nadeau au niveau des prévisionnistes de la demande. Et c'est un peu là-dedans qu'on a cheminé pour avoir un peu la couverture des cas de demandes qui doit être considérée dans les analyses de fiabilité.

Et, nous, ce qu'on croyait à ce moment-là, c'est que la couverture qu'on avait, elle était un peu sous optimale. Évidemment, si la provision se maintenait, bien, oui, ça engendrerait des quantités additionnelles dans le bilan de puissance et donc ça peut occasionner des coûts.

Q. [92] Allons-y maintenant, toujours au même document à la page 42, 43, au chapitre 4.4.1.2, c'est-à-dire « Mise en place d'une stratégie de gestion des risques associés à la disponibilité des 400 MW additionnels des conventions d'énergie différée ». Et je porte votre attention plus particulièrement à la ligne 21 de la page 42, et suivantes. Et je vais citer :

Dans le cas où cette ressource supplémentaire ne pourrait être accessible, des quantités additionnelles devraient alors être achetées sur le marché de court terme. Le Distributeur aurait alors recours aux marchés plus éloignés, en utilisant des services de passage offerts par le Nouveau-Brunswick ou l'Ontario. Tel qu'établi à l'annexe 4B, ces services peuvent comporter certains risques de coûts plus élevés, surtout lorsque la puissance sous contrat comporte une contribution plus importante en énergie. Afin de minimiser l'exposition à ce type de risques, l'énergie associée à la

puissance provenant des marchés éloignés devrait être appelée le moins souvent possible, en ayant recours, en priorité, aux autres moyens présents dans le portefeuille de ressources du Distributeur.

Et justement, là, on parle de quels autres moyens que vous disposez?

R. Bon. Les moyens dont on dispose, on a les contrats actuels, donc tous les contrats d'approvisionnement postpatrimoniaux. On pense à Hydro-Québec Production. TCE, bon, c'est toujours suspendu. Donc, si c'était là, ça contribuerait en puissance. On a donc HQP, les conditions... les contrats initiaux. Les rappels additionnels jusqu'à huit cents mégawatts (800 MW). On parle le quatre cents (400) garanti plus le quatre cents (400) additionnel. On va y revenir. On a l'électricité interruptible. Donc, à chaque année, nos clients doivent nous fournir les quantités qu'ils peuvent nous soumettre pour des fins de puissance, à la pointe d'hiver. Et on a aussi la contribution des marchés de court terme, on en a parlé, le onze cents mégawatts (1100 MW). Je pense que je n'en oublie pas.

Q. [93] Parfait.

R. Peut-être juste spécifier. Quand on dit « en dernier recours », c'est le cas, parce que ces moyens-là, on ne les connaît pas de façon fine encore. Donc, l'achat de puissance par des réseaux comme l'Ontario, on parle surtout de l'Ontario, parce que le Nouveau-Brunswick a ses problématiques qu'ils leur sont propres. Donc, ce qu'on vise surtout c'est l'Ontario.

Donc, le marché, si c'était le cas, on pourrait aller acquérir de la puissance à New York, passer par l'Ontario ou bien dans les États des États-Unis, comme le Michigan. C'est un exemple qu'on donnait. Ça aurait pu être Wisconsin. Mais on sait que dans le MISO dans lequel le Michigan fait partie, un peu comme New York ISO, bien, le MISO, le Michigan fait partie de ça, et il y a des quantités appréciables de puissance qui sont disponibles dans ce marché-là, et le Michigan, c'est un cas probant.

Donc, la stratégie, c'est que si jamais on avait une réponse négative à des quantités qu'on voudrait rappeler dans le cadre des conventions, bien, les quantités qu'on n'aurait pas, si elles n'étaient pas disponibles dans le marché de New

York, parce que dans l'hypothèse où on est déjà à la pleine capacité du onze cents mégawatts (1100 MW), alors là il faudrait aller chercher de la puissance par ailleurs, et ça ce qu'on dit, c'est que le « par ailleurs » ça pourrait être « entre autres », notamment, via l'Ontario dans les marchés, soit New York, soit Michigan.

Q. [94] Mais j'ai cru comprendre que vous parliez du Nouveau-Brunswick en termes de particularité ou de risque. Ça se peut-tu?

R. Bien, les risques associés, c'est plus la possibilité de congestion. Donc, ce qui serait envisageable, c'est de faire du passage à travers le Nouveau-Brunswick et acquérir la puissance en Nouvelle-Angleterre. Mais, ça, ça va être examiné parce qu'on l'a mentionné, il peut y avoir des problématiques de congestion dues à ce que l'éolien puisse produire à la pointe. C'est des choses qui vont être examinées. Mais les efforts vont surtout être mis avec nos démarches avec l'Ontario, vont être mis... on va mettre les accents sur ça pour mettre en place une stratégie qui permettrait d'aller acquérir la puissance à l'extérieur de l'Ontario et de voir quels pourraient être les frais associés au passage en Ontario. Il y a des

tarifs qui sont là.

Mais maintenant, au-delà des tarifs, il y a la problématique d'appel en énergie. Lorsqu'on appelle, est-ce qu'il peut y avoir congestion en Ontario? C'est un corridor qui est assez vaste, hein, pour passer de Michigan jusqu'au Québec. Il y a quand même, il y a Toronto à traverser. Donc, il pourrait y avoir des problématiques qui vont devoir être analysées. C'est nos travaux qui vont pouvoir faire état de ça.

LE PRÉSIDENT :

Maître Falardeau, est-ce que vous avez plusieurs questions encore? Vous prévoyez combien?

Me DENIS FALARDEAU :

Je vais regarder. Il m'en reste encore une dizaine.

LE PRÉSIDENT :

On va prendre une pause jusqu'à onze heures dix (11 h 10). D'accord. Merci.

Me HÉLÈNE SICARD :

Avec votre permission avant la pause, selon l'avancement des audiences, je voulais vous aviser que, pour des raisons personnelles, notre expert ne serait pas disponible pour la présentation de la preuve demain matin mais demain après-midi, ça va. Mais je vois l'avancement. Je voulais quand même

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 109 - Me Denis Falardeau

vous en aviser.

La deuxième chose, c'est, on aimerait beaucoup, comme je l'avais demandé, savoir quand vont arriver nos engagements qu'on puisse avoir un temps raisonnable pour les regarder avant de présenter notre preuve. Alors, si mon confrère pouvait nous donner une idée de quand est-ce que les engagements pris en réponse aux questions d'UC en audience vont arriver, j'apprécierais beaucoup. On avait parlé de ce matin, mais j'ai vu qu'ils ne sont pas arrivés.

LE PRÉSIDENT :

D'accord. Merci, Maître Sicard.

Me HÉLÈNE SICARD :

Merci.

LE PRÉSIDENT :

Au retour de l'audience, on regardera ça. Merci.

SUSPENSION DE L'AUDIENCE

REPRISE DE L'AUDIENCE

11 h 16

Me ÉRIC FRASER :

Alors, Monsieur le Président, pour les engagements 4 et 5, on travaille présentement là-dessus et... mais ce ne sera pas déposé aujourd'hui, ça va aller

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Denis Falardeau
- 110 -

à demain.

Me HÉLÈNE SICARD :

Alors, moi, je vais vous faire une demande. Si 4 et 5 qu'on a demandé ne peuvent être déposés que demain parce que je les avais bien demandés pour aujourd'hui, je comprends là que les témoins ne peuvent pas être à deux places en même temps, mais... on ne pourra pas présenter notre preuve demain si on a ces engagements-là demain au cours de la journée là. Je comprends que c'est peu probable avec l'horaire qui avance, mais j'aime autant aviser tout de suite. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Le message est bien reçu, Maître Sicard. Donc, on s'attend à ça demain matin, Maître Fraser. On va leur laisser le temps de travailler ce soir.

Me ÉRIC FRASER :

Oui, puis il faut les réviser demain matin, puis si mon panel est encore contre-interrogé demain matin, il ne pourra pas les réviser. Ça fait que je ne peux pas vous garantir ça demain matin, malheureusement.

LE PRÉSIDENT :

D'accord. Maintenant, de façon générale là, j'ai vu le déroulement ce matin, puis je parlais avec mes

collègues tantôt, c'est... on repart lundi matin avec des choses qu'on a entendues là. Je ne suis plus sûr si on les a entendues ou pas. Ça fait que j'inviterais question courte, réponse courte, comme l'avait suggéré au début maître Fraser. Vous pouvez poursuivre, Maître Falardeau.

Me DENIS FALARDEAU :

Q. [95] Donc, on continue toujours avec le même document, à ses pages 46 et 47, au chapitre 4.4.2 « Stratégie envisagée à plus long terme », à la ligne 3, page 47 :

Pour combler les besoins en puissance, le Distributeur privilégiera, dans un premier temps, le déploiement de moyens de gestion de la consommation. À cet effet, le Distributeur sollicitera l'intérêt des différents fournisseurs potentiels de services pour une éventuelle participation dans le cadre d'un appel d'offres ciblé en gestion de la consommation.

À votre connaissance, est-ce que cette expérience-là a été tentée ailleurs? Et si elle a eu un succès? Et ça nécessite des investissements de quelle importance?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. O.K. Alors, quand vous dites « expérience », vous parlez de sollicitation d'intérêt ou de...

Q. [96] Les appels d'offres là pour qu'il y ait des...

R. O.K. Bien, alors, on est un peu rendu là. Je vous dirais, qu'à notre connaissance, on sait qu'il y a des moyens de gestion de consommation qui sont disponibles en Ontario et aussi dans l'État de New York, du New York ISO, donc, oui, ça existe ailleurs, notamment...

Q. [97] O.K. Et...

R. ... notamment en Ontario.

Q. [98] O.K. Et le coût en vaut la chandelle, en termes de prix là?

R. Bien, pour l'instant, on n'est pas au niveau des coûts. Je vous dirais qu'on est plus au niveau d'aller voir le marché, où il est, s'il y en a un. Et nos démarches sont actuellement sur le marché de... d'aller voir ce qui se passe ailleurs du Québec. Québec, c'est le... le tour est un peu plus facile à faire parce qu'on connaît plus les différents joueurs potentiels. Alors là, on est plus au niveau de recherche de fournisseurs potentiels sur les marchés voisins. Mais, pour ce qui est des coûts, pour l'instant, on n'a pas eu de

discussion à proprement dit sur les coûts.

Évidemment, ce sera un appel d'offres, donc on ne discute pas de coût avec des intéressés.

Q. [99] À la page 55, chapitre 5.2, c'est-à-dire « Critère de conception du réseau de transport », à sa ligne 16, page 55, l'on parle - comment dire - il y a un scénario là de quatre mille mégawatts (4000 MW) là qui est à ne pas atteindre. Mais, quels sont les moyens qui vous sont disponibles là pour éviter justement de dépasser là la capacité limite du réseau de transport là, le quatre mille mégawatts (4000 MW) en question?

M. HANI ZAYAT :

R. Évidemment, ici, on parle de conception du réseau de transport, donc le réseau de transport est conçu et le critère est maintenu ici de façon à pouvoir acheminer les besoins prévus, plus quatre mille (4000 MW), plus quatre mille mégawatts (4000 MW), donc quatre mille mégawatts (4000 MW) au-delà de la prévision de... au-delà de la prévision moyenne.

Ce quatre mille-là (4000 MW), on peut le voir de deux façons. On peut le voir en fonction, dans le fond, de l'aléa de la demande, hein, l'écart type de la demande. Il faut qu'on soit capable d'acheminer, pas juste la demande telle

qu'elle est prévue, mais la demande avec l'incertitude à la hausse qui y est associée, qui peut être représentée par quatre mille mégawatts (4000 MW).

Ou on peut le voir aussi autrement. Il faut être capable d'acheminer la réserve requise qui est planifiée. Donc, si on a des besoins pour trente-sept mille (37 000 MW) ou trente-huit mille mégawatts (38 000 MW) et qu'il y a une réserve requise qui y est associée, il faut être capable d'acheminer cette réserve-là qui est là pour approvisionner l'aléa de la demande là. C'est comme deux façon de le voir, mais c'est essentiellement la même chose.

Q. [100] O.K. Ce que j'ai compris de ce petit paragraphe-là, c'est que, dans le fond, vous nous dites on n'a pas besoin de prévoir davantage, on est capable d'y aller. Mais, donc vous avez une marge supplémentaire et, selon votre estimation, c'est correct comme ça. Il n'y a pas de mesure spéciale que vous avez envisagée pour ne pas dépasser cette limite-là, c'est ça?

R. Effectivement, on pense qu'avec... en faisant la planification avec une marge de quatre mille mégawatts (4000 MW), c'est à ça que ça revient ce

critère-là... Je vais le dire autrement. Ce critère-là, de quatre mille mégawatts (4000 MW) de marge, il est encore... il est encore valable. Il est encore suffisant pour prévoir... pour faire la conception du réseau de transport.

Q. [101] Parfait. Toujours à la page 55, et là on va aborder le chapitre 5.3, c'est-à-dire « Services complémentaires requis pour assurer la sécurité et la fiabilité du réseau de transport », à sa ligne 20, à la page 55, et je vais citer là l'extrait, et ça se continue en 56 :

En février 2005, le Distributeur concluait avec le Producteur une « Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial ». Cette entente prévoit des niveaux de prestation associés à différents services que le Producteur doit fournir afin de permettre au Transporteur de gérer le réseau électrique de manière stable et sécuritaire. Les niveaux de services déterminés dans cette entente visaient

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 116 - Me Denis Falardeau

à satisfaire une demande correspondant
au volume et au profil associés à
l'électricité patrimoniale.

11 h 24

Quand on parle justement de services
complémentaires qui ont été acquis du Producteur,
on parle de quoi?

M. HANI ZAYAT :

R. On parle des services complémentaires qui ont fait
l'objet de l'entente de février deux mille cinq
(2005) à laquelle on a fait référence la semaine
dernière. Donc il y avait trois ou quatre services
qui sont à l'intérieur de ça, donc notamment la
réserve, la réserve en puissance, la gestion de
l'aléa, les montées de charge, et le quatrième
service... réglage, fréquence, puissance.

M. STÉPHANE VERRET :

R. Vous avez à l'annexe HQD-1, Document 2, à la page
137, vous avez l'entente qui est déposée au
complet, à l'annexe vous avez la description de
tous les services.

Q. [102] Parfait. Les prochaines questions on fait
référence à HQD-3, Document 1, c'est-à-dire les
réponses que vous avez données à la demande de
renseignements de la Régie et plus particulièrement

on va aborder à sa page 15 la réponse 6.1, le tableau R-6.1, c'est-à-dire impact de la production éolienne sur les services de régulation de la fréquence. Et à ce tableau-là qu'est-ce qu'on entend par la méthode BPA et la méthode analytique et aussi qu'est-ce qu'on entend par l'impact sur le suivi intra-horaire de la charge?

M. LUC BERNIER :

R. Donc ce tableau-là fait référence à une étude qui a été menée par l'IREQ et qui entre autres compare différentes méthodes pour évaluer tout ce qui est nécessaire pour effectuer la régulation de fréquence. Donc il y a deux moyens qui sont nécessaires pour assurer la régulation de fréquence.

Il y a d'une part le recours à ce qu'on appelle en anglais le « automatic generation control » et d'autre part il y a le suivi de la charge. Le suivi de la charge, le « automatic generation control » qu'est-ce que c'est? C'est des automatismes qui sont intégrés sur des groupes et qui font en sorte qu'automatiquement le groupe ajuste le niveau de puissance qui est fourni en fonction de ce qui est requis sur le réseau.

Et le suivi de la charge bien c'est tous

les autres moyens qui sont pris d'une façon un peu discrétionnaire de la part du contrôleur du réseau, dont par exemple les consignes différentes données à des groupes turbine-alternateur ou le démarrage et l'arrêt de turbines qui sont en stand-by pour assurer, pour assurer qu'effectivement la quantité de production en temps réel, minute par minute, seconde par seconde, soit suffisante.

Maintenant ce qui arrive c'est qu'on compare ici différentes méthodes qui sont utilisées pour de manière prospective réussir à avoir une idée de ce qui est nécessaire à avoir comme quantité de mégawatts additionnelle qui est soit mis en « automatic generation control » ou soit en suivi de la charge.

Et pour effectuer ce genre d'étude prospective là, il y a différentes méthodes, dont une méthode analytique qui est décrite dans une des études qui a été déposée. Et la méthode BPA qui est une réplique finalement d'une méthode qui a été utilisée par Bonneville Power Administration pour réaliser ce genre d'étude.

Q. [103] O.K. Mais est-ce que je comprends que ce sont des méthodes qui sont utilisées en temps réel, mais qui peuvent être aussi utilisées à titre prospectif

comme vous dites, c'est ça?

- R. Les méthodes qui sont décrites là ce sont essentiellement des méthodes qui sont utilisées à titre prospectif.
- Q. [104] O.K. C'est parce que dans ce cas-là je n'ai pas très bien compris tout à l'heure parce que vous parliez de mesures en temps réel. Donc c'est des mesures qui sont sur le terrain?
- R. Le service est requis en temps réel, mais on fait des études prospectives pour savoir quelle quantité de services peut être, devra être ajoutée en temps réel, mais de manière prévisionnelle si on veut. Combien on va avoir besoin dans X années lorsqu'on aura tant de mégawatts d'éoliens?
- Q. [105] Allons-y maintenant, là j'ai besoin de distribuer un document. C'est un extrait des réponses à la demande de renseignements de la Régie que le Distributeur a fait dans le dossier R-3726-2010. C'est quand même, c'est la réponse 2.2 et c'est un extrait de la page 5, c'est quand même une réponse qui est somme toute assez élaborée, forcément je ne ferai pas référence à la totalité de la réponse.

Ce que je voudrais simplement porter à votre attention, c'est l'avant-dernier paragraphe

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 120 - Me Denis Falardeau

de la page 5 où, mais dans un premier temps je vais quand même pour les besoins de la sténographie, je vais citer la question pour situer justement la réponse. À 2.2, la Régie vous demandait :

Depuis la prévision de janvier 2010,
veuillez indiquer les changements
apportés à la prévision de la demande
et des besoins en énergie? Veuillez
préciser en quoi ces changements
affectent le portefeuille
d'approvisionnement?

Et là vous avez quand même présenté, comme je vous le disais, une réponse très élaborée. À l'avant-dernier paragraphe, vous mentionnez qu'il y aurait, qu'avec la révision des besoins de mai deux mille dix (2010) il y aurait vingt-neuf térawattheures (29 TWh) dans le solde de compte différé en deux mille vingt-sept (2027).

Et un peu plus loin dans les tableaux et là je fais référence à la page 8 à la rubrique de ce tableau-là, à la rubrique Scénario convention amendée, vous mentionnez qu'il en coûterait cinq cent neuf millions de dollars (509 M\$) pour liquider le solde du compte d'énergie différée en deux mille vingt-sept (2027).

Ce qui nous intrigue c'est que dans, selon ce scénario-là, vous acceptez de faire en sorte qu'il y ait quand même une liquidation future de ces surplus-là. Alors que si j'ai bien compris dans ce dossier-ci il n'est pas question d'accumuler de l'énergie différée ou de liquider par la suite là?

11 h 30

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Tout à fait. Donc l'exercice qu'on avait fait à ce moment-là c'est effectivement de regarder quelle serait, si on appliquait les modalités des conventions tel quel, quelle serait la valeur résiduelle du solde. Donc, on liquide vingt-huit point cinq térawattheures (28,5 TWh) aux conditions, selon les modalités de l'entente. Évidemment, c'est un peu l'exercice un peu tautologie. C'était pour démontrer que la rentabilité n'était pas mise en cause. Par contre, ça ne veut pas dire que c'est ce qu'on envisage de faire. Il faut faire attention. De dire que les ententes peuvent faire ça et qu'il faille le faire, c'est deux choses. D'attendre... Dans le fond, je peux reprendre ce qu'on a dit, c'est une illustration de ce que les conventions nous permettraient de faire. Ce n'est pas nos intentions

d'attendre et de liquider vingt-neuf térawattheures (29 TWh) en février deux mille vingt-sept (2027).

Q. [106] Mais ce que j'aimerais comprendre, est-ce que vous avez changé d'idée ou c'est l'évolution de votre idée? Qu'est-ce qui s'est passé?

R. Non, pas du tout. Comme je vous dis, c'est que, dans le dossier qui était à ce moment-là sur la table, on n'avait pas... on n'était pas en train de camper nos... de mettre en place nos stratégies. O.K. Donc, c'est par la suite. Ça, c'était ici strictement à titre illustratif. Donc, voici ce que les conventions permettraient de faire. Donc, on fait rien, on attend. Et à la fin, on liquide vingt-neuf térawattheures (29 TWh).

C'était clair que, compte tenu de... juste l'aspect actualisation, ce coût-là ramené en deux mille dix (2010) est un petit peu, était non significatif. On l'a vu, c'est huit cents (800) à six cents (600). Maintenant, les actions qu'on devait prendre, nous, maintenant, en gestionnaire de l'entente, c'est que fait-on avec cette situation-là. Et, ça, on l'a présenté à plusieurs égards. La situation qu'on a adoptée, c'est de prendre des moyens pour réduire, atténuer ce solde-là, un, le cyclable, donc cesser de différer le

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 123 - Me Denis Falardeau

cyclable; et, deux, cesser temporairement différer la base.

