

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 2 JUIN 2011

VOLUME 3

CLAUDE MORIN et ODETTE GAGNON
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 (ROEÉ);

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
2 juin 2011

- 4 -

TABLE DES MATIÈRES

	PAGE
LISTE DES ENGAGEMENTS	5
LISTE DES PIÈCES	6
PRÉLIMINAIRES	8
PREUVE DE HQD - Plan d'approvisionnement du réseau intégré (panel 2)	
LUC BERNIER	
HANI ZAYAT	
STÉPHANE DUFRESNE	
MICHÈLE LABRECQUE	
STÉPHANE VERRET	
INTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER	11
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me STEVE CADRIN	27
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me HÉLÈNE SICARD	203

R-3748-2010
2 juin 2011

- 5 -

LISTE DES ENGAGEMENTS

PAGE

E-3 HQD Fournir la date ou l'année de l'étude qui a servi à déterminer la réserve de 3 100 MW (demandé par l'UMQ)	188
---	-----

R-3748-2010
2 juin 2011

- 6 -

LISTE DES PIÈCES

	PAGE
B-64 : (En liasse) Curriculum vitae de Luc Bernier (HQD-6, Doc.1); Curriculum vitae de Stéphane Dufresne (HQD-6, Doc.3); Curriculum vitae de Michèle Labrecque (HQD-6, Doc.4); Curriculum vitae de Hani Zayat (HQD-6, Doc.10)	9
B-65 : Page 59 de 65 révisée de HQD-1, Document 1	9
C-020 : 2008 Québec Area Comprehensive Review of Resource Adequacy (11 mars 2009)	46
C-021 : (UMQ) Document intitulé « Hydro-Québec Triennial Review of Resource Adequacy - Novembre 2002 »	53
C-022 : Évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne sous contrat avec Hydro-Québec Distribution (octobre 2009)	100

R-3748-2010
2 juin 2011

- 7 -

C-023 : 2010 Long-Term Reliability Assesement (octobre 2010)	141
C-025 En liasse, pages 9 et 10 de la pièce HQD-1, Document 1, dans le dossier R-3648-2007	190
C-029 : (En liasse) Extraits des notes sténographiques du dossier R-3648-2007 du 30 avril 2008; pages 5 et 6 de la décision D-2008-076; pages 13, 14 et 15 de la décision D-2010-099.	229

R-3748-2010
2 juin 2011

- 8 -

L'AN DEUX MILLE ONZE, ce deuxième (2e) jour du mois
de juin :

PRÉLIMINAIRES

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

LA GREFFIÈRE :

Protocole d'ouverture. Audience du deux (2) 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. On serait prêt à
procéder, Maître Fraser?

Me ÉRIC FRASER :

Oui, nous aussi, Monsieur le Président. Alors,
bonjour, bon matin à tous. On a, en fait pour
distribution les curriculum vitae des témoins de ce
matin. Et on a également une correction d'une
coquille à HQD-1, Document 1, à la page 59, on
s'est aperçu qu'il y avait une note de bas de page
qui n'apparaissait pas sur le PDF. Donc, on dépose
une pièce, en fait une page révisée où apparaît la

note, ladite note. Et ce sera déposé... Donc pour les curriculum vitae, en liasse sous B-64. Et pour la pièce révisée, bon, c'est la page révisée de la pièce HQD-1, on sera à B-65.

B-64 : (En liasse) Curriculum vitae de Luc Bernier (HQD-6, Doc.1); Curriculum vitae de Stéphane Dufresne (HQD-6, Doc.3); Curriculum vitae de Michèle Labrecque (HQD-6, Doc.4); Curriculum vitae de Hani Zayat (HQD-6, Doc.10).

B-65 : Page 59 de 65 révisée de HQD-1, Document 1.

Alors, dans l'ordre en ce qui concerne les c.v., nous avons aujourd'hui le panel numéro 2, réseau intégré, et dans l'ordre à partir de mon extrême droite, vous avez monsieur Luc Bernier, délégué commercial Approvisionnement long terme; il est accompagné ensuite par monsieur Hani Zayat, directeur Approvisionnement en électricité; vous avez également monsieur Stéphane Dufresne, chef Planification et fiabilité; madame Michèle Labrecque, directrice Efficacité énergétique; et évidemment monsieur Verret qui accompagne ce panel.

Alors, Madame la Greffière, on serait prêt à faire assermenter les témoins s'il vous plaît.

L'AN DEUX MILLE ONZE (2011), en ce deuxième (2e) jour du mois de juin, ONT COMPARU :

LUC BERNIER, délégué Approvisionnement long terme, unité Planification et fiabilité, ayant sa place d'affaires au 75, boulevard René-Lévesque Ouest, 22e étage, Montréal (Québec);

HANI ZAYAT, directeur Approvisionnement en électricité, Hydro-Québec Distribution, ayant sa place d'affaires au 75, boulevard René-Lévesque Ouest, Montréal (Québec);

STÉPHANE DUFRESNE, chef Planification et fiabilité, Hydro-Québec Distribution, ayant sa place d'affaires au 75, boulevard René-Lévesque Ouest, Montréal (Québec);

MICHÈLE LABRECQUE, directrice Efficacité énergétique, Vice-présidence clientèle, Hydro-Québec Distribution, ayant sa place d'affaires au 2, Complexe Desjardins, Tour Est, 26e étage,

R-3748-2010
2 juin 2011

- 11 -

PANEL 2 - HQD
Interrogatoire
Me Éric Fraser

Montréal (Québec);

STÉPHANE VERRET (sous la même affirmation
solennelle),

LESQUELS, après avoir fait une affirmation
solennelle, déposent et disent comme suit :

INTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER :

Merci, Madame la Greffière. Alors, on va maintenant
procéder à l'adoption de la preuve, Monsieur le
Président.

Q. [1] Je vais commencer avec vous, Monsieur Bernier.
Je vous réfère aux pièces HQD-1, Document 1 et 2,
Plan d'approvisionnement réseau intégré; je vous
réfère également aux diverses demandes de
renseignements qui se retrouvent à HQD-3, Document
1, HQD-4, Document 1 à 9; et les réponses
complémentaires et la demande de renseignements
numéro 3 de la Régie à HQD-5. Évidemment, pour
toutes les questions qui ont trait au réseau
intégré et plus particulièrement à vos fonctions,
notamment en approvisionnement de long terme, avez-
vous participé à la préparation de ces documents,

Monsieur Bernier?

M. LUC BERNIER :

R. Oui, j'ai participé.

Q. [2] Je comprends que vous adoptez le tout pour valoir à titre de votre témoignage écrit en l'instance?

R. Oui, tout à fait, c'est exact.

Q. [3] Je vous remercie. Monsieur Zayat, je n'aurai pas tout à fait les mêmes questions pour vous puisqu'on comprend à la lecture de votre c.v. que vous êtes retourné aux approvisionnements énergétiques récemment. Vous avez pris connaissance de l'ensemble de la preuve?

M. HANI ZAYAT :

R. Tout à fait.

Q. [4] Et vous êtes prêt à être contre-interrogé sur cette preuve?

R. Tout à fait.

Q. [5] Je vous remercie. Alors, Monsieur Dufresne. Et, là, je reviens à la phrase que je répète depuis, que je répète à tous les panels en fait. Donc, je vous réfère aux mêmes pièces auxquelles j'ai référé monsieur Bernier. Plus particulièrement en ce qui concerne le réseau intégré évidemment lorsqu'on parle des réponses aux demandes de renseignements.

Je comprends que vous avez participé à la
préparation de tous ces documents?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Oui.

Q. [6] Que vous adoptez le tout pour valoir à titre de
témoignage écrit en l'instance?

R. Oui.

Q. [7] Je vous remercie, Monsieur Dufresne. Madame
Labrecque, mêmes questions. Évidemment en ce qui
vous concerne, on précise au niveau des éléments
qui concernent l'efficacité énergétique. Je
comprends que vous avez participé à la préparation
de ces documents?

Mme MICHÈLE LABRECQUE :

R. Oui.

Q. [8] Et que vous adoptez le tout pour valoir à titre
de témoignage écrit en l'instance?

R. Oui.

Q. [9] Je vous remercie. Alors, Monsieur Dufresne, je
n'aurai... Pas monsieur Dufresne. Monsieur Verret,
je n'aurai pas de questions pour vous puisqu'il a
déjà adopté l'ensemble du dossier.

Alors, pour débiter ce panel, je
demanderais à monsieur Zayat de faire une courte

présentation des enjeux du dossier. Alors, Monsieur Zayat, je vous cède la parole.

9 h 09

M. HANI ZAYAT :

R. D'accord. Merci. Messieurs les Régisseurs, bonjour. Donc, il me fait plaisir d'être de retour pour les dossiers d'approvisionnement. Alors, évidemment, donc en regardant le Plan d'approvisionnement deux mille onze, deux mille vingt (2011-2020) qui a toujours pour objectif, évidemment, de sécuriser les approvisionnements et la fiabilité du Distributeur aux moindres coûts, en tenant compte des risques. Quand on regarde le Plan d'approvisionnement qu'on a là, on constate dans le fond que les tendances des dernières années se confirment avec plus d'acuité. Elles se sont confirmées et se confirment encore au cours de ce Plan d'approvisionnement.

Quand on parle de tendances des dernières années, des besoins qui sont en faible croissance, en faible croissance pour l'horizon du Plan, pour les dix (10) prochaines années, mais qui se caractérisent surtout par des forts besoins en hiver, donc des besoins qui peuvent devenir

important en hiver. Et en même temps, des surplus qui sont aussi importants en été, donc une espèce de déséquilibre entre les besoins d'hiver et les surplus d'été.

Évidemment, au cours des dernières années, le Distributeur a développé différents outils pour se donner de la flexibilité dans le fond pour gérer ses approvisionnements postpatrimoniaux. Quand on parle de flexibilité, j'ai en référence dans le fond deux aspects majeurs. Premièrement, l'arrêt du fonctionnement de la centrale de TCE qui a été... qui est en place en fait depuis deux mille huit (2008) et qui a été renouvelé depuis deux mille huit (2008), mais aussi les ententes d'énergie différées qui nous ont permis de déplacer dans le temps des approvisionnements des années deux mille huit (2008), deux mille neuf (2009), vers des années où les besoins étaient présents, beaucoup plus loin dans... à l'horizon du Plan.

Évidemment, les objectifs des ententes d'énergie différées sont d'approvisionner les besoins du Québec, et donc ces ententes-là doivent être utilisées avec parcimonie et aussi donner de la... on essaie de maintenir la flexibilité qui est associée aux ententes d'énergie différées. Mais, ça

demeure un outil qui est important pour la flexibilité du portefeuille du Distributeur.

Au-delà de ces deux moyens-là demeurent certains besoins additionnels de flexibilité. On parle notamment de flexibilité intra-annuelle, donc à l'intérieur d'une année civile dans le fond pour pouvoir adresser les problèmes de surplus d'été et de besoins en hiver - ça, c'est un besoin qui demeure pour l'ensemble de l'horizon du Plan - et des besoins en puissance qui commencent à paraître de façon plus importante autour de l'hiver deux mille quinze (2015). Je dirais que ce sont les deux principaux enjeux.

Au-delà de ça, donc le Distributeur a présenté différentes possibilités stratégiques qu'il pourrait mettre en oeuvre au cours des prochaines... des prochaines années pour adresser ces enjeux-là.

Au-delà de ces moyens, je tiens quand même à mentionner que le Distributeur n'est pas un exploitant de centrales, hein! Ce qu'on fait, c'est qu'on gère des contrats d'approvisionnements et on s'assure qu'on rend compte de la suffisance des moyens dont on dispose pour gérer les approvisionnements et pour assurer dans le fond la

fiabilité des approvisionnements, et ça, pour le parc du Distributeur et pour le parc du Producteur qui... pour assurer la fiabilité du contrat patrimonial. Et cet exercice-là est fait avec les moyens qui sont disponibles dans l'ensemble du Nord-Est et qui sont utilisés dans l'ensemble du Nord-Est, avec les modèles qui sont présents.

Au-delà de ça, évidemment, j'ai pris connaissance des débats des derniers jours ici à la Régie et, à la lumière de la décision de la Régie concernant les... notamment l'entente globale de modulation, je voulais confirmer, reprendre dans le fond certaines caractéristiques de l'entente globale de modulation, peut-être les préciser et fournir... revenir sur les bases de référence qui peuvent servir, qui font guider cette entente-là. Évidemment, si l'entente n'est pas... on n'a pas d'entente encore, hein! C'est un projet, c'est toujours en discussion et c'est de façon préliminaire. Mais, je voulais au moins mettre sur la table dans le fond les grands paramètres qui nous guident à travers une telle démarche.

Évidemment, l'entente... l'entente de modulation vise essentiellement le transfert de l'énergie d'été vers de l'énergie d'hiver à travers

les contrats qui y sont assujettis. Aujourd'hui, on parle des contrats, essentiellement, des contrats éoliens, des contrats issus du programme d'achat des petites centrales hydrauliques et des contrats de biomasse. Et cette entente-là vise aussi donc à moduler les achats... les besoins intra-annuels, donc entre les besoins d'été et besoins d'hiver.

L'entente comporterait quatre grandes composantes dans le fond. On parle de quatre grands services, premier service qui serait des services complémentaires supplémentaires pour le Distributeur.

Juste pour revenir sur les services complémentaires. En deux mille cinq (2005), on a eu une entente sur les services complémentaires associés à l'électricité patrimoniale, donc une entente qui a été mise en place en deux mille cinq (2005) et qui couvrait l'ensemble des besoins du Distributeur, mais basée sur les besoins de... ou associée plutôt à l'électricité patrimoniale.

Évidemment, depuis deux mille cinq (2005), plusieurs moyens de production, plusieurs contrats se sont ajoutés aux approvisionnements du Distributeur. La demande du Distributeur a aussi évolué et surtout les caractéristiques de cette

demande, les profils de consommation de la demande ont aussi évolué. Et ce qu'on voit aujourd'hui, ce sont des besoins additionnels à la marge pour ce qui est des services complémentaires.

Donc, c'est des... de façon... on peut dire que ces besoins-là sont aussi issus évidemment des caractéristiques de la production éolienne. Donc, ce que l'entente de modulation inclurait, ce sont des services complémentaires supplémentaires à ce qu'on a déjà qui seraient nécessaires pour la gestion des approvisionnements du Distributeur.

Évidemment, ces services-là seraient nécessaires dans tous les cas. Dans le sens, c'est un besoin qui serait présent pour le Distributeur dans tous les scénarios. Et la tarification des services complémentaires, évidemment, c'est encore en mode de définition, mais comme base de référence, on essaie de trouver les correspondances avec les Tarifs et conditions du Transporteur, donc des services qui sont la tarification qui est déjà dans la grille du Transporteur.

Évidemment, il y a plusieurs... même à l'intérieur des services complémentaires, il y a plusieurs services et la correspondance avec la grille du Transporteur est à parfaire. Mais, comme

base de référence, ce serait un outil, en tout cas, ce serait notre base de référence pour commencer.

9 h 16

Le deuxième service dans l'entente de modulation c'est de la puissance complémentaire et pour revenir à la puissance complémentaire, dans l'entente d'intégration éolienne on parlait, l'entente d'intégration éolienne avec le Producteur prenait la livraison des parcs éoliens avec leur production propre et livrée au Distributeur à un profil qui est stable, heure après heure, de trente-cinq pour cent (35 %).

Évidemment au cours des dernières années on a regardé la contribution propre en puissance des parcs éoliens et on constate que les particularités des parcs permettent de compter sur une puissance propre des parcs qui est de l'ordre de trente pour cent (30 %). Donc et d'ailleurs on a commencé à inclure dans les bilans en puissance une contribution propre des éoliennes de trente pour cent (30 %).

Au-delà de cette contribution qui serait donc plus intrinsèque aux parcs éoliens, l'entente de modulation pourrait venir raffermir l'énergie qui est livrée, l'énergie d'hiver qui serait,

l'énergie d'été plutôt qui est ramenée en hiver des parcs éoliens, la raffermir avec de la puissance, avec de la puissance supplémentaire de l'ordre de quinze pour cent (15 %).

Autrement dit, quand on parle des parcs éoliens on a parlé de surplus d'été qu'on amènerait en hiver. Évidemment c'est de l'énergie, ça viendrait avec de l'énergie et là on rajouterait un raffermissement en puissance pour la période hivernale. Et on a parlé de ce raffermissement de l'ordre de quinze pour cent (15 %) pour ce qui est de l'énergie éolienne.

Évidemment les bases de tarification d'un tel service, là aussi on s'en remet à des références qui sont connues, donc une référence de prix de marché un peu comme ce qui est utilisé pour, que ce soit pour l'entente d'énergie différée ou pour même l'électricité interruptible. Donc on parle d'une référence de marché.

Troisième service qui est le service de modulation. Donc service de modulation, je l'ai défini tout à l'heure comme étant déplacement de l'énergie d'été vers l'énergie d'hiver, mais c'est beaucoup plus que ça, c'est un suivi dans le fond heure après heure de la production éolienne,

l'absorption de la production éolienne heure après heure, et aussi un suivi des caractéristiques de la consommation heure après heure en hiver.

Autrement dit on recevrait une énergie d'été issue essentiellement des éoliennes de façon horaire et elle serait modulée en fonction des besoins heure après heure pendant l'hiver. Donc évidemment c'est un service qui est plus complexe à spécifier, c'est du suivi assez près. C'est un service qui n'existe pas et pour lequel les références de marché est difficilement disponible. En fait on n'a pas trouvé de comparable sur ce marché-là et on est obligé de se remettre à des paramètres à revenir à la valeur intrinsèque de ce service-là.

Et la valeur dans ce cas-ci c'est d'éviter dans le fond le scénario alternatif qui est de faire des ventes importantes pendant les périodes de surplus et des achats qui peuvent être importants pendant les périodes de besoins.

Donc on peut s'en remettre à des simulations d'une certaine façon pour voir un peu les écarts entre les transactions d'achat, transactions de vente. Évidemment juste en termes de coûts de transaction ou de coûts associés à des

achats reventes, il y a déjà des frais qui sont importants et ce qu'on tente de trouver dans le fond c'est une base de tarification qui serait, qui serait basée sur ces coûts-là.

Finalement, la dernière composante d'une entente de modulation qui est le solde du compte. Évidemment l'entente vise à un déplacement intra-annuel de l'énergie et l'objectif du Distributeur est d'arriver avec un solde du compte qui est nul en fin d'année, dans le fond de gérer le solde.

Toutefois, ce n'est pas nécessairement toujours possible d'arriver à un solde nul, compte tenu des besoins et compte tenu des moyens qui sont déjà engagés. Et donc une des caractéristiques de l'entente c'est le rachat du solde par le Producteur. Évidemment dans ce cas-ci là aussi c'est des références, des références de marché dans le fond, je pense qu'on a eu à faire ce genre de transaction ou ce genre de balisage à l'intérieur de références de marché.

Et on va développer des formules dans le fond pour s'en remettre à des proxy qui utilisent le marché. Évidemment la question, les marchés sont capables d'absorber certains volumes, mais il y a certainement une certaine élasticité d'une certaine

façon où les prix peuvent être en fonction des volumes qui sont en question. Donc, quand on parle de références de marché, c'est références de marché avec une possibilité de tenir compte des volumes qui sont en jeu.

Donc les grandes, ce sont les quatre grandes composantes de l'entente de modulation. Qu'est-ce que ça donne en termes de coûts? En fait on a répondu à une question de UC et là je vous invite sommairement à regarder les réponses du Distributeur à une demande de UC qui est le tableau 22.1, HQD-5, Document 6, à la page 12, où le Distributeur a fait, a présenté les coûts d'approvisionnement projetés qui sont associés, qui sont du Distributeur et qui présentent dans le fond nos coûts.

La vision de nos coûts évidemment du plan d'approvisionnement avec une projection qui date du mois de mai et qui met en lumière les coûts projetés pour les approvisionnements patrimoniaux et pour les approvisionnements post-patrimoniaux, notamment les contrats de long terme ou les coûts associés aux contrats de long terme et on constate aussi qu'il y a des approvisionnements de court terme. Donc des achats et des ventes année après

année.