Ça n'a jamais été notre... Ça n'a jamais été, je vous dirais, puis on l'a dit à plusieurs égards dans... si on regarde dans la preuve des conventions d'énergie différée, la preuve de février deux mille vingt-huit (2028) ou mars vingt-huit (2028), section risque, là, je les ai lus récemment, ce qu'on fait là, on l'avait dit explicitement dans les notes sténographiques qui nous avaient été remises quand on regarde un peu plus loin, ce qu'on fait, c'est écrit noir sur blanc, ça avait été dit noir sur blanc. Ce n'est pas parce qu'on a mis ça ici à titre illustratif qu'on a dit, bon, on va attendre puis on va liquider le solde, le solde va se liquider lui-même à la fin. Non, non, c'était à titre illustratif. Les actions qu'on a prises, c'est suite à ça. On a mis en place les moyens pour gérer cette situation-là.

M. STÉPHANE VERRET :

R. Il faut davantage voir cette information comme étant un intrant à la prise de décision. Donc, une fois qu'on fait un tel constat, la question qui s'est posée par la suite, c'est : Quelles sont les

actions qu'on met en place pour éviter une telle situation? Et donc c'est plus dans cette... cette perspective qu'on doit regarder l'information que vous venez de produire ici.

M. HANI ZAYAT :

R. Je vous rappelle, juste pour faire, renchérir.

Quand on arrive avec un solde de vingt-huit térawattheures (28 TWh), c'est sûr qu'on peut faire une lecture, une lecture d'un contrat, une lecture théorique d'un contrat. Vous comprendrez qu'il n'y a pas vraiment de... C'est ni l'objectif des ententes d'énergie différée ni l'esprit des ententes d'énergie différée ni c'est réaliste de penser qu'on peut liquider un solde ou qu'on peut vendre une telle quantité en une année donnée comme ça, vingt-huit térawattheures (28 TWh). Donc, c'est plutôt une... sans vouloir redire tout ce qui a déjà été dit, c'est une illustration de la chose.

Me DENIS FALARDEAU :

Il faudrait que je cote le document que j'ai remis. Ce sera sous la cote ACEFQ-17.

C-ACEFQ-0017 : Extraits de HQD-2, Document 1,
Demande R-3726-2010.

Finalement, ça va être ma dernière.

Q. [107] Dans l'éventualité que l'entente globale soit signée, dans les faits, ça veut dire quoi? Est-ce que vous êtes en mesure de, malgré tout de surveiller l'évolution du marché s'il y a des surplus ou s'il y a des prix intéressants, vous êtes en mesure d'y aller malgré tout sur le marché ou vous êtes lié par l'entente globale? Votre autonomie une fois l'entente signée ça va être quoi?

M. HANI ZAYAT :

R. Le but de l'entente est de gérer l'offre-demande, de gérer l'équilibre offre-demande. Aussi, je ne reviendrai pas sur tout ce qui a été dit au cours des derniers jours. Mais le but principal de l'entente, c'est de faire de l'équilibre offre-demande, de ramener des quantités d'été, les ramener en hiver, de suivre la demande et de suivre la production éolienne. S'il y avait des besoins au-delà de ça, donc au-delà des contrats sous juridiction, sous entente, s'il y avait au-delà de ces contrats-là des besoins d'aller sur les marchés ou de disposer de surplus, bien, ça, on a toujours l'option de le faire. Et on a le devoir de le faire, de trouver la meilleure façon d'arriver à

équilibrer le bilan selon l'option la plus
avantageuse pour le Distributeur.

Q. [108] O.K. Vous dites au-delà de ça, au-delà des
contrats, là, ça, c'est dans une perspective où la
demande est accrue? Ou malgré le contrat, il y a
toujours possibilité d'aller voir s'il y a des
opportunités plus intéressantes?

R. Ce n'est pas une question d'opportunité. Ce n'est
pas une question de... On ne gère pas l'équilibre
offre-demande en fonction des prix de marché. On
gère l'équilibre offre-demande en fonction vraiment
de cette équilibre-là. Et quand je dis « au-delà de
ces contrats-là », c'est parce qu'il n'y a pas de
transactions qui seraient requises pour ce qui est
des moyens de production qui sont sous, qui sont
assujettis par l'entente de modulation.

Donc, ces contrats-là vont être gérés à
travers l'entente de modulation. Maintenant, pour
les autres contrats qui ne sont pas assujettis à
l'entente de modulation, bien, c'est une gestion
qui est différente et qui est propre aux modalités
de ces contrats-là ou aux conditions de marché si
les besoins ne sont pas là, s'il n'y a pas de
besoins d'utilisation de cette énergie-là.

Me DENIS FALARDEAU :

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Denis Falardeau

- 127 -

Mesdames, Messieurs, merci.

M. HANI ZAYAT :

R. Merci à vous.

Me DENIS FALARDEAU :

Merci, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Falardeau. L'ACEF de l'Outaouais,
Maître Lussier.

11 h 37

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me STÉPHANIE LUSSIER :

Bonjour, Monsieur le Président, Messieurs les
Régisseurs. Stéphanie Lussier pour l'ACEF de
l'Outaouais.

Q. [109] Bonjours aux Membres du panel. Je vais vous
demander pour commencer de prendre la pièce HQD-5,
Document 2, qui sont les compléments de réponse
d'Hydro-Québec Distribution à la demande de
renseignements numéro 1 de l'ACEF de l'Outaouais.
Et je vous réfère à la question 10, à la réponse
révisée.

M. HANI ZAYAT :

R. On s'excuse, quelle question vous faites référence?

Q. [110] À la question 10, à la réponse révisée que
l'on retrouve à la page 4. Où il est question de
l'impact sur la prévision de puissance à la pointe

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 128 - Me Stéphanie Lussier

de l'hiver deux mille onze-deux mille douze (2011-2012) des économies d'énergie. Et on mentionne que l'impact est estimé à zéro virgule deux mégawatt (0,2 MW). Quel est le détail de ce calcul?

Mme MICHÈLE LABRECQUE :

R. Je n'ai pas le détail avec moi, mais si vous souhaitez...

Q. [111] Si vous pouviez le déposer.

R. Bien sûr.

Q. [112] Sous forme d'engagement, s'il vous plaît.

R. Bien sûr.

Q. [113] Alors, engagement numéro 9 fournir le détail du calcul permettant d'en arriver au résultat de zéro virgule deux mégawatt (0,2 MW) à la réponse 10 de la pièce HQD-5, Document 2.

E-9 (HQD) : Fournir le détail du calcul permettant d'en arriver au résultat de zéro virgule deux mégawatt (0.2 MW) à la réponse 10 de la pièce HQD-5, Document 2 (Demandé par ACEFO)

Me ÉRIC FRASER :

Ça c'est l'engagement 9.

Me STÉPHANIE LUSSIER :

Q. [114] Toujours à la même réponse révisée à la question 10, à la page 5. Sous le tableau R-10, le Distributeur indique qu'il souligne le fait que l'impact coïncidant avec sa pointe ne correspond pas nécessairement à l'impact maximal associé à la mesure puisque ce dernier dépend plutôt du profil d'utilisation de l'eau des clients. Et ici on parle bien de la mesure du Programme de récupération de la chaleur des eaux grises. Je vous demanderais de référer, s'il vous plaît, au mémoire de l'ACEF de l'Outaouais et à l'étude qui a été portée, qui a été déposée en annexe à ce mémoire. J'aimerais qu'on regarde ensemble un graphique au sujet de cette situation.

Alors, le graphique en question on le retrouve à la page 685 de l'étude. Il s'agit de la figure 9. Vous avez cette figure devant vous. Alors, ici ce qui est indiqué par les auteurs de l'étude et on parle de la mesure qu'ils intitulent « Grey Water Heat Exchangers ». Alors, on dit :

As shown in Figure 9 and in Table 3,
GWHE have an impact on the peak
electrical demand with reductions of
119,4 watts at 8 o'clock and 184 watts

at 22 o'clock.

Alors, lorsque nous regardons les points tels qu'illustrés à ce graphique ainsi que les conséquences de l'application de la mesure, nous voyons qu'il y a une coïncidence, qu'il y a une corrélation. Alors, j'aimerais que le Distributeur nous explique son raisonnement lorsqu'il nous indique que lui ne voit pas de coïncidence ou de corrélation entre les pointes maximales.

Mme MICHÈLE LABRECQUE :

- R. Ce n'est pas ce que le Distributeur dit. Ce que le Distributeur dit on peut le lire.
- Q. [115] En fait ce que je voudrais, je vais juste préciser. Je ne veux pas vous interrompre, je vais juste préciser et vous allez nous dire ce que le Distributeur dit. Mais ce qu'on vient de voir en fonction avec ce que le Distributeur écrit à la réponse 10 à la page 5 qui est :

Le Distributeur souligne le fait que l'impact coïncidant avec sa pointe ne correspond pas nécessairement à l'impact maximal associé à la mesure puisque ce dernier dépend plutôt du profil d'utilisation de l'eau des clients.

Alors, c'est ce que j'essaie de réconcilier, d'une part ce qu'on nous dit dans l'étude et, d'autre part, ce que le Distributeur nous dit.

R. D'accord. Je vais tenter de réconcilier l'étude avec ce que le Distributeur dit. Premièrement, dans l'étude ce que l'on voit c'est que les pointes qui ont été analysées sont les pointes maximales, c'est-à-dire à midi (12 h) et à vingt heures (20 h). Alors que la pointe du Distributeur, elle, est de six heures (6 h) à neuf heures (9 h) le matin et de dix-sept heures (17 h) à vingt heures (20 h) en fin d'après-midi.

Donc, le Distributeur dans le fond lui ce qu'il fait de six heures (6 h) à neuf heures (9 h) la pointe elle commence, elle débute, elle a une courbe normale, même chose en fin de journée. Alors qu'ici à l'étude c'est vraiment au moment de la pointe maximale. Donc, on ne peut pas comparer, ce n'est pas la même méthodologie. On ne peut pas comparer un avec l'autre.

Q. [116] La pointe que je vois au graphique elle est entre six heures (6 h) et huit heures (8 h), ça c'est la première pointe. Et la deuxième pointe que je vois au graphique elle est entre vingt heures (20 h) et vingt-deux heures (22 h). Est-ce que ces

deux moments-là dans la journée correspondent aux pointes chez le Distributeur?

R. Oui. Mais dans l'étude les chiffres qui sont pris sont les pointes à midi (12 h) et à vingt heures (20 h) et non pas une moyenne des pointes entre six heures (6 h) et neuf heures (9 h) et entre dix-sept heures (17 h) et vingt heures (20 h). Si on reprend, moi je vais vous amener à la figure, au tableau 3, si on reprend les demandes heure par heure et on refait le calcul en fonction des pointes du Distributeur, là on arrive aux mêmes chiffres à peu près que le Distributeur.

Q. [117] Merci pour votre explication. Et dans l'éventualité où l'ACEF de l'Outaouais avait une compréhension différente, elle pourra en faire part le moment venu.

11 h 46

Maintenant, à la page 7 du complément de réponse de HQD à l'ACEF de l'Outaouais...

M. STÉPHANE VERRET :

R. Vous avez dit à la page 7.

Q. [118] Oui, à la page 7, donc c'est une évaluation.

R. Il y a six pages.

Q. [119] Oui, c'est ça.

R. Excusez.

Q. [120] Alors, il y a six pages, et à ces six pages est annexée une évaluation qui a une annexe A qui s'intitule « Complément de réponse à la question 2E de l'ACEF de l'Outaouais », Annexe A. Et ce document-là a pour titre « Évaluation du potentiel de gestion de la consommation des clients résidentiels et CI ».

Alors, à la page 7 de cette évaluation, à la fin du premier paragraphe de la section 3 qui s'appelle « Cadre de l'évaluation », la dernière phrase de ce premier paragraphe, c'est :

Cette évaluation vise à établir un portrait global de la réduction de puissance qu'il serait techniquement possible d'atteindre à l'aide de mesures économiquement rentable du point de vue du Distributeur.

Alors, tout d'abord, j'aimerais savoir pourquoi seulement « du point de vue du Distributeur »?

Mme MICHÈLE LABRECQUE :

R. Mais, toutes les mesures que nous analysons, on doit regarder si elles passent les tests des coûts évités.

Q. [121] Est-ce que le Distributeur prend également en compte le TCTR?

R. Dans le fond, c'est le test que l'on fait. Le TCTR doit être positif pour qu'on puisse présenter, ici à la Régie, des programmes, que ce soit au niveau de la puissance ou de l'énergie.

Q. [122] Je suis quelque peu confuse. Est-ce que je comprends que, ici, dans le cadre de cette étude, le Distributeur a appliqué le TCTR, soit le test du coût total en ressource et que c'est le résultat du test du coût total en ressource qui a déterminé l'analyse du point de vue du Distributeur selon ce qui est indiqué à la page 7 de cette étude, est-ce que c'est bien ça?

R. En fait, pour qu'une mesure ou une technologie puisse faire partie du PTE, que ce soit pour des technologies qui contribuent en énergie ou en puissance, le Distributeur regarde si elle passe les tests des coûts évités.

Q. [123] O.K. Alors, quand on dit... Alors, simplement que...

R. Ce qui ne passe les tests du coût évité n'est pas dans le PTE, c'est à l'extérieur du PTE.

Q. [124] D'accord. Est-ce qu'une mesure qui ne passerait pas le TCTR pourrait quand même être incluse?

R. Elle ne serait pas incluse. Par contre, le

Distributeur fait une vigie continuelle au niveau technologique. Donc, dès qu'une mesure devient... semble démontrer un potentiel, soit parce que le coût de la mesure a diminué, à ce moment-là on repasse la mesure ou la technologie dans les tests et si le TCTR devient positif, on l'inclut au PTE. Donc, c'est une vigie qui est faite de façon dynamique et continuelle. Le PTE est constamment remis à jour.

Q. [125] À la base, par contre, si le TCTR est négatif, on ne l'inclut pas.

R. Non, on continue, par contre, à demeurer vigilant et à suivre l'évolution de la technologie et de ses coûts.

Q. [126] Toujours maintenant au même document à la page 9, à la section 4.2 où il est question des mesures qui ont été retenues au niveau du marché résidentiel. Pour en arriver à la décision de quelles mesures allaient être retenues, il y a une étude qui a été faite et elle a été réalisée, dans les faits, j'imagine, deux mille six, deux mille sept (2006-2007), puisque l'étude date de deux mille huit (2008), c'est exact? Donc, elle a été réalisée quelque peu avant le fait qu'on soumette le produit final, c'est exact?

R. Cette étude-là, oui.

Q. [127] Alors, c'est donc une étude qui a été faite, réalisée il y a environ cinq ans. Maintenant, j'aimerais connaître quel est le raisonnement en vertu duquel le Distributeur conclut que les critères utilisés à ce moment permettent aujourd'hui d'en arriver aux mêmes conclusions et aux mêmes mesures retenues.

R. Comme je vous ai expliqué dans la question précédente, le PTE est remis à jour continuellement par une vigie. Donc, dès que les coûts des technologies diminuent ou si les coûts évités augmentaient, ce qui n'est pas le cas, donc on connaît nos coûts évités quand même pour un assez long terme là, on sait qu'ils sont assez bas. Mais, dès qu'il y a des paramètres économiques qui changent, on refait le calcul pour voir si on ne pourrait pas l'inclure dans le PTE.

Donc, oui, cette étude a été faite en deux mille sept (2007), déposée en deux mille huit (2008). Par contre, depuis ce temps, le PTE a toujours été remis à jour constamment et ces mesures-là ne passent toujours pas, les mesures qui ont été exclues là de l'étude.

Q. [128] Et j'aimerais, s'il vous plaît, que le

Distributeur nous fournisse - et si vous ne pouvez pas le faire maintenant verbalement, peut-être que oui, mais sinon sous forme d'engagement - justement les mesures qui ont été recensées de réduction de la demande de puissance au marché résidentiel, même si elles n'ont pas été incluses au tableau?

R. On n'a pas de rapport qui fait ça. Comme je vous dis, c'est une vigie qui est dynamique, qui est faite par plusieurs employés au sein de la direction efficacité énergétique. On ne prend pas de photo statique car lorsque la photo est prise, on parle du passé, donc on préfère avoir une vigie qui est dynamique. Et dès que les... je pourrais les appeler les veilleurs considèrent qu'une technologie, le coût de la technologie ou la maturité de la technologie vaut la peine, alors là, à ce moment-là, on évalue, et si oui, on l'inclut dans le PTE, mais il n'y a pas de rapport qui existe.

Q. [129] Quelles sont les mesures quant auxquelles vous exercez une vigie et qui n'ont pas été retenues comme apparaissant dans ce tableau, s'il vous plaît?

R. Vous parlez de... vous parlez toujours de la puissance?

Q. [130] Oui.

R. Donc, il y a les technologies... Bon. Quand on regarde les besoins de puissance du Distributeur, comme l'ont dit mes collègues, c'est surtout en période d'hiver. Donc, les stratégies qui s'offrent à nous, il y a deux types de stratégies. Il y a des stratégies de déplacement de l'appel de puissance en période de pointe, hors pointe ou l'effacement, le délestage.

Donc, ce que le Distributeur regarde, ce sont toutes les technologies qui permettent de faire ça. Présentement, celles que l'on voit, dans le fond, quand on regarde en hiver c'est quoi les plus grands besoins des clients, c'est la chauffe et le chauffage de l'eau. Donc, le chauffage de l'eau, vous savez déjà tout qu'est-ce qu'on regarde au niveau des chauffe-eaux. Il y a le chauffe-eau trois éléments qui maintenant fait le... est un programme, mais il y a d'autres... il y a le chauffe-eau solaire qu'on est toujours en vigie avec le LTE. Donc, on regarde toutes ces technologies-là.

11 h 57

Mais, ce qu'on regarde aussi, c'est la possibilité de modifier les comportements des

clients et la possibilité aussi de, à distance, de pouvoir contrôler les charges. Pour faire ça bien il faut avoir une technologie, un compteur qui le permet, qui permet de communiquer, une communication bi-directionnelle avec le client pour lui offrir une tarification dynamique qui pourrait l'inciter à changer son comportement ou pouvoir contrôler à distance par exemple ses électroménagers. Donc c'est l'objet de notre vigie actuellement.

Q. [131] Merci beaucoup pour ces explications qui me donnent plus d'informations que ce que je demande. Simplement quelles sont les autres mesures, j'identifie ici cinq mesures : accumulateur thermique sans contrôle, accumulateur thermique avec contrôle, chauffe-eau instantané, chauffe-eau trois éléments, chauffe-eau à stockage accru.

Ça ce sont les mesures qui n'ont pas été retenues. Tout ce que je cherche à savoir maintenant c'est quelles sont les autres mesures qui ont été examinées, mais qui n'ont pas été retenues, simplement, une énumération.

R. Écoutez, on n'a pas de liste exhaustive ou de rapport exhaustif. Comme je vous ai dit cette information-là est détenue par une centaine

d'employés à la direction efficacité énergétique et au LTE et à l'IREQ, dans le cadre de leur vigie qui est dynamique. Donc il y en a qui apparaissent constamment.

Q. [132] Donc il y a une liste qui existe, je ne vous demanderai pas de la déposer dans le cadre du dossier, mais j'ai entendu qu'il y a une liste qui existe et qu'elle est...

R. Je viens de dire qu'il n'y a pas de liste qui existe. Dans le fond j'ai une centaine d'employés qui font de la veille en continu, ils ne font pas une liste. Dans le fond ils font de la vigie dans différents secteurs que ce soit l'éclairage, la chauffe, dans tous les types de technologie. Cette vigie-là est dynamique, ils la font à travers la revue de la littérature, en étant membre de différents comités, en discutant avec leurs collègues qui font le même travail qu'eux dans d'autres unités publiques, mais il n'y a pas de liste qui existe. Mais on peut en discuter, on peut voir un peu qu'est-ce qui existe quand on parlait de chauffe, quand on parle de chauffage de l'eau, quand on parle de délestage, ça donne une idée un peu de qu'est-ce qui peut exister comme technologie qui existe ou qui est en développement

présentement.

Q. [133] Maintenant j'aimerais que vous m'expliquiez pourquoi le Distributeur n'a pas retenu dans l'évaluation du potentiel technico-économique la mesure de thermostat communicant parmi les mesures retenues. Pourquoi elle n'apparaît pas au tableau 1?

R. Bien c'est parce que présentement notre technologie de compteurs ne permet de communiquer avec les thermostats.

Q. [134] D'accord.

R. Mais dans le cadre du projet LAD s'il est accepté, mais on aura les outils qui nous permettent de faire ce genre de contrôle.

Q. [135] Au sujet du chauffe-eau instantané que l'on retrouve comme mesure retenue au tableau 1, sachant que le chauffe-eau instantané est utilisé essentiellement durant les heures de pointe. Quel est le raisonnement du Distributeur qui lui permet de considérer cette mesure comme une gestion de la consommation, pardon, comme une mesure de gestion de la consommation?

R. C'est parce que je ne sais pas votre prétention que le chauffe-eau est utilisé seulement pendant la période de pointe. Vous avez pris où cette

information-là?

Q. [136] Bien, c'est-à-dire qu'au niveau du chauffe-eau instantané l'idée c'est que ça, l'eau va chauffer au moment où on l'utilise et on utilise la prémisse que les chauffe-eau sont généralement utilisés ou le plus souvent utilisés aux heures de pointe, disons le matin ou en soirée, pour les douches, pour la vaisselle, pour bon, etc.

Alors puisqu'on cherche à réduire la demande de puissance pendant les heures de pointe, on essaie de comprendre en quoi cette mesure-là de chauffe-eau instantané qui va fonctionner à ces moments-là plus particulièrement, comment, comment elle peut être considérée comme une mesure de gestion de la consommation ou expliquez-nous votre raisonnement qui vous amène à cette conclusion-là?

R. O.K. Le chauffe-eau instantané peut contribuer à la puissance. Maintenant il n'y a pas de programme pour l'offrir parce qu'il ne remplit pas les besoins du Distributeur effectivement. Mais c'est quand même une technologie qui pourrait contribuer à la puissance.

Q. [137] Maintenant on va changer de document, on va aller à la pièce HQD-4, Document 2, qui sont les réponses du Distributeur à la demande de

renseignements numéro 1 de l'ACEF de l'Outaouais, à la page 4, la réponse 1 a). Et donc la réponse commence à la page 3 et je vous amène à la page 4 tout en haut. En fait il est question de ceci, le Distributeur mentionne :

[...] La nature des équipements, des accessoires et des mesures comportementales qui pourront être déployés dépendra du résultat des recherches de l'IREQ. Ces résultats sont attendus en trois phases :

Alors concernant la première phase on nous dit :

Les technologies ou les mesures de gestion de la consommation sur de courte durée, que le Distributeur estime applicables à court terme, soit à l'intérieur des 5 prochaines années. Il s'agit par exemple de stratégies de contrôle de l'éclairage, des électroménagers, des chauffe-eau, des systèmes de chauffage à accumulation, des thermostats communicants.

Parmi ces mesures-là, quelles sont les mesures que le Distributeur estime applicables à court terme ou à très court terme, c'est-à-dire au cours de

l'année prochaine et de celle d'après? Est-ce qu'il y en a et si oui, je vous permettrai de les identifier s'il vous plaît? Je vous demanderais de les identifier, s'il vous plaît.

R. Vous parlez de parmi ceux-là lesquels pourraient faire l'objet d'un programme à court terme?

Q. [138] Pourraient faire l'objet d'une application à court terme que ce soit par le biais d'un programme ou... Est-ce qu'il y en a parmi ces mesures-là qui sont identifiées que l'on pourrait espérer voir mises en application au cours de la prochaine année ou des deux prochaines années?

R. Bien en fait tout ce qui est du chauffage par accumulation avec, ça c'est déjà en application, sauf que pour l'instant on n'a pas de programme parce que commercialement ce n'est pas, ne se qualifie pas. Pour les autres, c'est, ça demande une communication bi-directionnelle comme j'expliquais tantôt.

12 h 00

Donc, tant et aussi longtemps que les compteurs LAD ne seront pas déployés, le Distributeur ne pourra pas mettre en application ses applications-là, excusez-moi, ces moyens-là.

Q. [139] Est-ce que le Distributeur concernant

l'application de ces mesures que l'on retrouve en 1
a l'intention de déposer une demande à la Régie
dans le PGEE ou dans la prochaine cause tarifaire
ou est-ce que le Distributeur, au moment où on se
parle, est encore dans l'attente d'une opinion ou
de recommandations de la part de l'IREQ, qu'en est-
il?

R. Toujours pour le point 1?

Q. [140] Oui.

R. Pour le point 1 non, on n'a pas prévu déposer dans
la prochaine cause tarifaire des programmes pour
ces aspects-là. Les accumulateurs thermiques ne
sont toujours pas commercialement intéressants pour
le Distributeur. Et d'autre part, les autres
mesures, bien, il faut attendre le déploiement de
LAD.

Lorsque le LAD sera déployé, chacun sera
analysé à son mérite et si, effectivement, il y a
des opportunités, une demande sera déposée à la
Régie à cet effet.

M. STÉPHANE VERRET :

R. Juste un complément. Je regarde la liste là au
point numéro 1 et on voit entre autres les chauffe-
eau. Bien entendu, la réponse de madame, ça va au-
delà des chauffe-eau trois éléments qui sont déjà

offerts dans les programmes. Il y a déjà cette mesure-là qui est offerte dans les programmes, dans le programme du PGEÉ.

Q. [141] Concernant les électroménagers toujours que l'on retrouve au point 1, comme exemple de mesure à appliquer à court terme le Distributeur fait référence à quoi précisément? Est-ce que le Distributeur y voit une mesure d'efficacité énergétique mais qui aurait quand même un impact induit sur la puissance ou est-ce que c'est plutôt une mesure de gestion de la demande permettant d'effacer?

Mme MICHÈLE LABRECQUE :

R. Je n'avais pas parlé des chauffe-eau parce qu'il faut lire la phrase correctement.

Q. [142] Je parlais des électroménagers.

R. Oui. Mais il faut lire la phrase. La phrase elle dit :

Des stratégies de contrôle de
l'éclairage, des électroménagers et
des chauffe-eau.

Donc, on parle de contrôle, de contrôle d'électroménagers. Donc, je ne sais pas, en tout cas si certains d'entre vous ont eu la chance de voir ça aux États-Unis des « smart appliances ».

Donc, effectivement, il y a une possibilité
présentement technologiquement de contrôler à
distance le frigo ou la sècheuse que le
Distributeur peut lancer un signal au client
résidentiel pour que les électros soient en mode
conservation d'énergie. Donc, par exemple le
dégivreur du frigo ne fonctionnera pas, si on veut
faire fonctionner la sècheuse ça va être seulement
en mode d'économie d'énergie même si on pèse sur
d'autres options.

Encore là, ces électroménagers-là existent,
mais il faut avoir la technologie pour pouvoir
communiquer avec le client résidentiel et demander
à ces électros-là de faire le travail qu'on leur
demande. Alors, lorsque les compteurs prévus seront
déployés, bien, là le Distributeur étudiera chacune
des opportunités à son mérite et, s'il y a
certaines opportunités qui sont intéressantes,
déposera à la Régie une demande en ce sens.

Q. [143] Lorsque l'on parle... En fait juste pour
préciser avant de passer à ma question suivante.
Donc, cette mesure de contrôle de l'électroménager
elle vise quoi, elle vise une diminution de la
demande de puissance en période de pointe ou elle
vise un déplacement, un effacement?

R. Bien, c'est la même chose.

Q. [144] Moi je vois deux façons.

R. Bien, en fait il y a deux, que ça soit au niveau des électroménagers ou de toutes les autres applications qui peuvent être contrôlés à distance, les deux stratégies sont possibles. On peut avoir un délestage, on débarque ni plus ni moins la mesure ou on fait un déplacement dans le temps. Donc, exemple le dégivreur si on dit, bien, le dégivreur ne fonctionne pas entre six heures (6 h) et neuf heures (9 h), il y a de fortes chances qu'il fonctionne après j'imagine.

Q. [145] Concernant les thermostats communicants, est-ce que ce sont, est-ce qu'il s'agit de thermostats qui agissent, si on veut, comme délesteurs programmables des plinthes électriques? Les thermostats communicants est-ce que ça a cette fonction-là?

R. Je n'ai pas en tête toute l'analyse technique, mais moi je dirais que oui. Mais si vous voulez que je vérifie avec mes gens techniques pour avoir plus d'information sur la technologie, ça me fait plaisir.

Q. [146] Ça serait apprécié, s'il vous plaît.

R. Ça me fait plaisir.

Q. [147] Comme engagement numéro 10.

Me ÉRIC FRASER :

On va donner l'information sur les compteurs, pas
les compteurs communicants, les thermostats
communicants?

Me STÉPHANIE LUSSIER :

Oui.

Q. [148] Préciser la technologie reliée aux
thermostats communicants à savoir agissent-ils
comme délesteurs programmables des plinthes
électriques.

Me ÉRIC FRASER :

C'est bon.

E-10 (HQD) : Préciser la technologie reliée aux
thermostats communicant à savoir
agissent-ils comme délesteurs
programmables des plinthes électriques
(Demandé par ACEFO)

Me STÉPHANIE LUSSIER :

Q. [149] Et cette technologie ou cette mesure,
pourquoi jusqu'à maintenant n'a-t-elle pas été
appliquée dans le secteur résidentiel?

R. Parce que les compteurs présentement ne peuvent pas

communiquer vers le client. Donc, on ne peut pas, le Distributeur ne peut pas, au moment où il en a besoin, envoyer un signal chez le client pour dire « Déleste la charge » ou « Déplace la charge ».

Q. [150] Et qu'est-ce qui explique ce délai?

R. Pouvez-vous préciser votre question, le délai de?

Q. [151] Bien, c'est parce que c'est une mesure qui est assez mature en termes de technologie, c'est notre compréhension. Donc, sujet à cette affirmation-là, pourquoi, au moment où on se parle, cette mesure-là n'est pas davantage mise en application compte tenu de son stade de maturité technologique? Est-ce que le Distributeur est encore en attente de commentaires, recommandations, formulation de l'IREQ à ce sujet?

R. Je ne sais pas. En tout cas j'ai de la misère à comprendre la question. Il me semble que c'est clair, c'est que tant que les compteurs communicants ne sont pas installés chez les clients résidentiels, le Distributeur ne pourra pas tirer avantage de ces technologies-là chez les clients résidentiels. Donc, dans un premier temps, le Distributeur doit déposer le projet LAD et le faire approuver, le déployer. Puis par la suite, bien, là on pourra voir si, effectivement, il y a

des opportunités pour le Distributeur de faire des programmes liés à ces mesures-là.

Q. [152] D'accord. Alors, l'implantation à court terme dont il est question en 1, est-ce qu'elle va se faire en même temps que les compteurs avancés ou indépendamment des compteurs avancés? Parce que j'entends, j'entends que c'est interrelié au projet de lecture à distance, donc il faut d'abord attendre l'implantation du projet de lecture à distance pour ensuite pouvoir voir la mise en application des mesures indiquées en 1, est-ce que c'est ça la compréhension?

12 h 08

M. STÉPHANE VERRET :

R. Je vais si vous permettez, je vais juste apporter une précision. Nous avons tenu une séance d'information je crois le trente et un (31) mars concernant l'état d'avancement des différents projets pilote pour ce qui est du projet de lecture à distance. Et dans le cadre de cette séance d'information là on a précisé ce que serait le périmètre du projet LAD et essentiellement ce qu'on a mentionné à la même occasion que les différents moyens de gestion de la consommation, différentes opportunités qui pourraient découler de la mise en

place de ces compteurs de nouvelle génération ne faisaient pas partie du périmètre immédiat du projet pour pouvoir concentrer nos efforts à déployer ces compteurs-là. Mais qu'en parallèle une vigie se faisait et qu'il n'était pas nécessairement prévu d'attendre jusqu'à la toute fin du déploiement des compteurs intelligents afin d'introduire, d'introduire des moyens qui se qualifieraient et qui apporteraient des gains et qu'il serait possible de les exploiter au niveau commercial.

Donc je pense que ces informations-là, séance d'informations à laquelle vous étiez présente là, je pense que ces informations-là sont bien connues déjà.

Q. [153] Oui et je vous remercie de réitérer ces informations puisque n'étant pas fournies à l'intérieur du cadre de ce dossier, elles ne font pas partie de la preuve. Alors merci de mentionner ces informations comme faisant partie des notes sténographiques et comme faisant partie intégrante du présent dossier.

Maintenant on va continuer, je vais avancer avec ma prochaine série de questions, mais ma confusion demeure, parce que d'une part j'entends

que ces mesures-là vont être mises en application une fois que le projet LAD sera lui mis en application. Et d'autre part, j'entends que peut-être qu'on va pouvoir les mettre en application un peu avant.

Alors je demeure sur une impression de nébulosité. Je passe à ma prochaine série de questions qui concerne le point 2 de la page 4, pièce HQD-4, Document 2. Le Distributeur mentionne que :

Les technologies ou les mesures permettant un délestage de charge de plus longue durée, qui nécessitent des efforts d'innovation et que le Distributeur estime applicables au plus tôt dans les 5 à 8 prochaines années.

Alors de quoi est-il question lorsque le Distributeur parle de « technologies qui nécessitent des efforts d'innovation », qu'est-ce qu'on veut ajouter aux technologies déjà existantes si je fais par exemple référence à la bi-énergie, aux accumulateurs d'eau chaude sanitaire qui existent déjà. Quels sont les efforts d'innovations autres que le Distributeur entend faire?

Mme MICHÈLE LABRECQUE :

R. Je n'ai pas le détail de tout ce que l'IREQ est en train d'étudier, mais déjà je pense qu'il y en a quelques exemples qui ont été mis dans la réponse.

Donc :

[...] des systèmes hybrides de chauffage des locaux et de l'eau, des chauffe-eau avec stockage.

Mais comme je vous dis moi je ne suis pas au courant de tout ce que l'IREQ est en train d'expérimenter.

Q. [154] Et lorsque le Distributeur mentionne par exemple « Lorsque les résultats de recherche de l'IREQ seront connus », quand est-ce que ces résultats de recherche de l'IREQ seront connus?

R. Bien je peux peut-être vous expliquer un petit peu le processus qu'on a avec l'IREQ.

Q. [155] Je veux simplement savoir pour qu'on soit efficace dans le temps, je veux vous entendre, je ne veux pas du tout vous interrompre, simplement je vais vous dire simplement ce que je recherche, je veux savoir quand on va avoir ces résultats-là et quelle était la date de la commande de ces projets auprès de l'IREQ? Parce que c'est Hydro-Québec qui est probablement maître de ce qu'il demande?

R. Des chercheurs.

Q. [156] Alors c'est ce que je voudrais succinctement et précisément que vous m'expliquiez ça s'est fait? Comment ça s'est fait et quand est-ce qu'on aura les résultats?

R. En fait ce n'est pas une commande, c'est un processus qui est en continu. On a des rencontres mensuelles avec l'IREQ dans le cadre d'une plateforme technologique et c'est un processus, vous savez c'est des chercheurs, et lorsque les recherches sont rendues à une certaine étape, il y a tout un processus de passage de porte et rendues à une certaine étape et là à ce moment-là bien ils communiquent avec le Distributeur et on voit si c'est commercialement intéressant.

C'est comme ça qu'on a dans le fond travaillé les chauffe-eau trois éléments. Donc il n'y a pas de une date qu'on ferme les livres puis il faut absolument qu'ils nous livrent ça. C'est vraiment un processus de recherche en continu. Donc au fur et à mesure où les résultats des différentes recherches sont connus, elles sont intégrées dans les, dans le potentiel technico-économique du Distributeur.

Q. [157] Et qui fixe les échéanciers pour faire en

sorte que le processus avance efficacement?

R. Bien comme je vous dis c'est ce comité-là bilatéral de plate-forme technologique, on suit des échéanciers, mais vous savez ce que c'est la recherche, parfois il peut arriver des pépins et que le projet de recherche doit être retardé, mais le comité le suit à tous les mois, chacun des projets qui sont sous étude.

Q. [158] À la page 5 toujours du même document, HQD-4, Document 2, réponse 2 b) :

Le potentiel technico-économique des accumulateurs thermiques dans le secteur résidentiel est nul. Il n'y a donc pas de potentiel exploitable commercialement.

Selon le Distributeur est-ce que cette situation pourrait s'expliquer par le fait qu'il n'y ait aucun incitatif financier par exemple?

R. Lorsqu'on fait le potentiel technico-économique on ne regarde pas l'aspect incitatif financier, on regarde le coût de la mesure et on les met en relation avec les coûts évités. Donc l'accumulateur thermique au niveau résidentiel ne rencontre pas les critères économiques du Distributeur.

Q. [159] Maintenant à la réponse 3 f), toujours du

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 157 - Me Stéphanie Lussier

même document, HQD-4, Document 2, qu'on retrouve à la page 9, on nous dit :

Les deux seuls moyens de gestion de la demande en puissance pris en compte dans la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver sont la bi-énergie résidentielle et le programme de chauffe-eau à trois éléments. L'impact en puissance associé aux chauffe-eau à trois éléments est inclus dans les impacts en puissance des interventions en efficacité énergétique en déploiement montrés au tableau 2.1-2 de la pièce B-4-HQD-1, document 1.

12 h 14

Pourquoi dans... dans le tableau en question, à la pièce... En fait, pourquoi au tableau de la pièce HQD-1, Document 2, donc c'est un autre document, donc pourquoi au tableau de la pièce HQD-1, Document 2, à l'annexe 2A à la page 70, au tableau 2A-13, le tableau qui s'intitule « Moyen de gestion de la consommation pris en compte dans la prévision de puissance à la pointe d'hiver (en MW) ».

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 158 - Me Stéphanie Lussier

M. STÉPHANE VERRET :

R. Excusez-moi, pouvez-vous répéter, s'il vous
plaît...

Q. [160] Oui, oui.

R. ... la référence?

Q. [161] Oui, oui. C'est HQD-1, Document 2, à la page
70.

R. Ça va. Merci.

Q. [162] Bon. Alors, d'une part, on nous dit les deux
seuls moyens sont la biénergie résidentielle et le
programme de chauffe-eau à trois éléments. Par
contre, on ne retrouve pas ces deux moyens-là au
tableau en question 2A-13 de la page 70, HQD-1
Document 2, Annexe 2A. Alors, est-ce que le
Distributeur pourrait compléter le tableau par une
ligne qui indique les prévisions de la baisse de
puissance du programme chauffe-eau à trois éléments
de deux mille neuf, deux mille dix (2009-2010)
jusqu'à deux mille dix-neuf, deux mille vingt
(2019-2020), s'il vous plaît?

Mme MICHÈLE LABRECQUE :

R. Bien sûr. Mais, à titre d'indication, on vise
quinze mégawatts (15 MW), horizon deux mille vingt
(2020), mais on pourra mettre à jour le tableau.

Q. [163] Alors, engagement numéro 11, mise à jour du

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 159 - Me Stéphanie Lussier

tableau 2A-13 de la page 70 de la pièce HQD-1,
Document 2, Annexe 2A.

E-11 (HQD) Fournir une mise à jour du tableau 2A-
13 de la page 70 de la pièce HQD-1,
Document 2, Annexe 2A (ACEFO)

Maintenant, j'aimerais que vous nous expliquiez
quel est le raisonnement du Distributeur lorsque le
Distributeur procède à l'agrégation des impacts des
programmes de gestion de la consommation, soit ceux
qui réduisent la demande en puissance en pointe
seulement et, d'autre part, des programmes
d'efficacité énergétique qui, eux, peuvent
présenter un impact sur la demande en tout temps.

R. Je ne comprends pas votre question.

Q. [164] Il y a des programmes de consommation qui...
il y a des programmes de gestion de la consommation
qui réduisent, qui ont pour effet de réduire la
demande en puissance en pointe seulement, et il y a
d'autres programmes qui sont des programmes de
nature d'efficacité énergétique plus générale qui
eux présentent un impact sur la demande en tout
temps. Qu'est-ce qui permet au Distributeur ou quel
est le raisonnement du Distributeur lorsqu'il

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 160 - Me Stéphanie Lussier

procède à l'agrégation des impacts des programmes
de gestion de la consommation et des autres
programmes?

R. Vous voulez dire, dans le fond, la présentation.

Q. [165] Oui, oui.

R. O.K. De la présentation. O.K.

M. STÉPHANE VERRET :

R. Juste pour être certain qu'on comprenne bien la
question là parce qu'il m'apparaît que c'est une
question davantage que monsieur Nadeau aurait pu
répondre. Est-ce que vous voulez savoir - et je
vous avais dit que probablement ça ne devrait pas
arriver de vous référer au panel numéro 1 là, mais
je veux juste bien comprendre la question. Est-ce
que vous voulez savoir comment on traduit les
économies d'énergie du PGEÉ en termes d'impact en
puissance?

Me STÉPHANIE LUSSIER :

Q. [166] Non, non. Je veux savoir pourquoi vous les
agrégez? Pourquoi vous les...

R. En fait... Oui.

Q. [167] ... vous ne les présentez pas, par exemple,
de façon différente, de façon séparée? Pourquoi
tout mettre ça ensemble et pourquoi ne pas faire
une distinction?

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 161 - Me Stéphanie Lussier

Mme MICHÈLE LABRECQUE :

R. O.K. Bien, si on repart justement de la prévision de la demande de monsieur Nadeau, donc monsieur Nadeau fait une prévision de la demande sans le PGEÉ, ensuite il en fait une avec le PGEÉ. Il réduit, de la prévision de la demande, la contribution du PGEÉ qu'on peut trouver à HQD-1, Document 1, tableau 4... excusez-moi, HQD-1 Document 1, page 14, tableau 2.1-2 qui est de deux mille trois cent soixante-dix mégawatts (2370 MW) horizon du Plan. Donc, il retire cette contribution-là et là ça devient le besoin régulier du Distributeur.

À partir du besoin régulier du Distributeur, là les gens d'approvisionnements avec nous, regardent, dans le fond, les mesures sur lesquelles le Distributeur a un contrôle direct pour réduire la puissance, les besoins de puissance. Donc, c'est pour ça qu'on voit, dans ce... après les besoins réguliers du Distributeur, la puissance interruptible, la biénergie résidentielle et le chauffe-eau trois éléments.

Q. [168] Merci. Maintenant, toujours au même document HQD-4, Document 2, à la page 11, réponse à la question 4. Je vais ici déposer comme pièce un

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 162 - Me Stéphanie Lussier

communiqué de Presse qui émane d'Hydro-Québec qui concerne le déploiement d'une infrastructure de mesurage avancée, comme je vais y faire référence dans la question - j'en ai des copies pour les témoins. Bon.

Alors, si on va d'abord à la pièce à laquelle je vous référais, HQD-4, Document 2, page 11, réponse à la question 4, le Distributeur mentionne qu'il :

[...] est à l'affût de tout changement technologique pouvant affecter l'évolution de la demande d'électricité. Ces derniers sont pris en compte dans la prévision lorsqu'ils sont suffisamment maîtrisés et qu'ils peuvent être modélisés.

Si je vous réfère maintenant au communiqué du vingt-cinq (25) mai deux mille onze (2011), le troisième paragraphe à partir de la fin, la deuxième phrase se lit :

En plus de la relève à distance, cette plate-forme technologique évolutive permettra à terme d'introduire de nouvelles fonctionnalités, notamment la détection des pannes, la gestion de

la consommation, la gestion de la
demande, le rétablissement du service,
ainsi que l'interruption à distance et
la gestion de la subtilisation
d'énergie.