Les coûts de l'entente de modulation sont d'une, implicitement inclus dans ces coûts-là. Ce ne sont pas des coûts qui sont explicites pour l'entente de modulation, mais les services de l'entente vont venir se substituer à des coûts qui sont identifiés là.

À titre d'exemple, le raffermissement, la prime de puissance, le raffermissement de l'énergie d'hiver à travers une prime de puissance qui serait inclus dans l'entente de modulation est identifiée, elle viendrait se substituer à un coût d'achat de puissance qui est présent au tableau en deux mille quatre (2004), qui est ici donc les achats de puissance globaux du Distributeur en deux mille douze (2012) sont de dix-huit point quatre millions (18,4 M).

Évidemment les achats d'une partie de ce dix-huit millions-là (18 M) se retrouverait dans l'entente de modulation pour la composante puissance. Il en serait de même pour le service de modulation dont je parlais tantôt. Donc c'est un service qui vient essentiellement remplacer les transactions d'achat et de revente.

Et donc il viendrait dans le fond, il va

venir atténuer les coûts d'achat de deux mille douze (2012) qui sont identifiés à quarante et un millions (41 M) et qui va venir atténuer aussi évidemment les revenus de revente qui sont identifiés à dix-neuf point neuf millions (19,9 M) en deux mille douze (2012).

Autrement dit, le tableau qui est là présente la projection des coûts du Distributeur, évidemment vu d'aujourd'hui et l'entente de modulation vise dans le fond à améliorer ces coûts-là, à réduire ces coûts-là.

(9 h 25)

Donc, au-delà de ses qualités intrinsèques, des possibilités qu'elle donne au Distributeur en termes de flexibilité, de suivi de la charge, de gestion des équilibres intra-annuelles, surplus d'été, besoins d'hiver, elle permettrait une réduction de ces coûts-là.

Donc, l'analyse va se faire sur cette base-là. Et ce qu'on vise c'est de revenir avec un scénario détaillé dans le fond pour ce qui est de quelle est la base sans entente de modulation et, de façon plus spécifique, l'entente de modulation comment elle se décompose.

Par contre, les coûts du Distributeur, si

évidemment on se pose, on se positionne au mois de mai deux mille onze (2011), l'entente viendrait atténuer les coûts qui sont là.

Alors, ça complète pour moi ce matin.

Q. [10] En fait, je vous dirais que ça complète pour votre présentation.

R. Oui, c'est ce que je voulais dire.

Q. [11] Alors, Monsieur le Président, comme monsieur Zayat vient de le dire ça complète pour la présentation du panel en chef. Les témoins sont maintenant prêts à être contre-interrogés.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Fraser. Maître Cadrin pour l'UMQ.

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me STEVE CADRIN :

Alors bonjour, bon matin. Bon matin également à nos panelistes. Alors Steve Cadrin pour l'Union des municipalités du Québec.

J'ai remis hier en fin de journée une série de documents qui serviront à poser les questions qui seront référencés dans le cadre des questions. Je les ai remis à mon confrère maître Fraser en fin de journée hier.

J'ai également l'ensemble de ces documents ici. Ce qu'on pourrait peut-être faire c'est vous remettre toute cette série-là et on les cotera

lorsqu'on en aura besoin au fur et à mesure qu'on avance plutôt que de casser la séquence des questions à chaque fois.

Madame la Greffière, je vais vous remettre. Alors, on pourra les coter au fur et à mesure qu'on y arrivera. J'en retire un à chaque fois, je vous donne le reste.

LE PRÉSIDENT :

Maître Cadrin, ça fait plusieurs fois que je vous entends, moi, devant la Régie. Je connais vos qualités de présentateur.

Me STEVE CADRIN :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

Et j'ai été un peu surpris de voir l'estimé de votre contre-interrogatoire pour ce panel-ci, c'est-à-dire trois heures. Est-ce que ça tient toujours?

Me STEVE CADRIN :

J'oserais vous dire oui pour l'instant. On révisait peut-être pour descendre évidemment la quantité, le temps réservé. Puis c'est aussi on tenait compte aussi un peu des réponses et de l'avancement dans les réponses. Alors, pour l'instant je suis obligé de vous dire malheureusement oui.

Vous savez qu'on a un rapport qui traite passablement d'un sujet, qui touche à plusieurs sujets dans le fond, mais surtout au niveau de la puissance. Alors, en regardant les questions que j'ai devant moi, je pourrais peut-être être plus à l'aise de vous répondre à mi-course, en chemin.

Alors, je pourrai peut-être vous donner un meilleur estimé, donc vous suggérer éventuellement une petite pause je dirais après, vers dix heures et quart (10 h 15), dix heures et demie (10 h 30) quelque chose comme ça, puis à ce moment-là on pourra recentrer les questions pour voir où on en est puis je vous donnerai un meilleur estimé pour le reste de la journée, pour tout le monde aussi. Je comprends qu'il y a des gens après moi qui viennent aussi qui ont du temps.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Cadrin. Peut-être, Maître Sicard, vous avez quelque chose à rajouter?

Me HÉLÈNE SICARD :

Bonjour, Messieurs. C'est parce que si on en est au temps de contre-interrogatoire, hier sur le coup je me suis levée puis je vous ai dit que j'aurais une heure de plus. C'est un « rough estimate ». C'est fort possible que moi aussi je dépasse. Alors, j'en

R-3748-2010
2 juin 2011

HQD - PANEL 2
Contre-interrogatoire
Me Steve Cadrin

- 30 -

suis désolée.

LE PRÉSIDENT :

C'est beau. Merci, Maître Sicard. On en prend note.

Me HÉLÈNE SICARD :

Mais peut-être que les trois heures de maître
Cadrin vont me permettre...

LE PRÉSIDENT :

Connaissant maître Cadrin, il y a de fortes
chances. Allez-y.

Me STEVE CADRIN :

Vous me connaissez beaucoup.

LE PRÉSIDENT :

J'ai déjà eu des bonnes plaidoiries assez courtes.
Merci.

Me STEVE CADRIN :

Q. [12] Tout d'abord, on avait laissé une question
hier en plan, une question où on était à discuter,
qui fait aussi le lien avec un engagement et je
vais revenir sur cet aspect-là, une discussion sur
l'appel au public. Et on avait discuté des éléments
qui apparaissaient dans un tableau. Je comprends
que vous n'avez peut-être pas eu la chance d'être
présents hier. Je regarde les visages et je ne
pense pas que tout le monde était là. Mais on a
discuté de certains éléments d'information qui

manquaient dans le cadre de ce tableau-là.

J'en profite évidemment pour regarder, ce matin je regardais les notes sténographiques. L'engagement qui était de vérifier, et je vous fais lecture la page 6 :

Vérifier s'il existe des documents en lien avec la réduction préliminaire versus la réduction confirmée pour l'ensemble des événements énumérés au tableau de la page 83 du mémoire de l'UMQ.

J'ai compris que parfois ça ne se trouvera pas en documents, donc je comprends que documents et info, ou informations. Également, évidemment les fournir avec les sources en bout de piste, mais je pense que ça allait de soi. Mais comme l'engagement ne le prévoyait pas, je voulais être certain qu'on se comprenne bien. Et ceci incluant plus particulièrement le vingt-quatre (24) janvier deux mille onze (2011), surtout suite aux autres contre-interrogatoires par la suite je me suis aperçu que c'était peut-être important de s'assurer que s'il y a une réduction confirmée au vingt-quatre (24) janvier deux mille onze (2011), qu'on connaisse bien sa source, qu'on connaisse bien les

vérifications qui ont été faites et qu'on puisse confirmer ce montant-là qui était, je vous rappelle, trois cents (300) mégawatts.

Alors, il s'agit simplement d'une précision à l'engagement qui apparaît déjà qui est l'engagement numéro 1 du présent dossier.

Alors, je vous reviens là où nous avons laissé après cette discussion sur le tableau sur les quantifications de ces réductions-là. Nous avons discuté par la suite du fait qu'on ne tenait pas compte de l'appel au public comme étant un des moyens de gestion.

Et on avait référé dans une de nos questions, on avait référé à une réponse qui avait été donnée à l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-4, Document 2. Mais je peux vous en faire lecture, vous allez voir c'est relativement simple :

L'appel au public est dans la séquence des moyens de gestion d'Hydro-Québec et est utilisé seulement lorsque jugé nécessaire. La réduction de puissance qui s'ensuit est constatée a posteriori. Elle n'est donc pas disponible sur appel puisqu'aucune

certitude n'y est associée.

Alors, comme il n'y a pas de montant d'associé à ce moyen, nous avons posé la question et c'est la question qu'on se posait hier : à quel degré de certitude de l'un ou l'autre des moyens vous décidez de l'inclure ou de ne pas l'inclure dans les moyens effectivement chiffrés qui sont utilisés pour compléter dans ce cas-là la puissance? Là je peux faire référence à tous les moyens qui existent, tous sont relativement aléatoires, ils ont leur degré de risque de ne pas être présents, notamment à la pointe. Par exemple, l'éolienne, pour prendre cet exemple-là. Alors, essayer de comprendre comment vous vous adjugez de ce risque-là, de cette certitude-là pour décider de ne rien mettre au niveau de l'appel au public.

M. HANI ZAYAT :

R. Bonjour. Donc, pour peut-être revenir brièvement sur qu'est-ce qu'on... c'est quoi l'exercice de la fiabilité en puissance et le bilan en puissance tel qu'il est présenté dans un plan d'approvisionnement.

Évidemment, c'est un exercice de planification qui est fait là qui regarde un horizon, on regarde un horizon de dix (10) ans,

mais essentiellement les exercices de fiabilité en puissance c'est un exercice de quatre ans dans le fond où on regarde les aléas qui sont associés aussi bien aux moyens de production, l'incertitude qui y est associée et aux aléas qui sont associés à la prévision de la demande. Et donc, que ça soit la prévision de la demande en termes de prévision, mais aussi l'aléa climatique.

9 h 35

Donc, l'exercice de fiabilité met en relation les incertitudes qui entourent ces deux côtés-là. Donc, d'un côté l'offre, de l'autre côté la demande. Et on regarde quels sont les moyens dont on... quelle est la réserve qui est nécessaire pour pouvoir répondre à la demande, avec évidemment les critères de fiabilité qui sont donc une indisponibilité de pas plus que une fois aux dix (10) ans. On va l'exprimer comme ça, puis le modèle exprime point un jour par année, donc ce qui revient à une fois aux dix (10) ans.

Dans la séquence de... quand on regarde la séquence des moyens, dans les bilans de puissance, on inclut les moyens qui sont sûrs, qui sont sous le contrôle du Distributeur et donc pour lesquels on est capable d'enclencher des décisions qui font

en sorte que la demande va être servie, que les moyens vont être là et que les moyens vont pouvoir générer.

Donc, je peux faire référence, par exemple, au dernier marché qui est le marché du UCAP, donc marché de puissance, où on a une centrale qui est disponible et qui peut livrer de l'énergie sur demande, au besoin.

L'autre... l'autre moyen, c'est l'interruptible, évidemment, donc qui sont des consommateurs des grands industriels qui ont souscrit au programme d'électricité interruptible et qui sont prêts à s'effacer à la demande du Distributeur, avec des courts préavis. Donc, ce sont des moyens qui sont... sur lesquels on peut compter et qui répondent à la demande du Distributeur lorsque requis.

Il y a aussi la persistance de ces moyens-là, donc ce sont des moyens qu'on peut appeler plusieurs fois dans un hiver. Ils peuvent être appelés à répétition. Je peux illustrer avec l'interruptible. C'est un moyen qui peut être appelé jusqu'à cent (100) heures dans un hiver.

Maintenant, pourquoi on n'inclut pas l'appel au public dans les bilans de puissance?

Parce que l'appel au public est un moyen... reste un moyen exceptionnel dans le fond. C'est un moyen que, oui, on peut y faire appel. Mais, est-ce qu'on peut planifier en fonction d'un appel au public? Là on va un peu loin.

Et ce qui compte, c'est de pouvoir avoir un moyen qu'on peut appeler de façon régulière au cours d'un hiver. Le besoin, il peut se présenter une fois, mais un hiver froid, le besoin, il peut se présenter une fois, deux fois, trois fois. Et on pense que dans certains cas, dans les cas extrêmes, le besoin, il peut être présent pendant cent (100) heures. Donc, la pertinence de faire des appels au public pour cent (100) heures dans un hiver, on pense que c'est quelque chose qui n'est pas tout à fait raisonnable.

Maintenant, si on regarde qu'est-ce qu'on fait en termes de gestion opérationnelle? On reconnaît que le moyen existe, et c'est un moyen qui est là en termes de séquence de... séquence de moyen. Donc, il peut être appelé de façon exceptionnelle, comme ça a été fait à quelques reprises au cours des dix (10) dernières années. Donc, c'est un moyen qu'on peut appeler au besoin dans des cas extrêmes, mais qu'on ne peut pas

planifier comme étant un moyen régulier qu'on peut utiliser de façon... à tous les hivers ou à toutes les fois que le besoin s'est présenté, pour répondre à la demande québécoise.

Q. [13] Évidemment, on s'interroge toujours sur le moindre coût, donc la valeur potentiellement économique d'utiliser ce moyen que vous dites exceptionnel, avec les bémols que vous avez énoncés. D'abord, est-ce qu'il y en a une valeur économique à utiliser ce moyen-là? Est-ce qu'on est d'accord pour dire qu'il y en a une?

R. C'est le moyen ultime qu'on... ce n'est pas le moyen ultime, mais je le redis, c'est un moyen de dernier recours. Donc, le Distributeur, il fait sa planification et il gère son bilan en fonction des moyens qui sont planifiés, donc pour les moyens qu'il va contracter. Il va contracter des achats de puissance, il va contracter... il y a des achats de puissance dans ses contrats à long terme. Il peut mettre en place des contrats de court terme pour acheter de la puissance. Il peut contracter de l'électricité interruptible pour combler ses besoins de puissance.

Si au-delà de ça, dans une question de gestion opérationnelle, donc à quelques heures de

préavis, l'opérateur jugeait qu'il avait besoin d'un moyen additionnel qui est l'appel au public, il va y faire appel. Évidemment, dans ce cas-ci, il n'y a pas de... il n'y a pas de coût spécifique qui est attaché à l'appel au public pour le Distributeur, mais ça reste un moyen qui n'est pas là en termes de planification et pour lequel on ne peut pas compter, de façon planifiée, pour se substituer à d'autres moyens.

Q. [14] Mais, ça, je comprends. J'ai compris votre énoncé sur la question opérationnelle et disons de pouvoir utiliser ce moyen-là. Mais, la simple question que je posais, dans le fond là, c'était de dire évidemment, si vous n'avez pas, si vous n'utilisez pas ce moyen-là, il faut donc s'assurer d'avoir cette capacité de puissance-là ailleurs et il y a un coût associé. C'est une vérité de La Palice là, mais j'écoutais votre réponse qui était un petit peu plus longue.

R. En fait, pour comparer les deux services, il faut que les deux services donnent un service équivalent. Et dans ce cas-ci, je ne peux pas... je ne peux pas vraiment comparer un appel au public qui est un service que je peux appeler une fois... on va dire une fois aux trois ans, pour faire...

que je peux appeler une fois aux trois ans pendant deux heures, puis que je ne peux pas compter dessus le reste du temps, à un service d'électricité interruptible que je peux appeler jusqu'à cent (100) heures par année puis que je peux appeler jusqu'à vingt (20) fois dans une année.

Donc, c'est sûr qu'il y en a un qui coûte... l'appel au public, effectivement, je n'ai pas d'étiquette de prix qui y est associée. L'autre, j'ai une étiquette de prix qui y est associée, mais je ne suis pas du tout à service équivalent. Les deux ne me donnent pas la même fiabilité, ils ne me donnent pas le même service. Il y en a un sur lequel je peux compter, l'autre que j'utilise en dernier recours.

Q. [15] Évidemment, je n'essayais pas de vous faire dire que ça vaut la même chose que « autre chose » là. J'étais juste à vous dire que si vous n'avez pas ce moyen-là, vous devez dépenser des sous pour avoir la puissance nécessaire selon vos prévisions. Et ça, on va être au moins d'accord sur cet aspect-là, je pense, ou vous n'êtes pas du tout d'accord avec moi là?

R. C'est peut-être juste une question de formulation, c'est... Pour moi, quand on dit « je n'ai pas ce

moyen-là », ce n'est pas que je ne l'ai pas, c'est un moyen qui ne répond pas aux besoins. C'est plus dans ce sens-là.

Q. [16] D'accord. Donc, je reviens à ma question au niveau de la certitude des moyens, parce qu'il y a d'autres moyens là, vous en avez nommé certains qui sont plus certains, hein! Je m'excuse de faire deux fois le même mot. Vous avez nommé, par exemple, les centrales interruptibles. Évidemment, chacun a sa capacité ou sa possibilité de ne pas être présent, problématique potentielle de fiabilité intrinsèque au moyen que vous parlez.

Par exemple aussi, l'éolienne, on prend une moyenne de trente pour cent (30 %) au niveau de la puissance, mais on le sait bien, il peut être zéro, il peut être plus. Et on pourra y revenir dans d'autres questions tout à l'heure.

Et la question où je reviens là, je comprends qu'au niveau de l'appel au public, ce que vous me dites, c'est que vous ne voulez pas le planifier parce qu'il y a trop d'incertitudes reliées à ce moyen-là, tout simplement? Et là j'essaie de voir la quantification que vous utilisez versus d'autres. Et là vous en avez nommés des relativement certains là...

R. Oui.

Q. [17] ... l'interruptible et les centrales.

R. Bien, je vais peut-être vous revenir sur... mêmes les autres moyens que j'ai qualifiés de « certains », évidemment, ne sont pas inclus dans les bilans de puissance à leur face même, à leur valeur nominale. L'incertitude qui est associée à ces moyens de production-là se retrouve dans la réserve requise qui est associée au bilan de puissance. Donc, quand on regarde nos centrales, quand on regarde les autres moyens d'électricité interruptible, on dit qu'il y a les éoliennes, il y a de l'incertitude qui est associée à ces moyens de production-là et à leur disponibilité réelle au moment de la pointe, au moment du besoin du Distributeur.

Et c'est là où on s'en remet aux critères de planification dans le fond qui, je pourrais dire, qui est donc la probabilité qu'il y ait une perte... une perte de, je ne sais pas, pas une perte de charge, mais plutôt un besoin de délestage de pas plus que point un jour par année. Et c'est ce critère-là qui nous permet de calibrer dans le fond quelles sont les réserves, quelle est la planification qu'on a besoin de faire en plus pour

pouvoir... pour ne pas se retrouver dans ces cas-là plus que point un jour par année.

9 h 44

Donc l'interruptible, est-ce qu'il est certain? Non, il n'est pas certain. Et c'est pour ça pour qu'il y ait une réserve qui est associée à l'électricité interruptible qui a été évaluée à l'ordre de quinze pour cent (15 %). Donc, la réserve qui est associée à l'interruptible, c'est de quinze pour cent (15 %). Pour chaque cent mégawatts (100 MW) d'interruptible, on inclut quatre-vingt-cinq (85) dans les bilans de puissance. C'est la même chose pour les éoliennes.

Donc, des éoliennes peuvent produire entre zéro et cent mégawatts (0-100 MW). Par contre, évidemment, on ne peut pas compter sur cent mégawatts (100 MW) de production pendant l'hiver. Il y a une certaine incertitude. Et les simulations que l'on a faites montrent dans le fond que, en incluant trente pour cent (30 %) de contribution en puissance des éoliennes, on respecte le critère de planification, le critère de fiabilité qui y est associé.

Q. [18] Et l'appel au public, avez-vous fait cette analyse-là pour voir si, effectivement, il pouvait

y avoir, avec réserve, cette analyse-là complétée pour l'utiliser ensuite comme moyen dans l'approvisionnement? Parce que vous l'écartez d'emblée. Et, là, on regarde, vous disiez tout à l'heure, on ne peut pas l'appeler systématiquement, on voit ici que... Et, là, je fais référence plus spécifiquement à la page 83 de notre mémoire où étaient compilés, vous vous souviendrez, les séquences, les moments où il y a eu des appels au public.