Alors, ce projet de lecture à distance tel qu'il
est annoncé dans le communiqué de presse, le
Distributeur, il est d'accord pour constater qu'il
constitue un changement majeur dans sa façon de
faire. C'est exact?

M. STÉPHANE VERRET :

R. C'est-à-dire que c'est l'introduction d'une
nouvelle technologie pour pouvoir faire le mesurage
chez la clientèle et que cette technologie-là va
introduire de nouvelles opportunités qu'on devra
qualifier avant de mettre en place.

12 h 21

Ce nouveau paradigme technologique que le Québec va
inclure dans son industrie électrique, il permet
une planification de l'offre et de la demande qui
sera plus intégrée que ce qu'on peut faire
actuellement. C'est exact? Puisqu'on aura une
infrastructure informatique qui permet d'exploiter
toutes les fonctionnalités des nouveaux compteurs.

R. Je ne suis pas certain de ce que vous voulez.

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 164 - Me Stéphanie Lussier

M. HANI ZAYAT :

R. Je vais peut-être tenter... Je pense qu'on n'est pas là pour expliquer le projet LAD. Donc, c'est un dossier qui va être soumis à la Régie pour approbation. Mais le projet, il vise essentiellement, il ne refait pas notre façon de faire la planification énergétique, mais il permet essentiellement d'adapter la... un nouveau moyen de mesurage de la consommation électrique chez le client.

Donc, c'est essentiellement de nouveaux compteurs qui sont installés chez le client. Des compteurs qui sont communicants, donc communicants entre le client, entre le compteur lui-même et, on va dire un centre d'exploitation à Hydro-Québec. Donc, on va pouvoir faire de la lecture à distance. C'est ça que ça veut dire LAD (lecture à distance).

Maintenant, en même temps avec le déploiement de l'infrastructure, c'est une technologie qui va pouvoir permettre autre chose aussi, notamment des moyens possiblement de gestion de la consommation. On parlait tantôt de communication possible avec des thermostats, par exemple. Oui, c'est quelque chose qui serait possible. Et c'est quelque chose qui va devoir être

évalué en fonction des opportunités que peut offrir la technologie, mais aussi les opportunités et les besoins d'Hydro-Québec et des clients.

Donc, ce n'est pas quelque chose qui est... ce n'est pas une plateforme générale. C'est plutôt une infrastructure qui permet de faire des choses. Maintenant, chacune de ces options-là est à évaluer à sa face même. Elle est à évaluer en fonction de l'intérêt qu'elle a pour le client, des avantages économiques, peut-être des avantages de confort aussi. On peut imaginer toutes sortes de scénarios. Mais c'est quelque chose qui est à évaluer au fur et à mesure de ce qui est à faire au cours des prochaines années. Mais au moins l'infrastructure de base serait là.

Q. [169] Je vais vous dire une affirmation et j'aimerais que vous me disiez si vous êtes d'accord, si vous n'êtes pas d'accord, et pourquoi. Sur la période du Plan 2011-2020, ce nouveau paradigme technologique qui est le projet lecture à distance, il va affecter la prévision de la demande du Distributeur. Est-ce que vous êtes d'accord? Est-ce que vous n'êtes pas d'accord? Et j'aimerais savoir pourquoi.

R. Bien, tout d'abord commencer pour dire que

l'infrastructure de LAD n'est pas déployée encore, hein. On est au stade d'un communiqué de presse qui date d'il y a quelques jours. Donc, les démarches avant l'approbation du projet lui-même, son déploiement, son implantation partout, on n'en est pas là encore. Est-ce que ça va... Maintenant, même quand ce sera là, le projet tel qu'il est là, c'est un projet de mesurage. Est-ce qu'il va affecter la prévision de la demande? Je n'ai pas d'éléments aujourd'hui qui me permettent de croire que ça va affecter la prévision de la demande. Est-ce qu'il va amener une possibilité de mettre en place des moyens de gestion de la consommation? Oui, c'est certainement un potentiel qui est sur la table.

Q. [170] Toujours au communiqué de presse du vingt-cinq (25) mai deux mille onze (2011), le dernier paragraphe :

Au cours des prochains mois, Hydro-Québec entreprendra trois projets pilotes avant de déployer les compteurs dans l'ensemble de la province.

Alors, on parle de Montréal, Memphrémagog, Boucherville.

Dès 2012, l'entreprise prévoit

commencer l'installation des compteurs dans l'ensemble du Québec en commençant par la grande région de Montréal. Le déploiement dans le reste de la province se poursuivra jusqu'en 2017.

Est-ce que, ça, ça inclut exclusivement la lecture à distance ou est-ce que ça inclut toutes les autres fonctionnalités des nouveaux compteurs, y compris celles relatives à la gestion de la consommation?

R. Bon. Je vais réitérer ma réponse de tantôt. Ça, c'est un plan de déploiement. Pour ce qui est de la lecture à distance, les moyens de gestion de la consommation viendront au cas le cas.

M. STÉPHANE VERRET :

R. En complément. Comme je le mentionnais tout à l'heure, en fonction de la réalité du déploiement, en fonction de l'expérience qui va être vécue au niveau du déploiement, si on se rend compte que les choses vont bien, se déroulent comme prévues, je mentionnais également qu'on allait en parallèle faire la vigie quant à ces nouvelles opportunités de gestion de la consommation. Et si une opportunité se présente après quelques années de

déploiement, on n'exclut pas la possibilité d'incorporer ou d'ajouter quelque chose de nouveau.

Et, là, je réitère qu'on discute de ce projet-là qui sera déposé à la Régie pour autorisation. Et donc, toute l'information en fera part, on fera part de toute l'information qui y est relative. Mais que, dans un premier temps, il est clair que dans le périmètre du projet, ces opportunités de gestion de la consommation n'en font pas partie du projet tel qu'il sera déposé initialement pour autorisation.

Q. [171] Et, ça, c'est dans un premier temps; au moment où on se parle, avez-vous une idée de quand... Écoutez, c'est que j'ai un communiqué de presse devant moi qui émane d'Hydro-Québec du vingt-cinq (25) mai et où on me dit :

En plus de la relève à distance, cette plateforme technologique évolutive permettra, à terme, d'introduire de nouvelles fonctionnalités, notamment la détection de pannes, la gestion de la consommation, la gestion de la demande, le rétablissement du service ainsi que l'interruption à distance et la gestion de la subtilisation

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 169 - Me Stéphanie Lussier

d'énergie..

Je veux juste quand est-ce qu'on va voir ça? Si vous me dites dans un premier temps, ce sera... La lecture à distance, c'est ce que j'entends. Je comprends que les autres aspects ne font pas partie des projets immédiats du Distributeur. Et qu'au moment où on se parle, vous n'êtes pas en mesure de me donner de date? Est-ce que c'est exact?

R. C'est exact. C'est ce que nous avons dit le trente et un (31) mars également.

Q. [172] Merci. Mais le trente et un (31) mars ne fait pas partie du présent dossier. Et ça ne veut pas dire que ce qui a été discuté le trente et un (31) mars...

Me ÉRIC FRASER :

Objection. Là, la procureure discute avec le témoin.

Me STÉPHANIE LUSSIER :

D'accord. Prochaine question. Alors, simplement pour les fins du dossier, je vais citer le communiqué de presse du vingt-cinq (25) mai deux mille onze (2011) C-ACEFO-11.

C-ACEFO-0011 : Communiqué d'Hydro-Québec. Pour
diffusion immédiate - Mercredi 25

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 170 - Me Stéphanie Lussier

mai 2011. Hydro-Québec annonce le
déploiement d'une infrastructures
de mesurage avancée.

LE PRÉSIDENT :

Maître Lussier, j'imagine que vous arrivez à la fin
de votre contre-interrogatoire?

Me STÉPHANIE LUSSIER :

Oui. Il m'en reste peu.

LE PRÉSIDENT :

Peu?

Me STÉPHANIE LUSSIER :

On peut... Si vous voulez, je peux terminer
maintenant. J'en ai peut-être pour une quinzaine de
minutes maximum.

LE PRÉSIDENT :

O.K. On va terminer maintenant puis on va
revenir...

Me STÉPHANIE LUSSIER :

Puis on va revenir.

LE PRÉSIDENT :

... à treize heures trente (13 h 30).

Me STÉPHANIE LUSSIER :

D'accord. Merci.

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 171 - Me Stéphanie Lussier

(13 h 30)

LE PRÉSIDENT :

On est prêt à poursuivre, Maître Lussier?

Me STÉPHANIE LUSSIER :

Rebonjour, Monsieur le Président, Messieurs les
Régisseurs. Stéphanie Lussier pour l'ACEF de
l'Outaouais.

Q. [173] Bonjour aux Membres du panel. Je vous réfère
à la pièce avec laquelle nous nous sommes... Ça va.
Alors, je vous réfère à la pièce HQD-4, Document 2
à la page 17 à la réponse 7a) où le Distributeur
mentionne qu' :

Il existe deux moyens de gestion de la
consommation. Il y a, d'une part, ceux
qui sont à la fois sous son contrôle
direct et qui sont disponibles sur
appel et, d'autre part, ceux qui ne le
sont pas.

En ce qui a trait aux compteurs intelligents et en
ce qui a trait aux mesures de gestion de la
consommation, le Distributeur entend les classer
dans quelle catégorie, la catégorie sous son
contrôle ou dans la catégorie hors de son contrôle?

M. STÉPHANE VERRET :

R. Ça serait en fonction des opportunités dépendamment

s'il a contrôle ou non sur l'opportunité.

Q. [174] Est-ce qu'au moment où on se parle le Distributeur est en mesure de nous donner l'information spécifique relativement aux mesures de gestion de la consommation qui sont énumérées à la page 2 du communiqué émis par Hydro-Québec le vingt-cinq (25) mai deux mille onze (2011) en ce qui a trait à la détection de pannes ou de la gestion de la consommation, au rétablissement du service, et caetera? Est-ce que ça le Distributeur au moment où on se parle est-ce qu'il considère ces éléments-là comme faisant partie de son contrôle ou est-ce qu'il les considère comme faisant non partie de son contrôle?

Me ÉRIC FRASER :

Écoutez, Monsieur le Président, on pose encore une question sur le projet LAD. Je pense que les témoins en ont parlé beaucoup avant la pause à l'effet que LAD c'est un projet qui va être autorisé. La principale fonction c'est celle de lecture à distance. Et en ce qui concerne tous les moyens de gestion, bien, ça va s'en venir. On n'a pas d'information parce qu'on n'est pas rendu là, et là on continue à poser des questions hypothétiques parce qu'il n'y a rien de déposé là-

dessus. Donc, je demanderais à ma consœur de peut-être changer de ligne là-dessus parce qu'on va encore demander à mes clients de se spéculer.

Me STÉPHANIE LUSSIER :

Monsieur le Président, je constate qu'au moment où on se parle, les témoins du Distributeur ne sont pas en mesure de donner une réponse à la question, donc je vais passer à une autre question.

Q. [175] Je vous réfère à la pièce HQD-1, Document 1 de ce dossier-ci, à la page 26. Alors, dans cette pièce, dans ce document on constate que l'électricité interruptible elle est placée parmi les moyens pour satisfaire les besoins de pointe à la section 3.3 qui est une sous-section de la section 3 « Approvisionnements existants ou en cours d'acquisition ». Et la section 3.4 « Gestion de la consommation », elle est présentée comme une section où il est question des approvisionnements en cours d'acquisition.

Alors, d'abord est-ce que le Distributeur considère l'électricité interruptible comme un moyen de gestion de la consommation?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Effectivement, c'est un moyen de gestion de la demande.

Q. [176] Alors, j'aimerais savoir pourquoi le Distributeur n'a pas inclus ce moyen dans la section 3.4 qui est « Gestion de la consommation » que l'on retrouve à la page 28 de la pièce HQD-1, Document 1?

M. HANI ZAYAT :

R. Je vais m'essayer juste pour reprendre la distinction entre les différents moyens de gestion de la consommation. Et ce qui est important de lire ici c'est les moyens qui sont capables de contribuer à la pointe du réseau. C'est des moyens en puissance. Alors, juste pour illustrer, puis je vais donner deux exemples.

Des ampoules efficaces, des ampoules efficaces ce n'est pas leur rôle et elles ne sont pas là pour répondre aux besoins à la pointe. Par contre, le fait d'installer des ampoules efficaces fait en sorte que la consommation sur une année est réduite parce que c'est des ampoules efficaces. Et par le fait même, dans la mesure où on s'éclaire, y compris à la pointe, je dis bien ce n'est pas le but, mais on s'éclaire sur tout le long de l'année, y compris à la pointe. Donc, c'est sûr qu'une ampoule efficace contribue à la réduction de la pointe dans la mesure où elle tire moins de jus au

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 175 - Me Stéphanie Lussier

moment de la pointe.

Maintenant, c'est un moyen qui contribue donc. Mais est-ce qu'on a le contrôle là-dessus? Non. On ne peut pas demander à une ampoule de s'éteindre à la pointe. Ce n'est pas, le Distributeur n'a pas le contrôle sur cette mesure-là. Par contre, c'est inclus dans la prévision de la demande. Dans la prévision de la demande on inclut une contribution à la pointe des ampoules efficaces.

D'un autre côté, l'électricité interruptible est un effacement. Donc, c'est un moyen qui est sous le contrôle du Distributeur. Dans la mesure où on contracte ces quantités-là, on rémunère les industries pour ces quantités-là et on donne le signal à ces industries-là de s'effacer à la pointe à quatre heures de préavis. Donc, quatre heures avant la pointe ou la pointe anticipée, elle n'a même pas besoin de se réaliser, mais on demande à nos industriels de s'effacer quatre heures d'avance. Et quand ils s'effacent, bien évidemment, ça vient réduire la pointe.

Donc, c'est la distinction entre les deux, entre les deux moyens, les moyens qui sont sous le contrôle et les autres qui sont présents, je ne

dirais pas malgré le Distributeur, mais qui sont présents en tout temps.

Q. [177] Est-ce que le Distributeur contrôle la réponse des industriels qui sont soumis à l'interruptible?

R. Il ne contrôle pas la réponse des industriels dans le sens qu'on n'a pas, on n'est pas capable de débrancher à distance les industriels, mais par contre on leur demande. Donc, on communique avec eux via d'autres moyens, un contact téléphonique avec les représentants de chacune des ces usines-là. Et c'est suite à cette communication-là que les industriels s'effacent. Et dans ce sens-là la réponse a toujours été extrêmement positive, dans tous les cas ils se sont toujours, ils ont toujours respecté leurs engagements évidemment avec nous.

Q. [178] Un industriel pourrait ne pas répondre à l'appel, c'est exact? Pourrait ne pas répondre à l'appel, c'est exact?

R. En théorie il pourrait ne pas répondre à l'appel. Mais par contre, les modalités font en sorte qu'il y a un incitatif à ce qu'il réponde. Mais ceci dit, un industriel peut ne pas répondre et c'est pour ça qu'il y a une réserve qui est associée aux moyens interruptibles aussi. Il n'est pas pris, ce n'est

pas toutes les quantités contractées qui sont incluses à leur face même dans le bilan. Il y a une réserve, une réserve qui est requise pour ces moyens-là. Au même titre que pour une centrale, qu'elle soit une centrale thermique, c'est sûr que quand on donne l'ordre à une centrale de démarrer on s'attend à ce qu'elle démarre. Mais est-ce qu'elle démarre dans tous les cas, elle démarre dans quatre-vingt-dix-neuf point neuf peut-être pour cent (99 %) des cas. Mais il peut arriver des cas où elle ne démarre pas et c'est pour ça que là aussi il y a des réserves qui sont associées à ces moyens de production-là. Donc, c'est un peu le même, c'est de faire un parallèle. C'est ce que, le concept de réserves requises c'est ce qu'il cherche à capter et assurer comme moyens.

13 h 45

Q. [179] Je reviens au programme de récupérateur de chaleur des eaux grises dans la nouvelle construction. Je vais... ici, j'ai des copies d'un document auquel je vais faire référence dans le cadre de la question. C'est un document qui émane du dossier 3740-2010. Alors, je vais vous donner... Je vais le coter, on va m'indiquer le numéro de la cote à laquelle on est rendu. Alors, C-ACEFO-012,

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 178 - Me Stéphanie Lussier

étant le numéro de la cote de la pièce que je viens de déposer, R3740-2010, HQD-8, Document 8, page 26 de 63.

C-ACEFO-012 Pièce HQD-8, Document 8, page 26 de 63
dans la cause R-3740-2010

Est-ce que, concernant le potentiel technicoéconomique pour cette technologie qui est évaluée à soixante gigawattheures (60Wh), on parle du fait de la conception du programme qui est prévu en deux mille dix (2010) et du lancement qui a lieu en deux mille onze (2011). On parle des objectifs d'économies d'énergie qui s'élèvent à un gigawattheure (1 GWh) pour deux mille onze (2011) et le budget demandé étant à ce moment à deux virgule trois millions (2,3 M\$).

Est-ce que le Distributeur est en voie d'atteindre ses objectifs en termes de nombre de participants pour l'année deux mille onze (2011)?
Mme MICHÈLE LABRECQUE :

R. Pour l'année deux mille onze (2011), le programme est prévu être lancé en septembre deux mille onze (2011), donc il n'est pas encore lancé, puis c'est pour la nouvelle construction. Et parallèlement à

ça, il y a un projet pilote présentement pour la rénovation qui est en cours pour analyser l'opportunité de proposer à la Régie un programme en deux mille douze (2012).

Q. [180] Donc, au moment où on se parle, il n'y a aucun participant puisque le projet sera lancé en septembre deux mille onze (2011), c'est exact?

R. Exact.

Q. [181] Merci. Maintenant, au sujet des appels au public, le Distributeur nous mentionne qu'il... j'allais dire qu'il ne compte pas beaucoup sur les résultats de l'appel au public en tant que tel, mais je comprends que c'est un moyen quand même que le Distributeur considère utile. Dans l'éventualité où le public ne répondait pas adéquatement à l'appel qui est lancé par Hydro-Québec, qu'est-ce que le Distributeur va faire? Est-ce que dans le passé... Qu'est-ce qu'il a fait dans le passé? Est-ce qu'il a procédé à... En fait, d'abord, qu'est-ce que vous faites si vous n'avez pas de réponse de l'appel du public?

M. HANI ZAYAT :

R. En fait, je reviens sur mon... je réitère mon commentaire de la semaine dernière. En mode planification, donc quand on planifie sur les

ressources qu'on a en place, quand on planifie les ressources qu'on a en place pour répondre à la demande, on ne compte pas sur l'appel au public, donc il n'est pas inclus dans la liste des moyens pour les raisons que j'avais énumérées la semaine dernière. Ce n'est pas un moyen qui se... qui est planifié d'avance à cause de l'incertitude qui y est associé, le fait qu'il ne soit pas... qu'il ne soit pas certain et qu'il dépend un peu de la réaction du public. Et c'est surtout aussi parce que c'est un moyen sur lequel on ne peut pas compter de façon répétitive au cours d'une année. On peut... ça demeure une façon exceptionnelle de... de répondre à la demande lorsque celle-ci est très importante.

Maintenant, dans les opérations, donc dans la gestion du réseau, à toutes les heures, dans la gestion de la pointe, c'est un moyen qui fait partie de la séquence des moyens qui sont identifiés pour pouvoir répondre à la demande. Et si ce moyen-là n'est pas là ou s'il ne répond pas de la façon escomptée ou, en tout cas, on passe au prochain moyen.

Q. [182] Alors, dans l'éventualité où le Distributeur, où Hydro-Québec avait vraiment besoin d'une réponse

du public et que, pour une raison X, Y, Z, on n'a pas cette réponse satisfaisante de la part du public, est-ce que donc le Distributeur prévoit soit, d'une part, avoir recours au délestage ou soit, d'autre part, avoir recours à l'achat sur les marchés?

R. Oh! L'achat sur les marchés vient avant l'appel au public, hein. Dans la séquence de moyens, c'est sûr que le recours aux marchés est bien avant l'appel au public, et il y a une gradation dans les moyens. Et c'est sûr que le dernier moyen disponible, c'est le délestage. Donc, c'est vraiment lorsque tous les autres moyens à la disposition du Distributeur et du Transporteur, dans ce cas-ci aussi, c'est lui qui gère en temps réel, en dernier recours, le dernier moyen est effectivement le délestage.

Q. [183] Alors...

R. Mais, on ne planifie pas pour se rendre jusqu'au délestage, je veux juste...

Q. [184] Alors, si j'ai bien compris, dans la gradation des moyens au niveau de la planification, il y a l'achat sur les marchés extérieurs, ensuite il y a l'appel au public et ensuite il y a le délestage. Si je dois placer ces trois moyens-là les uns par rapport aux autres ou est-ce que...

R. Si on devait placer uniquement ces trois moyens-
là...

Q. [185] Oui.

R. ... c'est effectivement la séquence qui serait
appropriée.

Q. [186] Et pour terminer, le panel un nous a envoyés
au panel... en fait, nous a référés plutôt au panel
2 pour avoir de plus amples informations. Mais, on
nous a précisé, au niveau du panel 1, que chez
Hydro-Québec, l'entité qui procède aux appels
d'offres, c'est l'opérateur, soit le Transporteur
et...