En janvier deux mille quatre (2004), il y a eu quatre appels qui ont... bien, dans les cas où on a les informations, qui ont donné un résultat à tout le moins la journée qui est confirmée, qui est le quinze (15) janvier deux mille quatre (2004), un résultat intéressant. Et, là, on semble l'écarter tout simplement, on ne fait pas d'analyse pour voir si on ne peut pas l'utiliser ou le comptabiliser pour éviter, par exemple, des investissements ou d'autres types de contrats qui coûtent, et vous me permettez de reprendre l'expression, qui coûtent des sous.

R. Peut-être pour revenir à l'appel de deux mille quatre (2004). Brièvement, je ne suis pas sûr qu'on peut qualifier ça de quatre appels. Ma

compréhension, c'est que c'était un appel qui couvrait quatre pointes dans le fond. On a demandé au public de faire attention pour les pointes du matin et du soir pour les prochains jours, pour la vague de froid. Donc, tant qu'à moi, ça reste le même appel. On a demandé à notre clientèle.

Q. [19] Juste pour vous informer, je m'excuse, je ne veux pas vous interrompre, mais juste vous donner les dates. Le neuf (9) janvier deux mille quatre (2004), le premier appel, c'était un appel le matin; et quatorze (14), quinze (15), seize (16) janvier, et là vous allez avoir des appels qui vont être faits matin et soir, matin et soir pour le quatorze (14) et quinze (15), et matin pour le seize (16). Alors, il y avait cette vague de froid dont vous parlez qui était la deuxième séquence, si je peux dire, qui était trois jours. Mais le neuf (9) janvier n'était pas en lien à ce que vous disiez. Mais, là, vous n'aviez pas l'information sous les yeux. Je ne voulais pas vous induire en erreur.

R. On reste tout de même dans la même philosophie. Les appels, les appels au public ou les besoins de puissance sont là pour couvrir essentiellement des besoins de chauffage. On s'entend que la pointe

quand elle arrive au Québec, c'est parce qu'il fait froid, c'est parce qu'il vente, c'est parce qu'il y a un couvert nuageux qui fait que tout le monde a besoin de chauffer. Quand on fait appel à une centrale, elle démarre et elle produit de l'électricité. Elle est capable de fournir cette électricité-là pendant quatre heures, dix heures, cent heures s'il le faut.

Quand on appelle une industrie pour qu'elle s'efface parce que le besoin est là, c'est une consommation qui va diminuer et qui va être, qui va s'effacer pendant quatre heures, cinq heures, dix heures, jusqu'à cent heures s'il le faut. Donc, il y a une réduction, un moyen concret en arrière de ça. Quand on fait un appel au public, oui, on peut faire une réduction, mais c'est aussi surtout un déplacement de la charge.

On peut s'effacer en termes de chauffage pendant une heure par temps de grand froid, pendant deux heures, mais on ne peut pas s'effacer pendant deux jours. Il vient un temps où les systèmes repartent. Donc, je reviens sur la question de la... oui, c'est un moyen qui existe, oui, c'est un moyen sur lequel on peut compter en dernier recours, mais ce n'est pas un moyen qu'on peut

planifier pour combler les besoins.

Q. [20] En changeant de registre. Taux d'entretien et de pannes des centrales hydrauliques, et les références vont avec deux DDR notamment, donc celle de l'UMQ. Alors, il s'agit de HQD-4, Document 9 page 24, réponse 16.2. Et également la demande de renseignements numéro 1 de la Régie qui est HQD-3, Document 1 pages 8 et 9, réponse 3.1.

Pour compléter en fait, je vous dirige aux documents plutôt pour vous orienter dans où est-ce qu'on se trouve dans la preuve. Je ne fais pas directement de lien avec ces documents-là. On a remis tout à l'heure une série de documents. Le premier qui a été remis, ça dépend toujours dans quel ordre ils se sont rendus sur votre bureau, mais il s'agira du... Madame la Greffière, vous les avez devant vous. Donc, 2008 Québec Area Comprehensive Review of Resource Adequacy. Et c'est un document daté du onze (11) mars deux mille neuf (2009) pour les fins de la référence aux notes sténographiques. Et je crois qu'on est rendu à 010... 020.

C-020 : 2008 Québec Area Comprehensive Review of Resource Adequacy (11 mars 2009).

Et finalement, vous allez retrouver une compilation des différentes données à travers les années à la page 36 de notre mémoire, mémoire de l'UMQ. Si vous regardez dans peut-être l'expertise pour les fins... du mémoire, dans le fond, pour les fins d'avoir les données devant vous d'un seul coup d'oeil, les références que je vous ai données, c'est les références qui donnent les différents chiffres qui sont là et qui apparaissent d'ailleurs dans le document en question, dans le mémoire. Donc, ce sont les références sous le tableau.

On voit des pourcentages qui sont utilisés, « entretien typique en % pour les centrales hydrauliques », et vous allez avoir chiffres qui vont être identiques pour toutes les années, sauf l'année deux mille huit (2008). Et je vous rappelle que le chiffre de l'année deux mille dix (2010) est un chiffre qui a été donné en réponse à la demande de renseignements de la Régie dans le présent dossier.

La question, le chiffre deux mille huit (2008) est-il conforme, pas conforme, est-il... est-ce qu'il y a une erreur à ce niveau-là? Quel est le bon chiffre?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. O.K. Donc, juste un peu pour remettre le contexte.

Les données qui sont présentées, effectivement, dans la triennale deux mille huit (2008) sont les bons. Et ceux de la triennale deux mille cinq (2005), effectivement, sont les bons. Juste préciser, la demande de renseignements numéro 1 de la Régie dans laquelle on mentionnait que les taux de pannes étaient, associés à l'électricité patrimoniale, étaient les mêmes que ceux du présent dossier. Donc, effectivement, ça faisait référence à la triennale deux mille cinq (2005) pour l'électricité patrimoniale.

9 h 53

De deux, en demande de renseignements, effectivement, il y a une coquille qui s'est glissée. On avait mentionné que les taux de pannes étaient associés à la triennale deux mille huit (2008). Donc, ce n'était pas tout à fait ça.

Donc, je confirme que l'électricité patrimoniale, les taux de pannes qui sont implicites dans l'évaluation de la fiabilité c'est la triennale deux mille cinq (2005).

Maintenant, la distinction il y a deux exercices. Là je pense que ça vaut la peine de démystifier un peu les deux exercices. Exercice

NPCC. Donc, il y a des exercices qui se font à chaque année et qui sont dans le fond des exercices de la fiabilité qui sont requis par le NPCC pour l'ensemble de la zone de réglage du Québec. Donc, à tous les trois ans il y a un exercice plus complet qui se fait, triennale deux mille cinq (2005), la deux mille huit (2008), et cette année il va y en avoir un en deux mille onze (2011) où on va devoir représenter le tout. L'exercice complet un peu comme un plan d'approvisionnement, mais fiabilité zone de réglage du Québec.

Ces exercices-là ce n'est pas uniquement, ce n'est pas exclusivement les besoins du Distributeur et les ressources du Distributeur. C'est l'ensemble des ressources qui sont dans la zone de réglage du Québec. C'est ça la différence.

Donc, c'est pour ça que triennal, les taux de pannes, les taux d'entretien, c'est mis à jour à chaque triennale et, au besoin, dans les revues intérimaires. Deux mille neuf (2009), deux mille dix (2010), il y a eu deux revues intérimaires.

Cette année tout ça va être revu. Les taux de pannes vont être revus dans la triennale deux mille onze (2011) et vont être déposés au NPCC pour approbation. Il y a trois instances d'approbation

au NPCC.

Maintenant, donc je confirme que les taux de pannes, les taux, toutes les hypothèses rattachées, entretien-pannes rattachés à l'électricité patrimoniale au niveau de HQD, au niveau de l'électricité patrimoniale pour évaluer la fiabilité, le trois mille cent (3100) de réserve ce sont ceux de la triennale deux mille cinq (2005). Et ça, ça ne bouge pas.

Q. [21] Et si vous regardez le tableau, en fait ce que j'en comprends dans le fond c'est que deux mille huit (2008) vous dites c'est une autre façon de présenter les données parce que c'est une autre question qui est posée, c'est une autre zone qui est étudiée? Je résume peut-être un peu vulgairement.

R. Je ne vous dirais pas que c'est une autre zone. C'est que les ressources, au niveau du NPCC c'est qu'on prend l'ensemble des ressources du Producteur, on ne prend pas seulement le trente-sept mille quatre cent quarante-deux (37 442).

Q. [22] Je comprends.

R. Je vais vous le dire différemment, on prend l'ensemble. Donc, ça inclut, on va y aller plus grossier, les ressources qui ont été mises en place

depuis deux mille quatre (2004), deux mille cinq (2005), on parle de l'ensemble des ressources Eastmain-1A, les centrales, bon, qui ont été mises... Toulnostouc. C'est tout ça. Et en plus de ça c'est les engagements aussi qui ne sont pas les engagements du Producteur envers le Distributeur.

Donc, dans le patrimonial l'engagement qu'eux ils ont envers nous c'est l'engagement patrimonial, donc servir une charge de trente-quatre mille trois cent quarante-deux (34 342) avec la fiabilité associée qui nous procure la réserve de trois mille cent (3100). Mais ça dans l'exercice zone de réglage NPCC ça n'existe pas ce concept-là. Il n'y a pas de sous-ensembles, il n'y a pas de parc patrimonial. Donc, c'est toutes les ressources du Producteur et tous ses engagements.

Q. [23] Je comprends. Donc, ce que je constate, et peut-être en faisant référence spécifiquement à la page 36, c'est que le chiffre, par exemple de janvier zéro virgule quatre (0,4) qui apparaît pour deux mille dix (2010), qui est le bon chiffre pour les fins de notre dossier pour l'électricité patrimoniale.

R. Pour les fins du patrimonial, oui.

Q. [24] Alors, j'ai bien compris.

R. Oui.

Q. [25] C'est le même chiffre dans le fond que pour la triennale deux mille cinq (2005)?

R. Tout à fait.

Q. [26] Et j'oserais dire c'est le même chiffre aussi pour triennale deux mille deux (2002)?

R. Je vous ai donné la référence. Bien, à l'époque on s'entend que deux mille deux (2002) on n'est pas dans un mode de Hydro-Québec Distribution. Je veux dire ça existait, mais je veux dire ce n'était pas, le patrimonial n'existait pas. Donc, pour ce qui était au deux mille deux (2002) j'imagine que vous avez bien colligé les données, qu'elles sont dans le rapport ici présent.

Q. [27] Bien, je vais vous les remettre.

R. Non, je les vois.

Q. [28] Parce que ça apparaît comme une note de bas de page.

R. Tout à fait.

Q. [29] Mais j'avais prévu le document pour simplement que vous puissiez vérifier.

R. Oui.

Q. [30] Et qu'on puisse le regarder ensemble.

R. Oui.

Q. [31] Parce que vous m'avez parlé du NPCC tout ça.

R. C'est ça.

Q. [32] Alors, je veux bien se comprendre. Donc, il s'agira du « Hydro-Québec Triennial Review of Resource Adequacy, Novembre 2002 ». Alors ça sera 21 dans ce cas-là, C-021.

C-021 : (UMQ) Document intitulé « Hydro-Québec
Triennial Review of Resource Adequacy
- Novembre 2002 »

Me STEVE CADRIN :

Q. [33] Alors, là on est dans une instance comme on parle, pas un dossier de la Régie, donc une instance qui inclut la totalité d'électricité disponible et de la production disponible au Québec, dans la zone du Québec?

R. Tout à fait.

Q. [34] On ne fait pas de distinction ou de sous-ensembles?

R. Non.

Q. [35] Et là je vois que si je me dirige à la page 23 spécifiquement, on va retrouver un tableau qui, dans ce cas-là en fait c'est les mêmes chiffres que deux mille deux (2002).

R. Hum, hum.

Q. [36] Qui sont fournis dans le cadre de notre tableau à nous que nous avons confectionné, il va de soi. Mais il adonne également, peut-être par hasard et vous allez peut-être m'expliquer pourquoi, que c'est le même chiffre que pour triennale deux mille cinq (2005) où ce n'est plus les mêmes zones qui sont considérées. C'est un chiffre différent pour deux mille huit (2008) où c'est les mêmes zones qui sont considérées, ou la même zone qui est considérée dans sa globalité. Et on revient à deux mille dix (2010), deux mille deux (2002) et deux mille dix (2010) sont essentiellement les mêmes choses, mais on ne regarde pas nécessairement le même panier vous m'aviez dit tout à l'heure. Peut-être nous l'expliquer un petit peu, s'il vous plaît.

R. Je vous confirme que c'est la même zone, donc c'est la même zone de réglage du Québec. Par contre, ce qui a évolué, évidemment en deux mille deux (2002) on n'était pas là. On peut supposer qu'à ce moment-là le parc de production n'était pas le même qu'en deux mille quatre (2004), n'était pas le même qu'en deux mille cinq (2005), en deux mille six (2006), il ne sera jamais le même. Bon, de un.

Les hypothèses qui étaient là c'étaient les hypothèses basées sur le plan de maintenance, le plan d'entretien qui a été pris par le Producteur à ce moment-là. C'est clair que ce qu'ils faisaient en deux mille deux (2002) ils le refont en deux mille cinq (2005), ils l'ont refait en deux mille huit (2008), ils vont le refaire en deux mille onze (2011). Bon.

Je ne peux pas vous dire la raison fine du pourquoi du comment pourquoi qu'on est toujours à point quatre (,4) entre deux mille deux (2002) et deux mille cinq (2005), et pourquoi que c'est point deux (,2). Mais eux, à chaque triennale, ils révisent l'ensemble de leur parc, les ressources. Nous aussi on révisé, on regarde les contrats dont on dispose, postpatrimoniaux et les autres ressources, les achats prévus de UCAP sur les marchés.

Donc, ils vont refaire la même chose cette année. Ils prévoient leur plan de maintenance les prochaines années, programme d'entretien, et ils vont nous fournir le tout pour des fins de dépôt NPCC.

Donc, c'est des hypothèses qui sont mises à jour à tous les trois ans. Et s'il y a des impacts

majeurs à considérer à chaque revue à chaque année, au-delà du dépôt de la triennale, eh bien, ces hypothèses-là nous sont transmises et elles sont redéposées au NPCC et font l'objet d'un suivi, ce qu'on appelle l'intérimaire. Et nous ici c'est un état d'avancement à d'autres fins, mais sensiblement c'est la même chose. Donc, c'est des hypothèses.

Et nous, ça c'est des choses dans le fond propres à leur parc de production. C'est eux qui gèrent leur parc de production, ce n'est pas nous qui gérons leur parc de production. C'était de même en deux mille deux (2002), c'est de même en deux mille cinq (2005), c'était de même en deux mille huit (2008), ça va être encore comme ça en deux mille onze (2011).

M. HANI ZAYAT :

R. J'aimerais peut-être juste compléter un petit peu en amont. Je sais, je pense que vous portez une attention particulière au parc de la zone de réglage, au parc du patrimonial. Je voudrais juste peut-être prendre quelques instants pour expliquer le pourquoi de ça.

Le parc de la zone de réglage, évidemment c'est pour assurer la fiabilité de la zone au

complet avec les moyens de la zone, donc l'ensemble des moyens de production qui sont disponibles à la zone Québec, et aussi avec l'ensemble des engagements de la zone. Donc, que ça soit la demande, la demande interne, un besoin québécois, et les engagements du Producteur vis-à-vis des tiers. Donc, ça couvre cet ensemble. Et il y a des moyens qui sont spécifiques.

Quand on regarde l'autre exercice qui est fait par le Distributeur, c'est évidemment pour assurer toujours la gestion de la demande, besoin du Distributeur, et les moyens que le Distributeur a contractés. Donc, on parle de l'ensemble, pas des moyens de production dans ce cas-ci, mais on parle presque d'un contrat. Et à ce titre-là, le contrat patrimonial a été modélisé comme étant des centrales.

10 h 00

Mais je voudrais juste qu'on soit clair, il n'y en a pas de centrale patrimoniale. C'est un parc, le contrat patrimonial c'est des quantités d'énergie et une quantité de puissance et une réserve qui y est associée. C'est ça le contrat patrimonial.

Donc on ne change pas, on peut identifier

des centrales à titre de centrale patrimoniale,
mais c'est un exercice qu'on fait pour fins de
représentations de l'exercice de fiabilité pour le
Distributeur.

Q. [37] En fait, je vais résumer peut-être encore une
fois la réponse vous me confirmerez si j'ai bien
compris. Deux mille deux (2002), deux mille cinq
(2005), deux mille dix (2010), vous êtes en mesure
de nous confirmer que l'exercice de vérification
d'entretien typique en pourcentage des centrales
hydrauliques, l'exercice a été demandé et fait par
le Producteur à chaque fois et vous avez eu
l'information et c'est là qu'on la retrouve dans le
tableau?

R. Deux mille deux (2002) c'était le Producteur qui
était responsable, on s'entend que ce n'était pas
nous.

Q. [38] Effectivement.

R. Mais effectivement c'est le Producteur qui est
responsable, qui nous fournit ces informations-là
et je vous invite quand même juste à, c'est
entretien typique des centrales hydrauliques. Ce
n'est pas, c'est on s'entend qu'un parc hydraulique
c'est un parc hydraulique, c'est les centrales.
Puis l'entretien il est fait de façon je présume

assez standard. Donc il ne doit pas y avoir de variations importantes d'une année à l'autre.

Ce qui est important de capter par contre c'est des retraits qui sont faits. Donc des retraits qui sont en dehors de l'entretien, que ce soit une réfection, évidemment on va les capter dans les, elles vont être captées dans les revues triennales, elles vont être captées dans les exercices de fiabilité, mais à ce moment-là c'est des exercices qui sont plus, je veux dire c'est des centrales qui sont identifiées puis on dit une centrale est absente pour telle raison pour telle période. Là on va le reprendre.

Q. [39] Mais on se comprend c'est de l'entretien planifié là, c'est une déclaration si on peut dire du Producteur que j'entretiens à titre d'exemple zéro virgule quatre pour cent (0,4 %) du temps les équipements X, peu importe les équipements parce que je ne veux pas rentrer dans le détail, et c'est planifié d'avance et ça adonne que la réponse sur huit ans n'a pas changé? C'est simplement ça, c'est un adon, mais là vous dites que c'est une vérification que vous demandez, vous demandez confirmation pour que l'exercice soit refait à tous les trois ans?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. C'est un engagement que toutes les zones de réglage a de fournir ses entretiens. En fait le détail n'est pas, il y a des « guideline », on va dire il y a des guides de dépôt NPCC comme on en a à la Régie. Donc les hypothèses doivent être présentées dans les triennales en ce qui concerne les taux d'entretien, les taux de pannes.

La pratique courante qui est utilisée à Hydro-Québec c'est de prendre un historique de cinq ans, donc ça va être le cas cette année, il va y avoir une historique de cinq ans qui va être considéré pour les taux de pannes et comme le fournisseur, évidemment le fournisseur principal de puissance au Québec c'est Hydro-Québec Production, ils vont remettre à jour au besoin les taux d'entretien typique pour les centrales notamment au mois de janvier, mais aussi pour tous les mois de l'année considérée.

Q. [40] Je vais aller un pas plus loin dans la discussion. On a référé tout à l'heure à la demande de renseignements de l'UMQ, je faisais référence à la question 16.4, je n'étais pas sûr si vous l'aviez ouvert en même temps qu'on en parlait tout à l'heure, que c'est resté ouvert devant vous. La

R-3748-2010
2 juin 2011

HQD - PANEL 2
Contre-interrogatoire
Me Steve Cadrin

- 61 -

question était la suivante :

Veuillez expliquer la raison pour laquelle les taux d'entretien des mois de janvier, février et décembre ne sont pas nuls?

À zéro. Alors la réponse avait été :

La majorité des entretiens des centrales du parc du Producteur sont planifiés hors période de pointe.