M. STÉPHANE VERRET :

R. Vous avez mentionné « appel d'offres »?

Q. [187] Pardon. Appel au public, c'est ce que je
voulais dire, appel au public. Si j'ai dit « appel
d'offres », c'est une erreur, appel au public.
Merci. Puisque c'est le Distributeur qui se doit ou
qui doit combler la pointe puisque le Distributeur
est extrêmement concerné, à notre avis, par cette
mesure, j'aimerais comprendre pourquoi est-ce que
c'est le Transporteur qui lance l'appel et pourquoi
est-ce que c'est le Transporteur qui fait
l'évaluation des résultats? Et donc le Transporteur
semble avoir un très grand rôle. J'aimerais savoir

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 183 - Me Stéphanie Lussier

quel est l'interaction du Distributeur dans... ou
le rôle du Distributeur dans les appels au public?
13 h 50

M. HANI ZAYAT :

R. En fait, c'est le Transporteur qui est l'exploitant ultime du réseau en temps réel. Donc, c'est lui qui voit la charge arriver. C'est sûr que le Distributeur, il fait la prévision, il fait la prévision à long terme, moyen terme, court terme. On fait les approvisionnements en temps, à de très courts termes aussi, donc pour approvisionner la charge du lendemain. Donc douze heures d'avis, trente-six (36) heures d'avis. Le Transporteur, au-delà de certains délais, là, on est plus dans... on est dans la réalité. On est dans la gestion, la gestion immédiate.

Et à ce moment-là, c'est le Transporteur qui est responsable, c'est lui qui voit dans le fond les augmentations de charge arriver et qui déclenche les moyens selon la séquence et les moyens qu'on a mis à sa disposition. Donc, c'est sûr que l'appel au public fait partie de cette séquence-là. Et, évidemment, c'est une consultation entre le Transporteur et le Distributeur avant de lancer l'appel au public. Mais ultimement c'est le

Transporteur qui est le... qui voit la charge arriver dans le fond et qui déclenche selon les moyens qui ont été identifiés.

Q. [188] L'ACEF de l'Outaouais se questionnait, à savoir est-ce que le Distributeur, il est impliqué dans ce processus d'appel au public ou est-ce que le Distributeur se fie aux prises de décision du Transporteur et aux analyses du Transporteur? Et jusqu'à quel point il est impliqué s'il l'est?

R. Il est impliqué. Et le Distributeur identifie la séquence des moyens, justement. Donc, on a identifié avant le temps réel. Donc, quels sont les moyens qui sont disponibles pour pouvoir gérer la demande avec une séquence à laquelle je faisais référence en disant au gestionnaire du réseau : Voilà dans quel ordre tu peux, tu dois faire appel aux moyens pour approvisionner la demande.

Q. [189] Merci. Ça complète les questions que nous avons pour ce panel. Merci, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Lussier. Maître Neuman pour Stratégies énergétiques et l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique.

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :

Bonjour, Monsieur le Président, Messieurs les

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Dominique Neuman
- 185 -

Régisseurs, Messieurs, Madame. Dominique Neuman
pour Stratégies énergétiques et l'Association
québécoise de lutte contre la pollution
atmosphérique.

Q. [190] Pour les questions que je vais poser,
j'inviterais le panel à placer à proximité quatre
documents. D'une part, le Plan d'approvisionnement
pour le réseau intégré (HQD-1, Document 1); d'autre
part, les notes sténographiques du deux (2) juin
deux mille onze (2011); ainsi que les réponses
d'Hydro-Québec à l'UMQ qui sont la pièce B-0040
(HQD-4, Document 9), et la page concernée sera la
page 30; et la pièce B-0018 (HQD-3, Document 1) qui
est la réponse à la première demande de
renseignements de la Régie en page 10.

D'abord, il y a quelque chose que
j'aimerais vérifier brièvement concernant les
crédits d'énergie renouvelable qui sont mentionnés
à la pièce HQD-1, Document 1 page 30. Est-ce qu'il
est exact, est-ce que ma compréhension est exacte à
l'effet qu'Hydro-Québec Distribution ou en fait
qu'Hydro-Québec en général... En fait, je vais
commencer par Hydro-Québec Distribution. Qu'Hydro-
Québec Distribution n'a jamais obtenu de crédits
d'énergie renouvelable pour aucune de ses reventes

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 186 - Me Dominique Neuman

qu'elle a effectuées jusqu'à ce jour?

M. HANI ZAYAT :

R. Exact.

Q. [191] Et Hydro-Québec en général, est-ce que ma compréhension est exacte qu'elle a obtenu de tels certificats pour des ventes de biomasse d'énergie provenant... d'électricité provenant de la biomasse et peut-être d'électricité provenant de l'éolien?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Je l'ai mentionné ce matin. Il y a deux parcs qui sont certifiés. Ce n'est pas des parcs sur lesquels on a le contrôle. Et maintenant quelles ont été les quantités qu'ils ont pu accumuler et vendre? Ça, on ne le sait pas.

Q. [192] D'accord. Donc biomasse?

R. Ce sont deux parcs éoliens.

Q. [193] Et biomasse?

R. Pas à ma connaissance.

Q. [194] D'accord. Je vais passer maintenant au tableau 4.2-2 de cette pièce, ainsi que dans la transcription du deux (2) juin deux mille onze (2011) à la page 34 de cette transcription, aux pages 34 à 42. On va se mettre à la page 34.

Je note d'abord qu'à la page 34 de la transcription, monsieur Hani Zayat a indiqué que

son modèle de fiabilité est basé sur un critère de fiabilité ne permettant qu'une seule journée d'indisponibilité sur dix ans. C'est à peu près aux deux tiers de cette page.

Et également à la page 172 de cette même transcription, le témoin d'Hydro-Québec commence une explication qui se déroule jusqu'à la page 177, où il explique que le modèle Monte-Carlo remplacera prochainement le modèle de fiabilité MARS lors des prochaines soumissions qu'Hydro-Québec fera auprès du NPCC.

Donc, ma première question là-dessus : Le trente pour cent (30 %) de contribution éolienne à la puissance, donc son déclassement, son enlèvement de soixante-dix pour cent (70 %), est-ce qu'il est établi selon le modèle Monte-Carlo ou selon l'ancien modèle MARS que je pense que vous n'avez plus utilisé?

M. LUC BERNIER :

R. Lorsqu'on a établi la contribution en puissance de la production éolienne, on l'a fait avec plusieurs modèles et plusieurs méthodes, avec des analyses comparatives. Le trente pour cent (30 %) est donc dérivé d'une convergence des résultats.

Q. [195] Dans la réponse à l'UMQ, qui est la pièce

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 188 - Me Dominique Neuman

B-0040 (HQD-4, Document 9) page 30, c'est la
réponse 21.4.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Excusez-moi! À quel endroit?

Q. [196] La réponse 21.4 qui se trouve à la page 30.

L'UMQ demandait :

Veuillez expliquer pourquoi la
puissance totale de la petite
hydraulique est présentée dans le
tableau 4.2-2 alors que d'autres
moyens sont présentés après avoir
soustrait leur réserve?

L'UMQ donnait l'exemple de l'éolien et de
l'électricité interruptible. Et nous savons déjà
que ce n'est pas vrai pour l'électricité
interruptible. Donc, il donnait l'exemple de
l'éolien. Et Hydro-Québec Distribution répond :

Dans le tableau 4.2-2 seule la
contribution en puissance de l'éolien
est présentée nette de sa réserve.
Comme pour tous les autres moyens de
production, la réserve pour
l'électricité interruptible est prise
en compte dans la réserve requise.

Et dans une autre réponse, une réponse à la Régie,

qui est la réponse 3.1 à la première demande de renseignements de la Régie, à B-0018 (HQD-3, Document 1) page 10, vous indiquiez que cette manière d'inscrire la contribution éolienne résultait du fait qu'Hydro-Québec Distribution s'en tient à la pratique courante du NERC et du NPCC qui est de considérer la contribution retenue à la pointe telle que présentée au tableau 4.2-2. Dans la citation précédente en réponse à l'UMQ, vous aviez dit :

Cette présentation de l'éolien est utilisée pour garder une présentation uniforme avec les analyses de fiabilité présentées au NPCC et au NERC.

Ce que nous nous demandons, c'est la question suivante : Est-ce que, selon votre interprétation, le NPCC exige que la présentation soit faite de cette manière-là, c'est-à-dire que toutes les sources de production, y compris l'interruptible soient présentées en puissance complète mais que l'indisponibilité soit inscrite dans la réserve alors que l'éolien, ce soit le contraire, qu'il n'y ait pas de réserve, mais qu'on inscrive, on déduise déjà la réserve de la puissance indiquée?

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 190 - Me Dominique Neuman

Donc, est-ce que le NPCC exige que ce soit fait comme ça, et donc si vous ne le faisiez pas comme ça, si vous traitiez l'éolien dans vos présentations de la même manière que les autres sources de production, est-ce que ce serait une contravention à ce que le NPCC exige ou est-ce que, au contraire, ce serait accepté également?

14 h 00

M. HANI ZAYAT :

R. Si vous permettez, je vais laisser monsieur Dufresne répondre plus spécifiquement à votre question, mais c'est une question de présentation, le bilan en puissance vise à mesurer quels sont nos besoins, nos besoins réels pour le Distributeur une fois qu'on tient compte de la réserve.

Donc c'est sûr que les façons de présenter peuvent être, ce qu'on ne présente pas dans la réserve, peut être présenté, enfin peut présenter les résultats au net ou les présenter brut et mettre la réserve dans la, dans la réserve, dans la réserve requise, mais les besoins eux ne changent pas. Je veux juste...

Donc cette représentation, ces deux représentations de la réalité, c'est juste de trouver quelle est la meilleure, la représentation

la plus commune et qui fait en sorte qu'on se retrouve avec des taux de réserve qui sont peut-être comparables à qu'on voit ailleurs dans le nord-est.

Parce qu'évidemment quand on inclut un moyen qui a une réserve dans ce cas-ci de soixante-dix pour cent (70 %), bien c'est sûr que ça vient, ça vient altérer la moyenne de la réserve requise. Ça va donner un chiffre qui va être peut-être moins, moins comparable aux autres.

Q. [197] Je sais, mais je veux juste apporter une nuance là-dessus, vous dites que si on met un moyen qui a une réserve de soixante-dix pour cent (70 %) ça nuirait à la comparabilité, mais vous le faites déjà pour la petite hydraulique qui a une réserve de soixante pour cent (60 %). Donc, mais de votre réponse je comprends que les deux modes de présentation sont acceptables, ce qui compte c'est finalement le total, que l'on présente de l'une des deux manières, ce qui compte c'est le total?

R. Ce qui compte c'est quoi les moyens dont on dispose et c'est quoi les réserves qui sont associées à chacun de ces moyens-là. Et dans le cas de l'éolien étant donné qu'on commence à avoir un parc éolien qui est assez, assez important, on parle de trois

mille mégawatts (3000 MW) dans un horizon qui vient assez vite. Donc c'est sûr que ça commence à être une composante assez importante de notre portefeuille de l'ordre de dix pour cent (10 %). Pour ce qui est de la petite hydraulique, c'est sûr que la contribution est beaucoup plus, beaucoup plus négligeable.

Q. [198] D'accord. Donc ça veut dire que, ça veut dire que pour la petite hydraulique vous envisageriez peut-être de faire là même chose que ce que vous avez fait avec l'éolien, de soustraire tout de suite la réserve?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Évidemment si on avait, pardon, si on avait plus de contrats issus de la petite hydraulique et que lors des révisions qu'on aura à apporter à ça si on constate que la réserve de soixante pour cent (60 %) qu'on a prise doit être conservée. Et que bon on passe de cent cinquante mégawatts (150 MW) à ultimement trois cents, quatre cents, six cents mégawatts (300-400-600 MW) dans un futur lointain on s'entend.

Bien on se posera la question si on ne devra pas apporter le même traitement. Actuellement juste pour la petite hydraulique la réserve qui est

prise en compte dans la réserve, on peut le dire comme ça, on parle de quatre-vingt-dix mégawatts (90 MW). Sur cent cinquante mégawatts (150 MW) il y a soixante mégawatts (60 MW), quatre-vingt-dix (90) pardon, qui se retrouvent dans la réserve requise pour les fins de fiabilité.

Si on avait fait pareil pour l'éolien, on aurait ajouté de l'ordre de quoi trois mille (3000), deux mille cent mégawatts (2100 MW) de plus dans la réserve. Donc c'est plus de la moitié. Donc on n'aurait pas une réserve requise de quatre mille (4000), on aurait une réserve requise d'au-delà de six mille mégawatts (6000 MW).

Donc c'est là que ça perd un peu son sens parce que quand nous on se présente au NPCC ou ici même, on, l'habitude qui n'est pas juste à la Régie, mais avec nos interlocuteurs sur le marché du NPCC, bien on parle, tout le monde connaît notre réserve requise de l'ordre de neuf à onze pour cent (9-11 %).

Et NPCC, NERC, c'est des balises qui sont utilisées par tout le monde, notamment pour le NERC pour voir est-ce que la zone de Québec elle est fiable lorsqu'on présente les exercices à l'automne pour la pointe d'hiver. Maintenant si on arrive

avec des réserves requises de six mille mégawatts (6000 MW), avec des taux de trente pour cent (30 %), quarante pour cent (40 %), là il y a beaucoup de travail à faire.

Les autres ne le font pas, alors nous on applique les pratiques qui sont courantes dans l'industrie et c'est pour cette raison que la réserve requise associée à l'éolien, bien on présente les résultats nets au bilan de puissance.

Q. [199] O.K. Mais vous conviendrez avec moi que si vous mettiez le soixante-dix pour cent (70 %) éolien dans la réserve, au bout du compte le total serait le même, c'est-à-dire que?

R. C'est le même, monsieur Zayat l'a mentionné. Au niveau de la ligne du bas, la puissance additionnelle requise ça ne changerait rien, sauf que nous on veut garder une uniformité au niveau de la présentation et ce n'est pas juste auprès de la Régie, c'est aussi auprès de nos collègues au niveau du NPCC et NERC.

Q. [200] Je vais...

R. En passant ce n'est pas une pratique que nous, ce n'est pas une pratique que nous on a mis de l'avant, c'est plus une pratique qui est adoptée par le NPCC à laquelle nous on adhère.

Q. [201] Mais c'est une pratique, pas une exigence?

R. Je ne pourrais pas vous confirmer si c'est une exigence, je vous dirais, je ne peux pas vous confirmer que c'est une exigence, je peux vous mentionner par contre, je peux confirmer que c'est une pratique courante. Évidemment s'il y en a un qui le fait différemment, il faudra, ce n'est pas des choses que nous on fait de façon unilatérale puis on arrive au NPCC puis maintenant on change toutes nos présentations.

Comme quand on l'a fait ici pour l'interruptible, dans le fond on voulait harmoniser nos pratiques avec le NPCC, ce qui était correct pour l'interruptible. Maintenant de faire l'inverse avec l'éolien puis de rechanger cette présentation-là, je ne crois pas que ce soit opportun et pour ces raisons-là nous on veut assurer une certaine uniformité.

Et d'ailleurs ça fait quand même depuis certaines années qu'on le fait comme ça et évidemment ça ne change rien, sur la ligne du bas, ça ne change rien, c'est les mêmes mégawatts. Bon je pense que je n'ai rien à ajouter.

14 h 10

Q. [202] Vous avez précédé ma dernière question, en

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 196 - Me Dominique Neuman

fait ma prochaine question qui sera ma dernière,
sur l'interruptible. Il y a quelques années c'est à
la demande du NPCC où pour vous harmoniser avec les
pratiques courantes que vous avez finalement cessé
de traiter l'interruptible, pour résumer je veux
dire comme l'éolien, et le traiter plutôt comme
vous traitez les autres sources de production.

R. Tout à fait, oui. C'est pour s'harmoniser avec le
NPCC.

Q. [203] C'était exigé ou c'était une pratique
courante?

R. Une pratique courante, oui. Comme je vous dis, je
ne pourrais pas confirmer si c'est une exigence,
mais lorsque tout le monde le fait et qu'on se le
fait dire à chaque fois, à un moment donné on
s'ajuste.

M. HANI ZAYAT :

R. Il faut dire que pour le NPCC, au-delà des
exercices de fiabilité c'est de développer un
langage commun entre les zones de contrôle du nord-
est. Et à partir du moment où on est toujours en
train d'expliquer pourquoi nos barèmes sont
différents, bien, ça perd un petit peu de sa
pertinence.

Q. [204] O.K. Je vous remercie beaucoup.

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 197 - Me Dominique Neuman

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Neuman. Maître Gariépy pour le
RNCREQ.

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ANNIE GARIÉPY :

Bonjour, Monsieur le Président, Messieurs les
Régisseurs.

Q. [205] Bonjour au Panel. Annie Gariépy pour le
RNCREQ. Dans un premier temps, j'aimerais qu'on
puisse aborder la question de la capacité sur le
marché ontarien. Donc, je vous réfère dans un
premier temps à la pièce HQD-4, Document 6 qui sont
les réponses à une demande de renseignements du
RNCREQ. À la question-réponse 5.1.

Donc, nous vous demandions :

Veuillez indiquer si d'autres raisons
peuvent justifier de ne pas
reconnaître la possibilité de
s'approvisionner en puissance garantie
à partir de l'Ontario pour la période
du plan.

S'ensuit une réponse du Distributeur où vous nous
exposez une problématique avec des contrats avec
l'Ontario Power Authority. Donc, ce que j'aimerais
savoir c'est pouvez-vous m'indiquer la proportion
ou la quantité de capacité des producteurs

ontariens qui ne sont pas liés par contrat à
l'Ontario Power Authority?

M. LUC BERNIER :

R. Ce que nous savons ce sont des pratiques sur le
marché ontarien, pratiques selon lesquelles le
Ontario Power Authority signe des contrats qu'ils
appellent « Contract for Differences ». Et tout
cela dans le but d'inciter de nouveaux arrivants
sur le marché ontarien de l'énergie qui est un
marché uniquement de l'énergie, de leur donner
suffisamment d'incitatifs pour qu'ils puissent
rentabiliser l'installation ou les investissements
qu'ils font pour installer une nouvelle unité de
production.

Maintenant, ce qu'on ne sait pas, parce
qu'il s'agit de contrats bilatéraux, c'est la
quantité de mégawatts qui sont sous contrat. Donc,
ce n'est pas une information qu'on a en main et qui
est disponible.

Q. [206] Le cas échéant à ce moment-là êtes-vous en
mesure de me donner une indication, vous dites un
grand nombre de producteurs, êtes-vous en mesure de
chiffrer ce nombre ou de me donner une proportion
du nombre de producteurs qui ont un contrat avec
l'autorité versus ceux qui n'en ont pas?

R. Compte tenu que c'est une pratique courante, on peut présumer qu'à peu près tout ce qui a été, tout ce qui est venu lors des dernières années, tout ce qui s'est installé lors des dernières années ont une forme d'entente contractuelle comme celle-là.

Q. [207] Donc, ce que vous me dites c'est que sur la base de cette présomption-là, le Distributeur lui s'attend à ce que la presque totalité des nouveaux producteurs aient une entente?

R. Bien, on s'attend. On s'entend que c'est plus que des attentes, c'est une constatation, d'une part. Et, bon, sur ce plan-là il y a, comme Stéphane vous l'a mentionné lors de son témoignage précédemment, on n'a pas terminé notre balisage complet du marché ontarien. On doit rencontrer chacun des intervenants majeurs. Donc, ce sont des recherches qui sont en cours et qui devront ultimement déboucher sur un « statement » qui va nous permettre d'évaluer quelle est la participation potentielle du marché ontarien à nos appels d'offres de court terme ainsi qu'à nos appels d'offres de long terme.

Q. [208] Excellent.

M. HANI ZAYAT :

R. Si je peux compléter aussi. En fait l'élément, la

réponse ou la réponse qu'on donne à 5.1 c'est un complément à la raison principale. La question c'est « Est-ce qu'il y a d'autres raisons? »

Q. [209] Tout à fait.

R. Donc, c'est sûr que c'est le complément. La raison principale de pourquoi l'Ontario n'est pas, ne figure pas comme étant contributif dans nos bilans en puissance c'est les règles, je le redis juste pour être sûr, donc c'est les règles du marché de l'Ontario qui font en sorte que l'énergie qui est appelée de ce marché-là peut être bloquée, entre guillemets, si le marché ontarien en a besoin.

14 h 15

Q. [210] Je vous remercie. Pour les producteurs ontariens qui ne seraient pas liés par contrat, est-ce qu'il est à la connaissance du Distributeur s'ils ont une obligation d'offrir leur production sur le marché ontarien en priorité?

M. LUC BERNIER :

R. Encore là, comme je vous mentionnais, on doit, dans les prochains mois, terminer notre travail au niveau du balisage du marché ontarien et, bon, ça fera partie du travail qu'on devra faire, de voir combien d'abord de producteurs ou quelles sont les unités de production qui ne sont pas liées par

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Annie Gariépy
- 201 -

contrat avec l'OPA et, ensuite, considérer ce que Hani vient de vous mentionner, c'est-à-dire la portée des règles du IESO.

Q. [211] Donc, vous n'êtes pas en mesure de me donner de réponse. Vous ne le savez pas pour le moment, c'est ça?

R. Je confirme.

Q. [212] Merci beaucoup. Suite au témoignage que ce panel a rendu là dans les journées antérieures, on a appris qu'au moins un producteur ontarien avait répondu à une demande du Distributeur dont le contrat n'a pas été honoré parce que l'énergie a été rappelée ou rapatriée pour alimenter la charge locale en Ontario. Moi, aux notes sténos là du deux (2) juin, à la page 170 là, il y avait eu une question de monsieur Carrier à ce sujet-là. Vous n'étiez pas en mesure de donner plus de détail sur le contrat. Est-ce que, en ce moment, vous avez révisé l'information sur cette question-là et vous avez plus de détails sur le contrat?