C'est le point important disons. Et je continue un peu plus loin :

Toutefois certaines centrales sont sujettes à des restrictions reliées à un couvert de glace. Ces restrictions hydrauliques font en sorte que ces centrales ne peuvent fonctionner à leur pleine capacité. Ainsi le Producteur profite de ses plages de disponibilité pour mener des entretiens sur les groupes en arrêt hydraulique. Or, la majorité des entretiens d'hiver ont lieu hors pointe.

C'est la première section de la réponse. Est-ce que vous êtes en mesure de nous parler du pourcentage?

M. HANI ZAYAT :

R. Il faudrait juste être sûr de quoi on rend compte ici et de quoi on discute. Comme je l'ai mentionné tantôt on n'est pas l'exploitant des centrales, on ne remet, on ne détermine pas, on ne dicte pas, on n'intervient pas dans les décisions du Producteur des moments où il fait ses retraits de centrales, où il fait ses entretiens, où il fait sa planification.

L'important pour nous c'est que le Producteur soit en mesure de respecter ses engagements vis-à-vis du Distributeur en termes d'électricité patrimoniale et en termes de ses autres engagements au-delà de l'électricité patrimoniale, de ses autres contrats. Et donc l'exercice qu'on doit débattre c'est, est-ce qu'il est en mesure de nous fournir le cent soixante-dix-huit térawattheures (178 TWh)? Est-ce qu'il est en mesure de nous fournir le trente-sept mille quatre cent quarante-deux mégawatts (37 442 MW)? Là je parle de l'électricité patrimoniale. Et est-ce qu'il est en mesure de nous fournir ses engagements en vertu des contrats cyclables, des contrats de base et des ententes d'énergie différées?

Q. [41] J'ai changé de registre, mais je n'ai pas

changé de question là. Je suis toujours dans l'entretien typique pour les centrales hydrauliques spécifiquement. Alors là on discute, puis on dit bon, je suis avec vous je me dis dans le caractère optimal de l'entretien, on va essayer pour ne pas faire exprès pour en période de pointe ou en période où il fait particulièrement froid, de ne pas faire des entretiens planifiés, prévus.

Là on nous mentionne ah il y a un exemple particulier, il y a des centrales avec couvert de glace, donc avec des restrictions, ça fait que là on en profite de toute façon la centrale ne produit pas à cent pour cent (100 %). Alors on en profite, on pourrait en faire à ce moment-là. Ça c'était la réponse qui était donnée là. Réponse que vous avez vérifiée, que vous avez fournie en nous parlant de ce que le Producteur fait.

Alors la question évidemment c'est vous nous dites :

La majorité des entretiens des centrales du parc du Producteur sont planifiés hors période de pointe.

Je vous demande, êtes-vous en mesure de nous confirmer un quelconque pourcentage à l'égard de ce que vous avez affirmé dans la première partie de la

réponse?

R. Ce que je vous dis je vais tenter de, moi aussi je ne change pas de registre, je vais tenter de vous donner une réponse dans le même ordre d'idée que l'autre. L'important c'est que le Producteur soit capable de respecter ses engagements vis-à-vis du Distributeur. Donc oui, je pense qu'on a donné des éléments de réponse à votre question là. Je ne suis pas sûr qu'on doive discuter des moyens de gestion du Producteur et de sa façon de gérer ses centrales et la façon dont il planifie les entretiens.

Q. [42] Comprenez-moi, je ne suis pas en train de discuter de ça, je suis en train de savoir si vous connaissez la valeur à laquelle vous faites référence quand vous dites la majorité. Parce que je comprends de votre réponse que vous n'avez pas cette information-là?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Écoutez, si on prend le tableau que vous avez repris dans votre preuve.

Q. [43] À la page 36 du mémoire?

R. Page 37, je crois, le tableau 2.

Q. [44] 36, oui?

R. Quand on dit la majorité, je pense qu'on peut le voir directement à l'oeil c'est que la majorité des

entretiens se font en dehors de la période d'hiver. Donc on voit, si on se fie au tableau, on regarde exemple les mois d'été on parle de vingt pour cent (20 %), donc la réponse ça sous-entendait ça. Évidemment ces débats-là ont lieu, comme je répète encore une fois, ces hypothèses-là sont présentées au NPCC, elles sont questionnées dans les groupes de travail, les gens qui font l'analyse fine, de façon fine, chaque zone de charge, chaque zone de contrôle, il y a des rencontres qui se font, les gens du Québec, de New York, Ontario, ces hypothèses-là sont présentées et sont vues à chaque trois années.

S'il y a des changements à chaque année ils sont questionnés. Comme monsieur Zayat le mentionnait, nous on ne s'immisce pas dans cette évaluation-là dans le sens qu'on ne va pas vérifier si à la pointe il y a eu des restrictions. Nous ce qu'on s'assure c'est qu'à chaque mois de novembre on a une attestation qui est déposée ici à la Régie et on s'assure que le Producteur respecte son engagement patrimonial.

10 h 10

Maintenant, au niveau de la zone de charge, effectivement, il y a des données plus agrégées qui

tiennent compte de l'ensemble des ressources. Et ça, ça fait l'objet de dépôt NPCC, c'est questionné, c'est présenté. Et ici, comme je vous dis, on n'ira pas s'immiscer dans chacun des détails fins de restriction à la pointe ou indisponibilité.

Q. [45] Alors, la majorité, c'est donc quatre-vingt-dix-neuf virgule six pour cent (99,6 %), la réponse à la question que je vous posais. C'est ce que vous me répondez.

Me ÉRIC FRASER :

Bien, je pense que là on a un débat qui n'avance pas. Je pense que les témoins ont répondu jusqu'où s'arrêtait leur niveau de responsabilité dans l'exercice de fiabilité. Ils ont dit qu'ils n'étaient pas des exploitants de centrales.

Évidemment, dans le cadre des demandes de renseignements, on va plus loin que... parce que, bon, c'est un dossier qui est d'audience publique et qui aborde des sujets larges, mais ce panel de témoins-là ne peut pas et n'a pas la compétence, n'a pas le mandat, hein, je devrais plutôt dire « mandat », excusez-moi, excusez-moi, Messieurs - mais c'était compétence au sens mandat et juridiction. Je parlais comme un avocat,

évidemment, mais...

Ils n'ont surtout pas le mandat de discuter de ce niveau de détails-là qui relève de l'exploitation des centrales. Et évidemment, donc je m'objecte à ce que la ligne de questions là-dessus se poursuive pour les raisons que je viens de vous mentionner. Merci, Monsieur.

Me STEVE CADRIN :

Je vais répondre relativement simplement à l'objection. J'ai posé une question qui est très simple et très précise. Les réponses sont systématiquement longues et traitent de plusieurs sujets. Ça va. Je reviens à la question précise à chaque fois et on a une réponse qui a été donnée par le témoin. Au-delà la question de la compétence dont mon confrère a discuté.

Moi, je vois que le témoin est compétent et est à l'aise pour répondre à certaines questions, se lance dans certaines hypothèses en nous expliquant « vous voyez bien le zéro virgule quatre qui est là ». En fait, moi, je vous dirais, la vraie question, c'est combien dans le zéro virgule quatre sont des entretiens... à ce moment-là qui sont des entretiens planifiés.

Alors, on essaie de déterminer... Quand on

dit « la majorité des entretiens des centrales sont faits hors période de pointe », on essaie de déterminer un peu là où est-ce qu'on est dans cette histoire-là. Et là on parle simplement en chiffre, à partir d'un chiffre qui, selon moi, va avoir un impact aussi sur le taux de réserve par la suite.

Alors, on est à cette étape-là et les questions qui sont posées sont des questions de chiffre. J'ai suggéré qu'on n'avait peut-être pas la réponse, et depuis que j'ai suggéré ça, on répond, de différentes façons, mais sans répondre à ma question. Sur la question de « c'est quoi la majorité »? Ils ont dit « en majorité, les entretiens d'hiver hors lieu hors pointe ». Mais, c'est quoi le pourcentage? Si on le sait, on le sait, si on ne le sait pas, on ne le sait pas. On peut parler longtemps là-dessus, mais la question est simple.

Je préférerais que les témoins me disent « je ne le sais pas » plutôt que maître Fraser nous dise « bien, ils n'ont pas la réponse », selon lui, mais c'est juste...

Me ÉRIC FRASER :

Excusez-moi, je vais me permettre un petit commentaire. J'ai laissé aller le contre-

interrogatoire parce que je veux que ça avance parce que je pense qu'on est ici pour éclairer les gens. D'après ce que j'entends de mon confrère, je vais me lever pas mal souvent ou pas mal plus souvent. Là j'ai fait une objection générique à l'effet, écoutez, on n'a pas des exploitants de centrale, et on ne peut pas aller dans ces questions techniques-là et qu'on reste dans les questions qui relèvent de leur exercice de fiabilité.

Et là je suis obligé de dire que je vais y aller plus serré parce que je pense qu'effectivement l'exercice de fiabilité du Distributeur ne concerne pas toutes ces choses-là. Donc, le chiffre, on n'ira pas le chercher. S'il y a un amendement... s'il y a un engagement, excusez-moi, ça va être la même objection. On va demander d'aller chercher une information qui relève de HQP.

Et on peut laisser aller le débat puis voir jusqu'où nos témoins peuvent aller parce qu'ils sont très compétents, mais évidemment il y a une question ici de juridiction et de mandat. Les centrales, nous, on a du patrimonial, on a du post-patrimonial, et les critères de fiabilité rencontrent cela. Donc, si les lignes de questions

restent là-dedans, il n'y a pas de problème. Je vous remercie, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Bon. Maître Cadrin, j'ai bien suivi ce dossier-là - ce dossier-là - cette ligne de questions-là. Moi, j'ai compris quelque chose. On va probablement avoir des questions, la Régie, également sur ces tableaux-là. Mais, je pense que le témoin a très bien précisé sa réponse. Il a invoqué « c'est des chiffres qui ont été fournis par le Producteur ». Là vous voulez savoir comment se désagrège le point zéro quatre entre planifié et pas planifié. Moi, on me dit c'est point zéro quatre qui est planifié puis peut-être ça pourrait être différent là parce que ça va dépendre du couvert de glace, ça va dépendre si on peut les utiliser, puis ça va surtout dépendre des pointes.