M. HANI ZAYAT :

R. Peut-être juste pour être sûr, ce n'est pas un contrat qui a été acheté sur le marché de l'Ontario, mais c'est un achat sur le marché ontarien, donc ce n'est pas un contrat bilatéral,

ce n'est pas avec un producteur particulier, mais c'est un achat d'énergie sur le marché. Et c'est cet achat-là qui a été... qui a été rappelé par... par l'IESO Ontario.

Q. [213] Donc, c'était un achat, mais qui ne venait pas d'un producteur en particulier, c'est ce que vous me dites?

R. C'est ça, c'est un achat de... un achat de réseau.

Q. [214] D'accord. Je vous remercie. Pouvez-vous tout de même me dire sur quelle interconnexion l'énergie devait transiter?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. C'est une information d'exploitation, je n'ai pas ça ici, ce n'est pas une information que, nous, on suit là pour les fins de planification.

Q. [215] D'accord. Êtes-vous... pouvez-vous me dire si le Distributeur, dans le contexte de cet achat qui n'a pas fonctionné, si c'est de l'intention du Distributeur d'accepter des propositions de producteurs de l'Ontario qui répondraient à une demande du Distributeur pour de l'énergie garantie ou si vous avez été échaudé par la situation?

R. On n'est pas échaudé outre-mesure, ça fait partie du risque, ça fait partie du risque lorsqu'on fait appel à ces achats-là pour la gestion de la pointe.

On sait qu'on peut être coupé. Évidemment, l'Ontario a eu sa pointe au même moment que nous, donc le vingt-quatre (24) janvier deux mille onze (2011), et ça faisait partie des risques. Et c'est pour ça qu'on ne compte pas de façon indue sur le, excusez-moi l'expression, le « tie benefit », le partage de réserve. Actuellement avec l'Ontario, c'est ce qu'on peut faire.

Donc, c'est des achats d'énergie, on peut le faire à l'automne, on peut le faire à l'été, mais quand on le fait à l'hiver, on sait qu'il y a un risque, le risque est d'être coupé. Et évidemment, ce n'est pas parce que c'est arrivé qu'on est échaudé. Je vous dirais que c'est un moyen qui est toujours disponible pour la gestion de la pointe et ça va être un moyen qui va continuer d'être utilisé.

Q. [216] Je vous remercie. Par ailleurs, lors du contre-interrogatoire de maître Cadrin en audience le deux (2) juin, donc aux notes sténos à la page 151 et suivantes, il a été mentionné que le Distributeur ne compte sur l'approvisionnement en Ontario que pour les quatre cents mégawatts (400 MW) en provenance de ce marché. Donc, si les ressources planifiées devenaient indisponibles.

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Annie Gariépy
- 204 -

Monsieur Zayat avait utilisé cette expression.

Pouvez-vous juste me confirmer que vous faisiez bien référence à la stratégie du Distributeur là dans le... à la page... à la section 4.4.2.1.2, donc la mise en place d'une stratégie de gestion des risques associés à la disponibilité des quatre cents mégawatts (400 MW) additionnels aux conventions d'énergie différée? Vous faisiez référence directement à cette section-là.

M. HANI ZAYAT :

R. Oui. Sans repasser à travers tout...

Q. [217] À la page 42 là du...

R. C'est effectivement ce que j'avais mentionné la semaine dernière. C'est que si la puissance supplémentaire qu'on peut demander au Producteur, mais qu'il n'a pas l'obligation de nous fournir, si jamais ces quantités-là n'étaient pas disponibles pour nous, on pouvait s'en remettre pas nécessairement au marché de l'Ontario, mais à travers du marché de l'Ontario, pour pouvoir compléter cet... notre bilan en puissance et avoir recours à cette puissance-là.

14 h 20

Q. [218] Je vous remercie. Donc je comprends que vous faisiez état de la stratégie qui est reprise par le

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Annie Gariépy
- 205 -

Distributeur, mais pouvez-vous m'indiquer pourquoi le Distributeur se limite dans le cadre du plan d'approvisionnement à ces quatre cents mégawatts (400 MW) alors que la capacité totale des interconnexions à la pointe en mode import est de mille cinq cent trente mégawatts (1530 MW)?

R. Un peu pour les raisons que je mentionnais jeudi ou vendredi dernier, donc c'est une stratégie de repli qui permet de compléter un bilan en dernier recours. Mais comme je le mentionnais, évidemment quand on fait des achats de puissance, en général il y a de la, on compte sur un minimum d'énergie, les quantités pouvant varier en fonction de, en fonction de la demande et en fonction de la température de cette année-là.

Donc d'y avoir recours comme étant un moyen de gestion de risque d'un, d'un autre moyen, ça peut être quelque chose qui peut, qui peut être envisageable et qu'on peut redéployer les autres moyens pour minimiser les coûts qui sont associés à une stratégie comme ça. Mais d'y compter de façon, de façon première donc de l'inclure en première ligne, en ligne de front pour l'équilibrage du bilan en puissance, bien ça serait une stratégie qui serait nettement plus, plus risquée et qui

pourrait être nettement plus coûteuse aussi.

Q. [219] Justement parlant des risques que ça pourrait comporter, je vous réfère à la pièce HQD-1, Document 2, page 188, de l'annexe 4B où le Distributeur effectivement fait état de risques sur le coût des approvisionnements. Donc si je vous lis le passage :

Toutefois, ce type de transaction pourrait comporter des risques sur le coût des approvisionnements, reliés au fonctionnement du marché ontarien qui est basé sur des prix distincts par point de transaction.

Pouvez-vous m'expliquer et quantifier le risque auquel le Distributeur fait référence en parlant des « prix distincts par point de transaction », s'il vous plaît?

M. LUC BERNIER :

R. Oui. Alors quand on utilise un moyen comme celui que vient de décrire monsieur Zayat, c'est-à-dire qu'on fait un achat par exemple dans une zone de contrôle qui est située au-delà de l'Ontario. À ce moment-là lorsqu'on appelle ce moyen-là et qu'on veut avoir l'énergie qui est associée, ce qui arrive c'est que le fournisseur doit offrir ces

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Annie Gariépy
- 207 -

mégawattheures au point d'entrée sur le marché ontarien et être certain que, c'est-à-dire les offrir à un prix relativement, un prix suffisamment faible pour que ces mégawattheures-là puissent entrer dans le marché ontarien.

Rendus à la sortie il faut offrir un prix suffisamment fort pour être certain que l'énergie va pouvoir ressortir du marché ontarien. Habituellement quand on veut être certain d'être accepté sur un marché, on va bidder à quelque chose comme... qui est tout près de zéro dollar (0 \$) par mégawattheure et on devient « price sticker ».

Et quand on veut être certain de ressortir, à ce moment-là on va bidder à un prix très fort pour être certain qu'il va y avoir de l'offre l'autre côté et qu'on va pouvoir avoir nos mégawattheures. Si on veut être certain, en tout cas il y a des prix maximums où on peut soumettre qui sont souvent au-delà de mille dollars (1000 \$) par mégawattheure et là à ce moment-là on est certain que l'électricité va pouvoir sortir du marché ontarien et rentrer sur le marché québécois.

Et la différence de prix évidemment on doit l'absorber. Donc c'est ce genre de risque là auquel on fait, auquel on, on, qu'on mentionne ici

lorsqu'on dit qu'on doit absorber le risque relié
au « Locational Marginal Pricing ».

Q. [220] Vous m'avez bien expliqué comment, comment ça
fonctionne. Pouvez-vous maintenant me dire si vous
avez étudié cette question-là pour la quantifier,
quantifier ce risque-là en termes de prix ou de
coût?

R. Bien le risque maximum c'est celui dont je viens de
vous parler. Donc on bidde à zéro, à l'entrée on va
faire une, on va offrir la quantité à zéro, puis à
la sortie à ce moment-là on va, on va, on pourrait
aller par exemple, on pourrait, on pourrait offrir
le prix maximum. Donc à la limite pour être
certain, c'est deux mille dollars (2000 \$) par
mégawattheures qui est à risque. Ça c'est si on
veut être certain. Il y a toutes sortes de
stratégies intermédiaires qui peuvent être prises,
qui peuvent être utilisées également.

Q. [221] Je vous remercie.

M. HANI ZAYAT :

R. Dans les évaluations qu'on fait du marché de
l'Ontario, c'est un peu ce qu'on cherche aussi à
préciser évidemment, je veux dire, je pense que ce
que monsieur Bernier exprime c'est un peu le risque
maximum théorique, mais ce qu'il faut voir un peu

c'est qu'est-ce que, comment ça se décline pour nous, qu'est-ce que ça peut vouloir dire, puis comment on peut, comment on peut gérer ce risque-là et quelles sont les probabilités d'occurrence?

Peut-être que subir un tel risque pendant une heure dans une année ça peut être acceptable, mais le supporter pendant, pendant quatre cents (400) ou cinq cents (500) heures ça nous amène dans des autres, dans des stratégies tout à fait différentes et dans des risques qui sont tout à fait différents. Donc c'est un peu ce qu'on aura à préciser pour ce qui est de l'utilisation du marché de l'Ontario et le recours à de la capacité qui est de ce côté-là.

14 h 25

Q. [222] Parfait, je vous remercie. Si on continue à la page 189 de la même pièce, on dit :

Les approvisionnements en puissance garantie à partir de l'Ontario ne sont pas admissibles compte tenu des règles actuelles de l'IESO. Le transit de puissance provenant d'une zone de réglage tierce serait par contre possible.

C'est ce dont on parle.

Cette option doit donc être réservée
aux situations particulières où des
ressources planifiées deviennent
indisponibles.

Pouvez-vous, veuillez m'indiquer les conséquences à
limiter la capacité à quatre cents mégawatts
(400 MW) et à ne pas prévoir l'utilisation de la
capacité potentielle totale de ce marché? Avez-vous
envisagé cette conséquence?

R. Bien, c'est tout ce dont on vient de parler au
cours des dernières questions. Donc, c'est un
risque accru, notamment en termes de prix et de
disponibilité des moyens.

Q. [223] D'accord. Et pouvez-vous me dire à long terme
si vous entrevoyez, en limitant la capacité à
quatre cents mégawatts (400 MW) qu'est-ce que vous
entrevoyez comme conséquences? Est-ce qu'il y a une
stratégie qui est envisagée ou vous entendez
envisager à plus long terme d'utiliser cette
interconnexion-là de façon plus importante?

R. En fait ce qu'on dit c'est qu'on est en train de
réévaluer les moyens auxquels on pourrait avoir
recours pour pouvoir utiliser cette interconnexion-
là. Et en fonction de ces analyses-là et en
fonction des besoins qu'on a, on verra à

l'utilisation de ce marché-là, donc du marché de l'Ontario, quand je dis le marché de l'Ontario ou à travers l'Ontario.

Q. [224] Transit.

R. C'est un peu transit par l'Ontario. Donc, en fonction des besoins et en fonction des risques qui seraient acceptables, si jamais il devait y en avoir. Mais il n'y a pas de quantité qui est arrêtée ou de recours qui est quantifié à ce stade-ci.

Q. [225] D'accord. Je vais maintenant passer à l'entente de modulation. Dans votre présentation, Monsieur Zayat, vous aviez mentionné que l'entente de modulation permet d'obtenir quatre grands services ou composantes, dont les services complémentaires, la puissance supplémentaire et la modulation qui permet de transférer le surplus d'été à besoins d'hiver.

Pouvez-vous m'indiquer si les trois services désirés, que le Distributeur désire obtenir, sont de la même importance sur le plan économique pour le Distributeur?

R. Non, c'est sûr qu'il y en a qui sont plus imposants, plus imposants que d'autres de par les quantités qui sont impliquées. On a fait, j'ai fait

mention de paramètres de prix, de formules, de balises de prix mettons, mais après ça c'est à l'usage, je vais le dire comme ça. Donc, dépendamment des quantités qui sont impliquées, bien, le poids de chacune des composantes, chacun des services pourrait être plus ou moins important.

Q. [226] Pouvez-vous me donner une idée de la proportion de l'importance de chacun de ces services?

R. Je ne pourrais pas vous parler de la proportion, mais je pourrais vous dire que le service de modulation risque d'être plus coûteux dans la mesure où il y a plus de quantités qui sont impliquées en termes de modulation. Là on parle d'énergie et de transfert de quantités importantes d'énergie de l'été vers l'hiver.

Pour ce qui est de la composante puissance, les besoins sont à court terme plus modestes et s'appliquent sur des quantités donc plus petites. Et idem pour les services complémentaires on parle de services complémentaires qui sont au-delà de ce qui est déjà disponible pour le Distributeur. Donc, là on parle uniquement de venir compléter la dernière tranche dans le fond de services complémentaires qui serait requise pour compléter

les services dont on dispose. Donc, là les quantités devraient être plus faibles. Voilà! Et le tout est en évaluation.

Q. [227] D'accord. Pour chacun de ces services pouvez-vous me spécifier quelle serait l'alternative à l'entente de modulation? Si on les prend service par service quelle serait la stratégie retenue si l'entente de modulation on n'y avait pas accès?

R. En fait quand on regarde global d'un point de vue évaluation, l'alternative est de faire de l'achat-revente, par exemple. Ou plutôt ne pas avoir d'entente de modulation va nous amener à faire beaucoup plus d'achat-revente.

Maintenant quand on parle d'alternatives de façon plus précise il y a peu de comparables dans le marché puis il y a peu d'alternatives dans le marché. Je vais illustrer en prenant, on va prendre services complémentaires pour commencer. C'est sûr que c'est des services qui sont requis par le Distributeur à travers l'entente de modulation ou à travers une autre entente. Mais c'est des services complémentaires qui sont nécessaires pour pouvoir gérer, assurer la sécurité des approvisionnements puis assurer la gestion des approvisionnements du Distributeur. Donc, le suivi de la charge, le suivi

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Annie Gariépy

- 214 -

de la production, et caetera.

Donc, même si ça ne se faisait pas, pour cette composante-là en tout cas même si ça ne se faisait pas à travers le service de modulation, ça va devoir se faire à travers une entente qui porte spécifiquement sur ces services-là.

Q. [228] On parlerait d'une entente d'achats auprès du Transporteur selon les Tarifs et conditions dans ce cas-là?

R. En fait ce n'est pas une entente avec le Transporteur, on a l'obligation de fournir ou de faire fournir ces services-là. Donc, on va devoir trouver, aller se rasseoir avec le Producteur pour pouvoir quantifier et fournir ces services-là.

14 h 30

Q. [229] D'accord. Donc, je poursuis. Une alternative à ce moment-là à la puissance supplémentaire serait?

R. Une alternative à la puissance supplémentaire serait, il n'y a pas d'alternative à la puissance complémentaire telle qu'on l'a dans l'entente de modulation. Un peu comme je l'ai mentionné la semaine dernière, la puissance, la puissance complémentaire ici elle vient supporter l'énergie du Distributeur qui est transférée de l'été à

l'hiver.

Ce qui existe ailleurs ou ce qui serait c'est plutôt d'aller acheter de la puissance sur l'énergie, pardon, d'aller acheter de la puissance sur le marché qui pourrait venir avec de l'énergie qui lui est propre lorsque le besoin y est. Mais ce n'est pas le même produit.

Q. [230] Je vous remercie. Monsieur Zayat, vous avez mentionné à quelques reprises qu'en vertu de l'entente globale de modulation il n'y aurait pas de reventes envisagées reliées aux contrats assujetties par l'entente. Est-ce que c'est exact?

R. Oui. J'ai même dit qu'il n'y aurait pas besoin de reventes dans la mesure où les surplus qui sont issus des contrats assujettis seraient transférés pour les périodes où on en a besoin.

Q. [231] Parfait. Je vous demanderais de prendre le tableau de la pièce HQD-4, Document 1 à la page 21, c'est le tableau 12.1a). Page 21.

R. Page?

Q. [232] 21. Donc, si je prends ce tableau puis que je regarde, par exemple, à l'année deux mille treize (2013). Je vois en bas dans les surplus après déploiement des nouveaux moyens, point sept térawattheure (,7 TWh) d'achat court terme et

revente deux point trois térawattheures (2,3 TWh).

Présumant que l'entente de modulation serait signée telle que vous espérez, telle que le Distributeur espère la voir signée, il resterait tout de même un point six térawattheure (1,6 TWh) à revendre. Est-ce que c'est exact?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Donc, effectivement sur la base de ce tableau-là, si on appliquait une entente de modulation à ces besoins-là en mode déterministe, on peut penser que dans le solde de fin d'année il resterait un point six térawattheure (1,6 TWh).

Q. [233] Donc, pouvez-vous concilier l'indication d'un point six térawattheure (1,6 TWh) à revendre avec l'affirmation qu'il n'y aurait pas de reventes en vertu des contrats assujettis à l'entente globale de modulation?

R. Ce qu'on dit quand on mentionne qu'il n'y aura pas de reventes associées aux contrats assujettis c'est que l'énergie qui va, dans le fond l'énergie des contrats éoliens notamment, parce que c'est surtout ça dont on parle, va être livrée comme c'est le cas normalement. C'est-à-dire les parcs éoliens produisent et nous on prend possession de la livraison. Et en été cette énergie-là n'est pas

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Annie Gariépy
- 217 -

requis pour l'équilibre de nos bilans.

Avec la modulation ce qu'on dit c'est que cette énergie-là va être déposée dans un solde, dans un compte, une façon de parler. Il y a le compte d'énergie différée, il y aura le compte de modulation, dans un compte. Et cette énergie-là pourra servir à combler les besoins d'hiver. Pourquoi? Parce que l'hiver on va commencer l'hiver et le compte, comme je l'ai mentionné ce matin ou la semaine passée, il va commencer l'année négatif. On va commencer le premier (1er) janvier et là en théorie ce qu'on veut, c'est ça le but de l'entente c'est que, excusez l'expression, tirer le plus possible sur l'entente l'hiver de façon à déplacer les surplus d'été.

Donc, les surplus le moment où ils arrivent n'ont plus d'importance. Les livraisons d'éoliennes, les livraisons d'énergie éolienne où elles arrivent d'une certaine façon avec la modulation n'ont plus d'importance. Elles sont modulées. C'est pour ça que monsieur Zayat quand il dit « elles sont déplacées », effectivement il y a une grande portion qui est déplacée. Alors, le un point six (1,6 TWh) qui est là c'est en vue déterministe et il est sur douze (12) mois. Alors,

dans la modulation il n'a plus sa valeur mensuelle intrinsèque, ça perd un peu de son sens.

Q. [234] D'accord. Je vous suis là-dessus. Maintenant, si le surplus destiné à être vendu ne vient pas de l'entente de modulation, d'où viendrait-il?

R. Ce qu'on mentionne c'est que les surplus qui pourront être occasionnés par les contrats non assujettis, par exemple les contrats non assujettis ça sera Hydro-Québec Production, les contrats de base cyclables qui font déjà l'objet, je prends le cyclable là, les rappels. Donc, c'est déjà, ces contrats-là ont déjà des modalités qui permettent des modalités précises, donc de flexibilité. C'est pour ça qu'on ne modulera pas ces livraisons-là, elles ont déjà fait l'objet d'une flexibilité additionnelle. Donc, on va rappeler au besoin et on va « cycler », excusez l'expression, au besoin. Donc, on ne va pas en plus les moduler. C'est pour ça que si, par exemple, dans un hiver chaud on a fait des rappels, ça peut arriver, on fait des rappels et là on a un aléa climatique, comme exemple en deux mille dix (2010) on a eu un aléa climatique de quatre point deux térawattheures (4,2 TWh). Dans cette situation-là, ça pourrait nous amener à faire des reventes et là,

effectivement, il faudrait procéder à des reventes additionnelles. Et c'est ça quand on dit « non assujetti » c'est de ça dont on parle. Par contre, tout le reste sera liquidé à la fin dans le solde du compte de modulation.

Q. [235] D'accord. Ça complète ma question là-dessus. Je vous amène maintenant en référence au mémoire du RNCREQ, donc C-RNCREQ-14. Je voudrais aborder la question du mesurage net avec vous. J'ai quelques petites questions.

14 h 40

Si je vous amène à la page 27 du mémoire, il est fait mention que :

Actuellement dans le programme
Mesurage net, la puissance totale
installée des équipements de
production dont les fonctions de
protection en fréquence sont réglées à
des seuils de déclenchement plus
serrés par rapport aux exigences
usuelles sont égales à quatre-vingt-
seize virgule six mégawatts (96,6 MW).

Pouvez-vous confirmer que c'est toujours le cas?

Mme MICHÈLE LABRECQUE :

R. Je ne peux pas répondre par coeur, mais je peux

prendre un engagement.

Q. [236] D'accord. J'ai quelques autres petites questions peut-être je ne sais pas, on peut prendre l'engagement tout de suite, mais j'ai quelques questions de confirmation sur le programme, peut-être que ça sera, qu'il y aurait lieu de prendre l'engagement à la fin des questions. Si...

LE PRÉSIDENT :

Allons-y, on ne fermera pas l'engagement pour l'instant.

Me ANNIE GARIÉPY :

Q. [237] D'accord. Donc si nous continuons à la page 29, à la section 4.4, j'aimerais savoir, j'aimerais, j'aimerais si vous pouviez me confirmer que les chiffres avancés dans l'étude qui est citée, donc à savoir les quatorze clients inscrits au programme pour un total de trente-trois virgule quatre kilowatts (33,4 kW) installés est toujours le cas?

R. Ce que je pourrais prendre comme engagement, c'est plutôt vous dire combien de clients demeurent et le nombre de kilowatts installés, parce que cette étude-là moi je ne l'ai jamais vue, donc je ne peux pas vous confirmer que les chiffres sont bons ou pas bons.

Q. [238] Ça me va, ça me convient très bien. Donc le nombre de clients puis de kilowattheures installés. Excellent.

R. Kilowatts.

Q. [239] Kilowatts. Si on poursuit à la page 32, une question de compréhension. Selon notre compréhension du programme actuel, il y a une exigence que la puissance installée d'autoproduction ne devrait pas excéder cinquante kilowatts (50 kW) ce qui rendrait impossible l'installation, prenons l'exemple d'une éolienne de soixante-quinze kilowatts (75 kW), même si l'énergie produite dans l'année serait de moindre importance. Est-ce exact?

R. Ce que vous demandez de confirmer c'est les modalités du programme?

Q. [240] En fait c'est ma compréhension...

R. J'ai de la misère à comprendre.

Q. [241] ... de la modalité du programme. Dans le programme on dit conditions d'admissibilité : la capacité maximale d'autoproduction du client ne doit pas être supérieure ou moindre de cinquante kilowatts (kW). Est-ce que ça veut bien dire par exemple qu'un producteur éolien qui aurait une turbine de soixante-quinze kilowatts (75 kW), même

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Annie Gariépy
- 222 -

s'il ne produit pas, qu'il n'arrive jamais à
capacité maximale, ne serait pas admissible au
programme?

R. Ça c'est un programme de Mesurage net, ce n'est pas
un programme d'autoproduction. Donc les paramètres
que vous expliquez ici, c'est le programme de
Mesurage net, c'est bien ça?

Q. [242] Oui, tout à fait.

R. Voilà. Donc je confirme.

Q. [243] Et finalement avec l'expérience du programme
Mesurage net, est-ce que le Distributeur maintient
son intention d'exclure du programme les filières
autres que celles mentionnées dans le Tarif,
notamment ceux qui sont exclues, solaire thermique
ou les filières de biomasse?

R. Pour l'instant le Distributeur n'étudie pas de
modifier les modalités du programme.

Q. [244] C'est parfait. Je vous remercie, ça complète.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Gariépy.

Me ÉRIC FRASER :

L'engagement 12, il y a comme deux questions.

LE PRÉSIDENT :

Juste le libellé.

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Annie Gariépy
- 223 -

Me ÉRIC FRASER :

Oui, j'aimerais ça avoir le libellé clair,
notamment de la première question de l'engagement
12.

Me ANNIE GARIÉPY :

Donc de vérifier que la puissance installée des
équipements de production dont les fonctions de
protection en fréquence sont réglées à des seuils
de déclenchement plus serrés par rapport aux
exigences usuelles si elles sont toujours égales à
quatre-vingt-seize virgule six mégawatts (96,6 MW)
puis enfin de confirmer ou d'indiquer le nombre de
clients participants ainsi que le nombre de
kilowatts installés.

Me ÉRIC FRASER :

Ça sera l'engagement 12.

E-12 (HQD) Vérifier que la puissance installée
des équipements de production dont les
fonctions de protection en fréquence
sont réglées à des seuils de
déclenchement plus serrés par rapport
aux exigences usuelles si elles sont
toujours égales à quatre-vingt-seize
virgule six mégawatts (96,6 MW) puis

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Annie Gariépy

- 224 -

enfin de confirmer ou d'indiquer le
nombre de clients participants ainsi
que le nombre de kilowatts installés.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Gariépy. Maître Gertler pour le
Regroupement des Organismes environnementaux en
énergie.

14 h 45

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me FRANKLIN S. GERTLER :

Q. [245] Alors, Franklin Gertler pour le ROEE.

Bonjour, Monsieur le Président, Messieurs les
Régisseurs. Bonjour les Membres du Panel. J'ai
installé ma montre, je vais essayer de minuter pour
voir qu'est-ce qu'on peut faire.

Évidemment, il y a des sujets qui ont déjà
été traités de façon assez détaillée, mais à
travers ces sujets-là, j'ai des questions quand
même qu'on avait prévu poser qui sont encore sans
réponse. Alors, je vais essayer de naviguer à
travers les questions déjà répondues.

D'abord, au sujet de la... des appels au
public, je vous réfère à HQD-4, Document 9, la
question 4.2., c'est les réponses aux DDR de l'UMQ,
et à la page 8 plus particulièrement. Et je pense

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 225 - Me Franklin S. Gertler

qu'on a tous regardé à quelques reprises ces chiffres-là qui ont été fournis. Moi, je n'ose pas vraiment les appeler des « données » parce que c'est très parcellaire, mais... ces chiffres-là au tableau R-4.2, à la page 8.

Et si on regarde, on va dans les trois occasions d'appels au public qui sont indiqués là, on va du huit cents mégawatts (800 MW) à six cents mégawatts (600 MW) à trois cents mégawatts (300 MW).

Et j'aimerais savoir à cet égard, comment est-ce que Hydro-Québec vient conclure que, par exemple, le vingt-cinq (25) janvier deux mille onze (2011), à vingt heures (20 h 00), le Québec aurait plutôt consommé trois cents mégawatts (300 MW) de plus si on n'avait pas été averti. Autrement dit, je me demande comment est-ce qu'on calcule la réduction à la fine pointe qui résulte de l'appel du public.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Bonjour. Donc, c'est assez simple, en fait. C'est une évaluation à posteriori des tendances là à court terme de la demande. Donc, ce que les gens de TransÉnergie font, c'est qu'ils regardent la prévision qui est faite à très très court terme.

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 226 - Me Franklin S. Gertler

Donc, une fois que la pointe arrive, évidemment, ils font toujours des prévisions à très court terme de leur côté. Et puis, une fois que la pointe est passée, comme cette année, donc suite au vingt-quatre (24) janvier, ils regardent quelle était la prévision à très court terme. Et il y a toujours un écart qui se crée, hein, entre la prévision qui est faite à une heure d'avance et la pointe, la charge réelle.

Donc, ce qu'ils font, ce qu'ils constatent, nécessairement, ils vont constater la tendance, l'écart s'accroît et lorsque... c'est aussi simple que ça. Donc, on voit que déjà la méthode en soi, c'est... il n'y a pas de sondage, on n'appelle pas... il n'y a pas d'autre méthode là qui existe pour évaluer avec plus de précision cette évaluation-là.

Donc, c'est une analyse de tendances à posteriori d'une période très très courte. Donc, quand la tendance décroche, généralement là, je ne sais pas s'il y a d'autres analyses plus fines, mais l'écart qui est constaté est attribué à l'appel au public.

Q. [246] O.K. Mais, autrement dit, il pourrait être plus également ou peut-être moins également.

R. Bien, c'est un peu ça le caractère aléatoire. C'est que, voyez-vous, on n'a pas de mesure parfaite sur la contribution. Donc, je vous dirais que, comme les autres utilités, on est un peu pris avec la mesure de cette mesure... je vais dire ça, l'évaluation de cette mesure-là, on est un peu pris avec son caractère incertain. Donc, la méthode qui est mise en place, c'est celle-là. Alors, est-ce que ça peut être plus? Ça peut être moins? Ça peut être moins? Ça, pour l'instant, c'est un peu dans le mystère toujours là.

M. HANI ZAYAT :

R. Peut-être juste pour... En fait, c'est... malgré les incertitudes, c'est la même méthode qui permet d'évaluer la demande à très court terme. Donc, les paramètres sont l'évolution de la demande qu'on voit arriver et, évidemment, un des facteurs explicatifs importants à la pointe, c'est la température.

Donc, de la même façon, on se base sur ces modèles d'évaluation pour dire « la demande ou la... la demande annoncée ou la pointe qui arrive dans une demi-heure, dans une heure ou dans dix (10) heures va être de telle », bien, c'est cette même... ce sont ces mêmes modèles qui permettent de

dire « à posteriori, voilà, avec les conditions qu'on a observées, avec le vent qui avait lieu, avec la température qui a eu réellement eu lieu, voilà à quoi on aurait pu s'attendre comme demande. Et suite à l'appel au public, voilà la cassure qu'il y a eu, voilà c'est quoi le... voilà l'impact ». Et c'est ce Delta-là, c'est un peu ce qu'on attribue à l'appel au public.

Q. [247] Alors, comme pour bien d'autres, si je comprends bien, je vous suis, comme pour bien d'autres aspects de votre travail, c'est une question de statistiques, probabilités statistiques finalement.

R. Bien, ici, ce n'est pas une question de probabilités, c'est plutôt une question de... d'évaluation d'impact de la température, des conditions climatiques essentiellement sur la demande. C'est ça qu'on mesure. Et une fois qu'on observe la donnée réelle, bien, on dit « dans le cas du vingt-quatre (24) janvier, c'est un lundi, bien, ce lundi-là, la demande a été trois cents mégawatts (300 MW) plus faible que ce que les conditions auraient permis de constater parce qu'il y a eu un appel au public ». Mais ce n'est pas une science exacte. Contrairement à l'interruptible où

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 229 - Me Franklin S. Gertler

on voit la charge, on voit la charge s'effacer.

14 h 50

Q. [248] Vous l'avez dit à maintes reprises.

R. Bien, je sais, je sais. Je voulais être sûr.

Q. [249] Mais je ne veux pas qu'on me targue de faire répéter des choses. Mais je pense que votre témoignage dans la preuve est à l'effet justement que la réponse semble baisser au cours des années, est-ce que c'est exact?

R. C'est ce que le tableau indique. On a eu recours à l'appel au public trois fois depuis deux mille quatre (2004). Les évaluations semblent indiquer d'un impact de huit cents mégawatts (800 MW) en deux mille quatre (2004), six cents (600 MW) deux mille neuf (2009) et trois cents (300 MW) en deux mille onze (2011). Ce n'est pas un échantillon statistique qui est très...

Q. [250] Alors, il y a comme un effritement pour vous dans la réponse du public?

R. Je pense qu'il faut aller au-delà de l'effritement. C'est un paquet de contextes. C'est les conditions climatiques, la pointe elle-même, le moment où elle survient. Je pense celui de deux mille onze (2011), bien, c'est une pointe le lundi, mais l'appel au public a eu lieu je crois le dimanche. Et dans les

échos qu'on a eus c'est que la couverture médiatique disons n'a pas été très, ça n'a pas été très bien entendu. Tout le monde ne s'en est pas rendu compte. Donc, c'est sûr que l'ensemble de ces paramètres fait en sorte que la réaction est plus ou moins importante.

Je ne voudrais pas dire que le public, on peut constater que le public a moins répondu en deux mille onze (2011) qu'en deux mille quatre (2004), mais il y a une série de facteurs qui peuvent expliquer ça.

Q. [251] Maintenant, le témoignage qui est fait depuis quelques jours maintenant, je n'oserais plus parler de quel jour de la semaine parce qu'on se perd, mais depuis quelques jours est à l'effet, si je comprends bien, que la Régie ne doit pas considérer ça comme un approvisionnement, entre autres parce que la réponse n'est pas, est incertaine. Est-ce que c'est juste de dire ça de cette façon-là?

R. Effectivement, on ne doit pas considérer l'appel au public comme étant un moyen de puissance sur lequel on peut compter, qu'on planifie, mais comme un moyen de dernier recours. Un, parce qu'il est incertain; deux, parce que les montants peuvent être variables en tout cas, et qu'on ne peut pas

compter dessus de façon répétitive dans une année.

Q. [252] O.K. Et votre témoignage, si je comprends bien, est à l'effet qu'il semble y avoir un danger ou un danger que si on appelle trop souvent la population que la population se fatigue, qu'elle ne réagit plus?

R. C'est effectivement un risque aussi.

Q. [253] Puis est-ce que vous pensez vraiment que les données que vous avez, qu'on a, si on peut appeler ça des données, permettent de dire que la population a conclu en deux mille neuf (2009) ou en deux mille onze (2011) c'est la deuxième fois en cinq ans ou la troisième fois en sept ans, alors Hydro-Québec crie au loup alors on ne réagit plus?

R. On n'invoque pas le fait de ne pas compter sur l'appel au public en vertu de l'effritement, si vous l'appellez « effritement ». C'est plutôt en vertu de fait qu'on n'a pas le contrôle dessus, qu'on ne peut pas compter là-dessus de façon sûre et qu'on ne peut pas l'appeler plusieurs... Là il n'était pas dans nos moyens de planification depuis deux mille quatre (2004), il ne l'est pas en deux mille onze (2011).

À partir du moment où on le met dans nos bilans et qu'on l'identifie comme étant un moyen

planifié pour répondre à la pointe, donc c'est un moyen qui risque d'être appelé beaucoup plus souvent qu'une fois aux cinq ans ou trois fois aux cinq ans. C'est un moyen qui devient appelable trois, quatre, cinq, dix (10), peut-être vingt (20) fois dans une année. Et on dit que si on devait aller là, bien, ça ne serait plus un moyen contributif. On ne peut pas demander à nos clients de contribuer à la pointe cinq ou dix (10) fois par année. Dans les cas extrêmes, je ne dis pas que c'est tout le temps ça, mais ça pourrait être ça.

Q. [254] Mais qu'est-ce qui vous permet d'affirmer que vous ne pouvez pas faire cet appel-là à votre clientèle, vous l'avez étudiée cette question-là?

R. On n'a pas fait d'étude sur la réceptivité de la clientèle, on n'a pas fait de sondage. On n'a pas demandé aux clients comment ils réagiraient si on les appelait vingt (20) fois dans un hiver.

Q. [255] C'est sûr.

R. Mais on pense que ça ne serait peut-être pas approprié de demander.

Q. [256] Mais votre témoignage est à l'effet que vingt (20) fois ça serait l'exception des exceptions si je comprends bien?

R. C'est des moyens qui sont là pour gérer

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 233 - Me Franklin S. Gertler

l'exception. Un moyen de puissance c'est un moyen pour gérer l'aléa climatique. L'aléa climatique c'est une température qui descend, qui est assez basse pendant l'hiver avec des conditions météo que j'ai décrites la semaine dernière. Donc, essentiellement température froide, du vent, couvert, nuageux, qui fait en sorte que la clientèle est en besoin de chauffage important. C'est un hiver exceptionnel et ça n'a pas besoin d'arriver à tous les hivers, mais il suffit que ça arrive une fois de temps en temps pour qu'on soit en difficulté.

Q. [257] Maintenant, le premier (1er) juin, je pense que c'est le premier panel qui répondait au contre-interrogatoire de l'ACEF de l'Outaouais. Je pense qu'on a dit, puis c'était à la page 155-156, il a été dit essentiellement qu'il y a une contribution en dehors de la fine pointe. Quand on a fait un appel au public il y a un certain effet de rétention ou peut-être d'anticipation et de rétention. Et j'aimerais savoir si vous avez étudié cet effet de rétention ou l'effet durable de cette réaction à l'appel au public.

15 h 00

R. Je ne pourrais pas répondre à la place de mes

collègues de prévision de la demande s'ils ont
répondu ça, je ne pourrais pas vous le dire.

Q. [258] Très bien. Maintenant enfin sur ce sujet-là,
non ce n'est pas vrai, j'ai deux autres questions
là-dessus.

Est-ce que vous avez étudié les
possibilités de faire non pas des appels au public
sous forme d'urgence ou de, de réagir et de façon
instantanée à une situation difficile, est-ce que
vous avez étudié plutôt la possibilité de faire une
campagne d'éducation là-dessus plutôt que juste par
communiqué de presse, mais peut-être plus par une
stratégie de communication et d'éducation sur le
contrôle des usages à la pointe.

Mme MICHÈLE LABRECQUE :

R. Mais il y a déjà des activités de sensibilisation
qui sont réalisées, qui sont prévues dans le fond.

Q. [259] Excusez-moi?

R. Il y a déjà des activités de sensibilisation qui
sont prévues, qui sont prévues dans le cadre du
tronc commun du PGÉE. Donc on en fait déjà.

Q. [260] Mais des sensibilisations de quelle nature?

R. Bien dans le cadre par exemple du diagnostic mieux
consommer où on donne des trucs. On va mettre en
ondes à l'automne, sur Internet on a commencé à le

faire papier, le « Comparez-vous » qui va amener une saine émulation auprès de la clientèle et qui va aussi offrir des conseils, des trucs pour réduire la consommation notamment en tout temps. Donc ça contribue à la pointe aussi, à la puissance.

Q. [261] Ça vise l'aspect énergie et non pas?

R. Bien lorsqu'on contribue à l'énergie, on contribue aussi à la puissance.

Q. [262] Ça c'est intéressant parce que vous semblez dire le contraire pour d'autres fins tout à l'heure à certains de mes confrères. Mais la réponse alors c'est non, vous n'avez pas de programme spécifique pour l'éducation et la sensibilisation à la réduction de la pointe en dehors des appels d'offres, excuse-moi, pas d'appels d'offres, des appels au public?

R. Dans le fond ça dépend de quelle pointe vous parlez. Si vous parlez de la pointe d'hiver, faire de la sensibilisation aux clients de transférer leur consommation d'hiver à une consommation d'été, je ne pense pas que c'est vraiment intéressant pour les clients. Retenez-vous durant l'hiver puis consommez durant l'été. Sinon vous parlez des pointes vraiment spécifiques comme ce qu'on parle.

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 236 - Me Franklin S. Gertler

Donc on en parlait tantôt les pointes sont surtout le matin de six heures (6 h 00) à neuf heures (9 h 00) et en fin d'après-midi de dix-sept heures (17 h 00) à vingt heures (20 h 00).

Présentement je pense que vous pouvez le voir. Lorsqu'on veut faire des campagnes de sensibilisation, on au sens large, et on dit aux clients, aux consommateurs, ne faites jamais quelque chose ou faites toujours quelque chose, ça prend des décennies avant que les gens l'intègrent dans leur comportement, même des lois.

Exemple, ne répondez pas jamais au cellulaire au volant, attachez toujours votre ceinture de sécurité. Là si on commence à faire de campagnes de sensibilisation entre telle date et telle date, entre telle heure et telle heure le matin, la fin d'après-midi réduisez votre consommation, ça risque d'être de l'argent qu'on gaspille pour rien. Donc ça risque d'être un coup d'épée dans l'eau.

Donc c'est sûr qu'avec des mécanismes, par exemple avec une tarification qui serait dynamique qui inciterait à un client qui lui-même y trouverait un avantage à changer son comportement, bien là on a plus de chances d'atteindre.

- Q. [263] D'abord vous n'avez pas d'étude ou balisage là-dessus, je comprends bien. Vous émettez votre opinion à l'effet que ça ne marcherait pas, mais vous n'avez pas fait d'étude ou de balisage là-dessus?
- R. Ce qu'on fait c'est qu'on regarde ce que nos collègues des autres utilités publiques font et on fait une vigie et on regarde si c'est intéressant et lorsqu'une mesure est intéressante bien on l'intègre, mais pour l'instant ces mesures-là ne sont pas, ne semblent pas démontrer d'intérêt suffisant pour qu'on puisse dans le fond demander de l'argent pour faire une campagne de sensibilisation dans ce sens-là.
- Q. [264] O.K. Et actuellement parce que vous répondez, vos réponses sont relativement longues, mais la réponse courte c'est que vous n'avez pas de programme ou de campagne d'éducation pour dire aux gens de manière générale par exemple lorsqu'il fait froid, par grand froid du mois de janvier faites particulièrement attention de ne pas faire partir votre lave-vaisselle entre telle heure et telle heure. Ça ça n'existe pas puis vous n'avez pas étudié?
- R. À chaque année dans HydroContact avec la facture du

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 238 - Me Franklin S. Gertler

mois de novembre-décembre, on fait toujours une sensibilisation aux clients au niveau de l'usage électrique en période d'hiver.

Q. [265] Mais qui ne vise pas la pointe par exemple?

R. Bien en période d'hiver c'est la période de pointe.

Q. [266] Excusez-moi on a un problème de puissance, alors je vous demanderais de répondre de façon qui s'adresse à cette question-là de puissance, c'est ça le problème avec lequel on jongle.

R. On fait des programmes de sensibilisation, mais ça ne semble pas vous satisfaire.

15 h 05

Q. [267] O.K. Maintenant vous avez mentionné votre, vous avez raison. Mais, le restant de la réponse, c'était non, et vous ne faites pas qu'est-ce que je suggère.

R. Je ne sais pas ce que vous suggérez. Si vous suggérez une sensibilisation pour dire aux clients « entre le premier (1er) décembre et le premier (1er) mars, réduisez votre consommation de six heures (6 h 00) le matin à neuf heures (9 h 00) le matin et de dix-sept heures (17 h 00) à vingt heures (20 h 00) », non, on ne fait pas spécifiquement une sensibilisation sur ces heures et ces dates-là.

Q. [268] Merci. Maintenant, vous parlez de votre vigie. Si j'ai bien compris, vous avez un service d'une centaine de personnes qui sont sous vos commandes pour votre équipe pour faire votre travail en matière de... d'efficacité et d'approvisionnement.

R. Oui.

Q. [269] Oui. O.K. Et votre témoignage, parce que vous parlez souvent dans les DDR, vous parlez aussi dans la preuve puis oralement on parle de vigie. Et quand on vous pose des questions sur la vigie, vous dites « bien, il n'y a pas de papier, il n'y a pas d'écrit ». Alors, vous êtes en train de me dire qu'il y a cent (100) personnes qui travaillent avec vous, vous faites cette vigie-là, mais il n'y a rien là, il n'y a pas de papier qui explique...

Par exemple, si je prends l'exemple des efforts d'éducation ou de changement de comportement à la pointe d'hiver, puis vous dites « bien, on a fait une vigie, on est un contexte d'utilités ». Alors, j'aimerais savoir avec quelles utilités, quelles réunions vous allez, quelles sont les études? J'aimerais savoir, qu'on me donne un petit peu, un peu de chair sur ce qui s'appelle la vigie.

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 240 - Me Franklin S. Gertler

Me ÉRIC FRASER :

Là je vais demander à mon confrère de posé une question claire, pas une question sur les processus d'affaires d'une unité qui s'occupe de planification, de commercialisation puis de venir témoigner à la Régie là. On s'entend que cent (100) personnes là, c'est pour un ensemble d'affaires. Puis là, je demanderais qu'il y ait une question claire. Qu'est-ce qu'il y a dans la preuve qui cloche et qu'est-ce qu'il veut? Puis, ça va peut-être avancer.

Me FRANKLIN S. GERTLER :

Q. [270] Merci. Mais, ma question, c'est que si vous m'avez dit tout à l'heure, vous faites une vigie sur qu'est-ce qui se fait ailleurs par rapport à la - puis vous me corrigerez si je ne le dis pas correctement, je ne reproduis pas correctement vos paroles, mais qu'est-ce qui se fait ailleurs au niveau de l'appel au public ou la gestion de la demande à la fine pointe.

Alors, je vous demanderais quel organisme de vigie ou quelle association? Donc, où est-ce que ça se fait, première question?

M. HANI ZAYAT :

R. Je vais vous répondre en lien à votre question.

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 241 - Me Franklin S. Gertler

Dans le fond, vous nous invitez à répondre spécifiquement pour l'appel au public, puis je vais me permettre de donner une réponse spécifique pour ce qui est de l'appel au public.

S'il y avait des campagnes, il y a des activités de sensibilisation qui se font auprès de la clientèle pour qu'ils réduisent leur consommation, en général, peut-être un peu plus particulièrement l'hiver.

Dans la mesure où cette sensibilisation est efficace, elle est incorporée dans la prévision de la demande. Donc, ce n'est pas quelque chose qui se traduit dans l'appel au public lui-même, mais elle va venir réduire à la source la prévision de la demande à la pointe, donc la prévision en puissance, évidemment, à la pointe. Donc, elle est « built-in » dans... elle est incorporée dans cette prévision-là.

Est-ce qu'au-delà... Là la question qui se pose réellement, je pense, le débat que vous soulevez, c'est est-ce qu'au-delà de ça, donc au-delà de toutes les démarches qui sont faites de façon plus... par l'éducation, par la sensibilisation, au-delà des comportements des gens, une fois qu'on a la prévision de la demande

telle qu'on l'a là, est-ce qu'on dispose d'autres moyens qui peuvent contribuer à venir gérer, à venir réduire cette pointe-là.

Et dans ce cas-ci, l'appel au public est un moyen que, nous, on pense sur lequel on ne peut pas compter pour un horizon de dix (10) ans, à tous les ans, à tous les hivers. Ce n'est pas un moyen sur lequel on peut compter et qu'on peut planifier.

Q. [271] O.K. Mais, moi, je n'ai pas posé cette question-là, j'étais rendu à d'autres questions, puis là on retourne pour répondre à une question que je n'ai pas posé. Alors, je demanderais au témoin de répondre aux questions et ne pas partir...

Alors, je vous posais la question. Si je comprends bien la réponse, c'est que pour la vigie, sur cette question-là, vous ne pouvez pas me nommer des contacts ou me donner des détails. Vous me dites simplement...

Mme MICHÈLE LABRECQUE :

R. Je peux vous donner des exemples, mais je n'ai pas de rapport à vous déposer. Donc, oui, j'ai des employés qui font de la vigie, ils ne font pas ça à temps plein. Ils font de la conception de programmes, ils font de l'animation de marchés, ils

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 243 - Me Franklin S. Gertler

font du support aux clients, aux partenaires et aussi ils sont parfois membres d'associations, ils sont abonnés à des publications.

On est, par exemple, style d'association où on est très présent, il y a le DSM Alliance, on est les quatre grands... plus grandes entreprises d'électricité au Canada où on se rencontre à fréquence régulière par voie de conférence téléphonique et une fois physiquement et où on a différents dossiers. Et à chaque année, bien, dépendant les sujets de l'heure, on peut ajouter ou retirer des dossiers et on partage notre vision et on partage aussi nos réalisations.

Il y a aussi le NEEP, N-E-E-P, le CEE., l'ACE aussi, l'Association canadienne d'électricité, ce sont tous des forums où on peut participer, soit par conférence téléphonique, téléconférence ou physiquement, et où on développe des contacts et donc, ça facilite... En cours de route, si on a des questions, bien, vu que les gens, on leur a déjà parlé, on les a déjà vus, on peut rapidement avoir l'information.

Au niveau technologique, maintenant, on est en relation avec le LTE et LIREC qui eux font une vigie avec des chercheurs partout à travers le

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 244 - Me Franklin S. Gertler

monde et nous tiennent informés de ce qui s'en vient, dans le fond, de qu'est-ce qu'il y a de nouveau sous étude et puis... Voilà!

15 h 10

Q. [272] Et si je vous réfère à qu'est-ce que Maître Lussier vous aviez posé des questions sur HQD-4, Document 2, la question 4., excusez-moi, e, à la question e) où on vous parlait des technologies et des recherches sur des options pour la gestion de la consommation et dans cette réponse-là vous parlez aussi d'une vigie de prospection, prospection, excusez-moi. Votre témoignage était au même effet que vous allez dans les organismes et vos employés lisent des études et échangent avec des collègues, mais ça ne donne lieu à aucun document à l'intérieur de votre service. C'est ça votre témoignage.

R. Non, non.

Me ÉRIC FRASER :

Objection. On est en train de faire un procès.

LE PRÉSIDENT :

Écoutez, écoutez, moi pour la vigie j'ai compris un peu comment ça fonctionnait chez Hydro-Québec, cent (100) personnes qui travaillent en efficacité énergétique. Le monde sont à l'affût. Donc je vous

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 245 - Me Franklin S. Gertler

inviterais Maître Gertler à passer à une autre question.

Me ÉRIC FRASER :

Merci.

Me FRANKLIN S. GERTLER :

Q. [273] Merci. J'aimerais vous référer maintenant au mémoire du GRAME-1, Document 2, pages 30, 31 où on mentionne un certain nombre d'approche au-delà du... diagnostic résidentiel, d'approches ou d'outils non tarifaires et non technologiques.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Excusez-moi, vous avez mentionné GRAME-1, Document 2, est-ce qu'il y a une page en particulier?

Q. [274] Document 2, pages 30 et 31.

R. 31, merci.

Q. [275] Oui, c'est ça. Où il est fait mention d'un programme en Bretagne qui utilise un site Web, www.echowatt-bretagne.france ou [.fr](http://www.echowatt-bretagne.fr) et ça constitue essentiellement à un système d'alerte par Internet aux gens lorsqu'il y a un problème de fourniture. Et je veux juste savoir si est-ce que Hydro-Québec d'abord était au courant de ce type, de cette initiative non tarifaire, non technologique?

Mme MICHÈLE LABRECQUE :

R. Oui, on a pris connaissance du document.

Q. [276] Dans le, dans le document. Puis alors vous n'avez pas, vous n'avez jamais évalué pour comme possibilité dans votre vigie pour le Québec?

R. On n'a pas évalué le programme comme tel, mais c'est ce qu'on fait avec, avec la TDT on envoyait un signal aux clients.

Q. [277] O.K.

R. Non, on ne l'a pas évalué.

Q. [278] Puis au niveau du « stand-by power », je ne sais pas comment dire ça en français, mais le fait qu'une demande en énergie de plusieurs appareils électroniques aujourd'hui qui font, finalement contribuent à la demande constante qui a pour effet de faire en sorte que la pointe va être plus haute. Avez-vous étudié des façons d'adresser ce problème-là du « stand-by power »?

R. Ça, je ne sais pas si c'est de ça que vous parlez là parce que c'est un terme que je ne connais pas, mais par exemple pour les décodeurs qui sont toujours allumés, c'est ça que vous voulez dire?

Q. [279] Oui, entre autres, c'est ça.

R. O.K. Bon bien justement oui on est en train de travailler un programme pour des décodeurs efficaces pour justement que, il y a des différents mécanismes qu'on est en train d'étudier. Comme par

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 247 - Me Franklin S. Gertler

exemple si le décodeur n'est pas actionné pendant un certain temps, bien il se met en mode arrêt et il faut réactionner le système pour le faire partir. En tout cas il y a différentes modalités qu'on est en train de regarder, mais on n'est pas encore prêt à proposer quelque chose.

Q. [280] Mais alors est-ce que votre travail sur cette question-là est...

R. Oui, en fait oui ça c'est des éléments qui sont sous vigie et puis lorsque les technologies sont matures et lorsque les coûts deviennent intéressants, bien là on les passe dans les tests des coûts évités, puis s'il y a un potentiel bien on va venir soumettre à la Régie un programme dans ce sens-là.

Q. [281] Pour les micro-ondes, pour les téléviseurs plasma?

R. Bien pour les téléviseurs plasma on a déjà un programme qui roule pour les téléviseurs qui sont ÉnergieStar. Pour les micro-ondes, selon moi la consommation est tellement faible, tellement marginale qu'il n'y a pas vraiment d'intérêt.

Q. [282] Est-ce que ces éléments-là sont déjà, un certain progrès sur ces questions-là est déjà considéré dans votre prévision...

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 248 - Me Franklin S. Gertler

R. Oui.

Q. [283] ... des besoins en énergie en puissance?

R. Bien en fait, ils sont intégrés dans les cibles du PGEÉ. Donc ce sont des programmes qui seront présentés dans le cadre du PGEÉ lorsqu'ils seront prêts.

Q. [284] Bon. Maintenant sur les compteurs, lecture à distance, une courte question. Vous avez mentionné une technologie qui vous permettrait une communication bi-directionnelle. Est-ce que vous pouvez préciser la nature de cette communication, de quoi il s'agit?

M. STÉPHANE VERRET :

R. Écoutez, l'information sera présentée dans le cadre du projet de lecture à distance.

Q. [285] O.K. Alors vous ne savez pas quelle technologie va être utilisée?

R. Nous avons une très bonne connaissance de la technologie, mais l'ensemble de l'information sera présentée dans le cadre du dossier au moment de l'autorisation par la Régie.

15 h 15

Q. [286] Très bien. Monsieur le Président, j'ai fourni à mon collègue certains documents auxquels je veux référer. Je vous donnerai maintenant également au

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 249 - Me Franklin S. Gertler

panel.

LE PRÉSIDENT :

Maître Gertler, vous en avez pour combien de temps encore?

Me FRANKLIN S. GERTLER :

J'en ai pour combien de temps?

LE PRÉSIDENT :

Oui.

Me FRANKLIN S. GERTLER :

Quinze (15), vingt (20) minutes à peu près.

LE PRÉSIDENT :

Une petite pause. Les témoins doivent... Je les voyais bouger sur leur banc. Ils me semblent un peu... Une pause quinze (15) minutes.

Me ÉRIC FRASER :

En fait, non, parce que les deux... deux des trois directeurs qui sont sur le banc ont une réunion importante à quatre heures (16 h), qu'on a remise de vendredi compte tenu...

LE PRÉSIDENT :

On va poursuivre.

Me FRANKLIN S. GERTLER :

On va arrêter cinq minutes, on va se discipliner.

Me ÉRIC FRASER :

Ou on peut arrêter tout de suite parce que...

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 250 - Me Franklin S. Gertler

Me HÉLÈNE SICARD :

Et si je peux ajouter pour votre journée de demain, vous allez... vous ne pourrez pas avoir UC pour présenter notre preuve parce qu'on n'a toujours pas les engagements. Alors, on va avoir ça demain matin si j'ai bien compris. Alors, vous disposez de votre journée complète pour continuer demain sur le panel 3.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Sicard. On va prendre une pause de cinq minutes puis on va revenir à et vingt-cinq (25).

SUSPENSION DE L'AUDIENCE

REPRISE DE L'AUDIENCE

LE PRÉSIDENT :

On peut y aller, Maître Gertler.

Me FRANKLIN S. GERTLER :

Oui. Merci. Monsieur le Président.

Q. [287] J'aimerais reprendre avec quelques questions sur la géothermie communautaire et sur les cibles en efficacité par rapport à l'activité aussi de l'Agence de l'efficacité énergétique. D'abord, sur la géothermie communautaire et les moyens de, l'optimisation énergétique des projets de

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 251 - Me Franklin S. Gertler

développement urbain durable, qui est un programme qui est annoncé dans le Plan global en efficacité énergétique Budget 2011, qui se retrouve dans HQD... excusez-moi, dans le dossier R-3740-2010, et c'est le document HQD-8, Document 8, c'est page... et je réfère plus spécifiquement dans l'extrait que je vous ai donné aux pages 47 et suivantes. Et, Madame la Greffière, je pense que vous m'avez dit que ce serait coté, alors C-ROEE-016.

C-ROEE-016 : Plan global en efficacité énergétique
Budget 2011 (Dossier R-3740-2010 -
HQD-8, Document 8).

Pour sauver du temps, je vais... je ne lirai pas, mais essentiellement dans ce budget-là, on annonce le programme de soutien à l'optimisation énergétique des programmes de développement urbain durable. Et à la page 48 on voit, entre autres, qu'un des volets importants de ce programme-là, c'est l'implantation de systèmes de chauffe communautaire à partir des énergies renouvelables.

Maintenant, l'autre pièce que j'ai soumise à l'intention des témoins puis la Régie, c'est un extrait, c'est un article qui a paru dans le

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 252 - Me Franklin S. Gertler

journal à Blainville, le journal Le Courrier en date du... c'est le vingt-sept (27) janvier deux mille onze (2011). Et le titre c'est « Fédération canadienne des municipalités, Fonds municipal vert, Groupe Platinum, Blainville, Quartier Chambéry » puis... En tout cas, c'est ça le titre. C'est un drôle de titre. Mais ça va être le ROEE-C-17. Où on parle, entre autres, d'un soutien d'Hydro-Québec à un projet municipal de géothermie.

C-ROEE-017 : Article paru dans le journal Le Courrier en date du 27 janvier 2011 :
Fédération canadienne des municipalités, Fonds municipal vert, Groupe Platinum, Blainville, Quartier Chambéry.

Maintenant, pour les questions, je vais aller droit aux questions les plus importantes. Dans ce cas-là, il s'agissait d'un soutien par Hydro-Québec à un projet, si je comprends bien, que c'est la propriété de la municipalité. Et qu'est-ce que je veux savoir, c'est, est-ce qu'Hydro-Québec participe à de tels projets en demeurant propriétaire de l'infrastructure, comme si vous

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 253 - Me Franklin S. Gertler

étiez propriétaire de l'infrastructure de
distribution?

Mme MICHÈLE LABRECQUE :

R. Non.

Q. [288] Et est-ce que c'est quelque chose qui était
envisagée?

R. Non.

Q. [289] Pourquoi?

R. Bien, parce que ce n'est pas dans les plans, dans
les projets du Distributeur d'avoir des
infrastructures de géothermie pour des fins
d'approvisionnement.

Q. [290] Est-ce que c'est quelque chose qui a été
considéré et étudié?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Non, ce n'est pas quelque chose qui a été considéré
de posséder nos propres actifs. Donc, nous, vous
savez, on procède avec des contrats et des
ententes. Et c'est les moyens dont on dispose.
C'est essentiellement ça. Ce n'est pas notre
mission de détenir des actifs en approvisionnement,
mais plutôt des contrats. Ce à quoi réfère votre
question, je ne suis pas certain que ça répond
mais...

Q. [291] Mais, moi, je pensais par analogie, comme

j'ai dit aux infrastructures, finalement, que vous possédez et distribution, puis aussi évidemment dans réseaux autonomes, vous faites de la production. Alors, ce n'est pas...

M. HANI ZAYAT :

R. En fait ce qu'on propose, c'est ce qui est dans le Plan. Ce qui est à l'extérieur du Plan, ce n'est pas des choses qu'on propose.

Q. [292] Et si je vous suggère que si Hydro-Québec le faisait directement, ça permettrait, vous permettrait de développer une expertise puis d'implanter cette approche-là à plus grande échelle, ce serait quoi votre réponse?

R. C'est quoi votre question plus spécifique

Me ÉRIC FRASER :

Écoutez, de toute façon, je vais m'objecter. C'est hypothétique. On parle de la géothermie. On distribue de l'électricité, nous. T'sais, on n'est pas dans la construction d'ingénierie civile pour faire de la géothermie. Par contre, on subventionne la géothermie lorsque c'est possible pour réduire la consommation d'électricité due à la chauffe. Donc, la ligne de questions sur, est-ce qu'on va se lancer en géothermie comme si on en faisait... ingénierie civile, je m'objecte.

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 255 - Me Franklin S. Gertler

Me FRANKLIN S. GERTLER :

Monsieur le Président, à cette heure-ci, je ne vais pas insister outre mesure. Mais je veux simplement vous soumettre que c'est de la position et du point de vue de mon client depuis toujours que qu'est-ce que fait la Régie de l'énergie puis qu'est-ce que doit faire Hydro-Québec, c'est subvenir aux besoins en énergie des Québécois. Et que ce soit en faisant de l'économie et de l'efficacité énergétique ou bien en utilisant des technologies nouvelles, on ne doit pas être nécessairement mariés au système exactement tel qu'il a toujours existé. Puis je ne pense pas que ça limite votre compétence pour autant.

15 h 35

Dernière série de questions assez rapidement, je pense, Monsieur le Président. J'ai soumis deux autres documents qui sont, un, un extrait de La stratégie énergétique du Québec 2006-2015. Et c'est plus particulièrement à la page 27. Et on va le coter ROEE-C-18.

C-ROEE-018 : Extrait de La stratégie énergétique
2006-2015 - L'Énergie pour construire
le Québec de demain.

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 256 - Me Franklin S. Gertler

Puis un deuxième, on va le faire tout de suite, qui est un article qui a paru dans Oilweek le vingt-trois (23) mars deux mille onze (2011) sous le titre « Hydro Quebec won't preclude abandoning its only nuclear power plan ». Et comme vous le savez, c'est un sujet qu'on traite. Et je vais y aller brièvement.

C-ROEE-019 : Article paru dans Oilweek le 23 mars 2011 sous le titre « Hydro Quebec won't preclude abandoning its only nuclear power plan ».

Messieurs, dames, vous noterez justement dans le Stratégie énergétique à la page 27, vous verrez qu'en bas de la page à gauche, page 27, on voit justement la note en bas de page numéro 4, c'est écrit :

Gentilly-2 d'une puissance installée de six cent soixante-quinze mégawatts (675 MW) est la seule centrale nucléaire en activité au Québec.

Puis ensuite, on dit dans la note qu'il produit cinq point deux térawattheures (5,2 TWh).

Maintenant, je comprends votre témoignage des

autres jours que c'est à l'effet évidemment qu'en vertu du contrat patrimonial, tout comme dans le contrat que l'électricité que vous recevez est produite à partir du système ou du parc d'Hydro-Québec. Mais ma question est la suivante, juste pour confirmation :

Q. [293] On évoque, le président, le chef de direction d'Hydro-Québec évoque la possibilité de ne pas procéder à la réfection de Gentilly-2 puis ne plus l'avoir dans ce parc-là. Alors, j'aimerais juste savoir que si cette possibilité se réalisait, est-ce que ça vous amènerait à changer votre planification à l'égard de l'approvisionnement en électricité patrimoniale?

M. HANI ZAYAT :

R. Bien, vous l'avez mentionné vous-même, que vous avez écouté mon témoignage à l'effet que le contrat patrimonial et l'ensemble des engagements du Producteur envers le Distributeur sont à travers l'ensemble de son parc. Et donc s'il ne devait pas faire la réfection de Gentilly, l'important, c'est qu'il demeure, qu'il ait les équipements nécessaires pour fournir ses engagements vis-à-vis de l'électricité patrimoniale et la réserve qui y est associée, ainsi que ses autres engagements vis-

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 258 - Me Franklin S. Gertler

à-vis de nous au-delà du patrimonial.

Q. [294] Alors, en énergie et en puissance, c'est
votre réponse?

R. En énergie et en puissance, bien sûr.

Q. [295] Et est-ce que cette possibilité avait été
étudiée dans la planification des approvision-
nements?

R. Ça n'a pas à être étudié dans l'approvisionnement
du Distributeur. Ce qui compte c'est la fiabilité
des approvisionnements patrimoniaux et
postpatrimoniaux en vertu qu'on a avec HQP.

Q. [296] Alors avec le contrat notamment de deux mille
cinq (2005), vous avez l'assurance qu'il vous faut
à ce niveau-là?

R. Pour l'instant, la centrale de Gentilly est encore
là.

Me FRANKLIN S. GERTLER :

Très bien. Ça fait le tour, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Gertler.

Me FRANKLIN S. GERTLER :

Merci.

LE PRÉSIDENT :

Donc, la Régie va ajourner ses travaux jusqu'à
demain matin. Demain matin, on commencera avec vous

R-3748-2010
6 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 259 - Me Franklin S. Gertler

neuf heures (9 h), Madame Paquet du GRAME, suivi du
contre-interrogatoire de la part de la Régie. Donc
bonne soirée à tous. Bonne réunion. Demain matin
neuf heures (9 h). Merci.

AJOURNEMENT

Nous, soussignés, JEAN LAROSE et CLAUDE
MORIN, sténographes officiels dûment autorisés à
pratiquer avec la méthode sténotypie et sténomasque
certifions sous notre serment d'office que les
pages ci-dessus sont et contiennent la
transcription exacte et fidèle de la preuve en
cette cause, le tout conformément à la Loi;

Et nous avons signé :

JEAN LAROSE
Sténographe officiel

CLAUDE MORIN
Sténographe officiel