Ça fait que là, à moins que vous vouliez repréciser, je n'ai pas saisi votre... l'élément fin où vous voulez aller, mais d'après moi, c'est assez bien répondu, donc je vous inviterais... Écoutez, vous pouvez toujours poser une autre question là, mais...

Me STEVE CADRIN :

En fait, Monsieur le Président, ce que je vais

faire là, c'est, sans discuter de l'objection finale de mon confrère, je vais continuer mes questions sur ces aspects-là. Je vais passer sur cette question où on était actuellement avec les réponses que l'on a actuellement, puis on fera la preuve qu'on a à faire tout à l'heure. On vous expliquera ça selon notre vision des choses, il va de soi, ou quand ce sera le temps de notre preuve.

Et je comprends qu'on a peut-être tourné autour de ce sujet trop souvent peut-être à ce stade-ci. Alors, je vais continuer, puis on verra si... parce que mon confrère annonçait une série d'objections, on verra par la suite parce qu'il y a des questions un peu plus complexes là derrière ça. Mais, simplement pour vous mentionner... puis, en fait, je vais commencer par peut-être cette question-là immédiatement pour que les témoins me confirment que je comprenne bien.

Le taux d'entretien typique pour les centrales hydrauliques qui apparaissent dans... « les taux » qui apparaissent à la page 36, est-ce qu'on est d'accord pour dire que ça peut affecter et ça va affecter le trois mille cent mégawatts (3100 MW), la réserve? Ça a un impact. Quel taux on va avoir là et à quel moment?

M. HANI ZAYAT :

R. La réponse est... je peux vous donner une réponse courte, c'est « non ». Ça n'impacte pas le trois mille cent (3100), mais je peux vous expliquer pourquoi ça n'impacte pas le trois mille cent (3100).

Les taux qui sont là, au risque de me répéter, sont les taux pour la zone de réglage au complet, donc pour l'ensemble du parc du Producteur qui, évidemment, a un parc qui est supérieur à ses engagements patrimoniaux. Lui, ce qu'il nous garantit, c'est que, avec l'ensemble de son parc, donc plus de quarante mille... quarante mille mégawatts (40 000 MW), il nous garantit qu'avec l'ensemble de son parc, il est capable de nous fournir ses engagements pour le patrimonial, donc qui est la pointe à trente-quatre mille trois cent quarante-deux mégawatts (34 342 MW), plus la réserve qui y est associée. Et ça, on est capable de le... de le valider. Et, en fait, il est beaucoup trop fiable pour les besoins du patrimonial. Par contre, notre engagement, ce dont on rend compte, on ne peut pas évidemment utiliser l'ensemble du parc du Producteur. Son engagement est limité et c'est ça qui compte pour le

Distributeur, c'est son engagement à lui.

Et donc, pour essayer de répondre à la...
je ne sais pas si c'est ça que vous vouliez dire,
mais je vais tenter d'y répondre pareil. J'imagine
que vous essayez de savoir si jamais ces taux
d'entretien étaient différents ou s'il faisait les
choses différemment, s'il se dégagait une marge de
manoeuvre qui faisait en sorte qu'il était plus
fiable, est-ce que le Distributeur en profiterait?

La question est « non » parce que ses
engagements sont de trente-quatre mille trois cent
quarante-deux (34 342) plus trois mille cent
mégawatts (3100 MW) pour l'électricité
patrimoniale. Donc, si jamais il planifie ses
entretiens différemment, s'il fait ses choses
différemment, bien, il va se dégager une marge de
manoeuvre différente, donc il va profiter, il est
maître de ses actions.

10 h 19

Q. [46] Mais savez-vous comment est calculé le trois
mille cent (3100)?

R. Le trois mille cent (3100) est basé sur la
représentation du contrat patrimonial, de
l'électricité qui a été définie comme patrimoniale.
Donc, les caractéristiques du cent soixante-dix-

huit térawattheures (178 TWh), les caractéristiques, le profil de la consommation de l'époque. Le patrimonial c'est quoi, c'est une photo qui a été prise à un moment donné dans l'histoire et qui reflétait un certain parc, une certaine demande, une certaine incertitude associée à cette demande-là à ce parc-là. Et ça a découlé d'une réserve qui était la réserve de trois mille cent mégawatts (3100 MW). C'est ça qui a été cristallisé dans un contrat patrimonial qui reflète des quantités en énergie, une quantité en puissance et un aléa de demandes, et une réserve qui a été associée.

Et là, on part de ça. On ne requestionne pas le cent soixante-dix-huit térawattheures (178 TWh), on dit c'est cette photo-là. Les moyens du Producteur ont bougé depuis, il a un parc plus grand, mais on est toujours à cent soixante-dix-huit térawattheures (178 TWh). Sa capacité de répondre à des appels de puissance a bougé, mais on est toujours à trente-quatre mille trois cent quarante-deux mégawatts (34 342 MW). Il a une réserve qui est fort différente de ce qu'il avait il y a six ans. Mais pour nous, on a toujours une réserve de trois mille cents mégawatts (3100 MW).

- Q. [47] Mais vous saviez qu'elle était autre avant, elle était trois mille sept cents (3 700) avant si je ne m'abuse, trois mille six cents (3 600) avant?
- R. Je n'ai pas l'historique complet. Mais je suis obligé de vivre avec. Ce qui compte pour moi c'est les contrats qui sont actuellement en place.
- Q. [48] Alors, selon vous, le trois mille cent (3100) est écrit au contrat?
- R. Le trois mille cent (3100) je le redis, le trois mille cent (3100) il n'est pas spécifiquement écrit, mais il découle de l'électricité patrimoniale, il découle de ces caractéristiques et il découle de l'aléa qui était associé à cette énergie-là, à cette demande-là. Et il a été cristallisé dans une entente pour les services complémentaires.
- Q. [49] On a fait beaucoup de discussions depuis, mais j'étais dans la deuxième partie maintenant de la réponse à la question où on parlait des centrales qui sont sujettes à des restrictions reliées à un couvert de glace. Et vous mentionnez que ces restrictions hydrauliques font en sorte que ces centrales ne peuvent fonctionner à pleine capacité. Alors, j'expliquais tout à l'heure on en profitait à ce moment-là pour faire des taux, pour faire des

entretiens, pas des taux d'entretien, je m'excuse, j'en perds mon latin.

Alors, d'abord à quelles centrales fait-on référence, le savez-vous?

Me ÉRIC FRASER :

Je suis sûr que mes témoins connaissent la réponse. J'ai dit que je m'objecterais plus souvent parce que tantôt j'ai laissé du « lousse » puis ça m'est retombé dessus. Alors, quelles centrales c'est des données d'opérateur. Objection.

Me STEVE CADRIN :

Q

Que ça soit des données d'opérateur ou pas, la personne qui vient nous discuter de la fiabilité puis de tous ces éléments-là, puis qui vient nous parler de la prévision de sa demande puis comment il va remplir ça, c'est le Distributeur. Qu'il obtienne l'information à l'extérieur ça va de soi, ça arrive régulièrement. Je ne m'attends pas à ce qu'il m'explique comment fonctionne la hauteur des chutes d'eau puis ce genre de choses-là. Ce n'est pas là-dedans où je suis. Je parle de quel équipement spécifiquement on parle ici.

Évidemment, il y aura une question après ça. Si on ne le sait pas, on ne le sait pas. Si on le sait, on le sait. Mais là je ne vois pas trop

trop où la question déborde le cadre d'un plan d'approvisionnement. C'est un équipement qui est identifié dans le cadre du plan d'approvisionnement pour nous desservir. On le sait qu'il fait partie du parc du Producteur puis on demande simplement d'avoir l'information est-ce qu'il y a un équipement, plusieurs équipements, puis comment ça va nous affecter après ça. Parce qu'après ça on prend des réserves, il y a-tu risque associé à ça puis on met de côté certains moyens puis on demande à aller chercher de la puissance supplémentaire sur un horizon. Vous savez où est-ce qu'on s'en va sur cet aspect-là alors il n'y a pas de surprise.

LE PRÉSIDENT :

Là d'abord, je vois à peu près où est-ce que vous allez aller. J'ai regardé vos questions sur les taux de pannes, les taux d'entretien. Je pense qu'à un moment donné on va parler de risque et on va y aller centrale par centrale. Je pense qu'on a beaucoup de questions qui ont été posées comme ça en DDR. Parce que moi l'impression que j'ai c'est que si on y va centrale par centrale, ce n'est pas trois heures que ça va nous prendre.

Me STEVE CADRIN :

Ce n'est pas centrale par centrale. Je m'excuse de

R-3748-2010
2 juin 2011

HQD - PANEL 2
Contre-interrogatoire
Me Steve Cadrin
- 78 -

vous interrompre, mais ça va écourter la question.
Mais ça n'y va pas centrale par centrale. Il y a
une question relative aux centrales qui sont
sujettes à des restrictions en lien avec un couvert
de glace. On commence et finit là la question des
centrales par centrale.

LE PRÉSIDENT :

O.K.

Me STEVE CADRIN :

Ces centrales-là ou cette centrale-là dont je veux
entendre parler ça s'arrête là. Alors, je vous
réconforte peut-être à ce niveau-là.

LE PRÉSIDENT :

O.K.

Me STEVE CADRIN :

Ou pas, je ne sais pas.

LE PRÉSIDENT :

Non, c'est intéressant. C'est intéressant comme
point. Ça vient de faire un petit entonnoir pour
moi qui me fait du bien. Par contre, j'ai entendu
la réponse de monsieur Zayat. Bien, il parlait de
sa réserve puis il dit « Quelles que soient les
réserves qu'il a en réalité, moi je suis garanti de
trois mille cent mégawatts (3100 MW). » Ça fait
c'est sa position.

En fin de compte est-ce que vous pouvez rajouter un peu plus sur les centrales qui ont des couverts de glace? Pour un gars de la Côte-Nord j'ai une bonne idée où elles sont les centrales couvertes de glace, mais peut-être pas en fin détail. Elles sont pas mal toutes couvertes l'hiver. C'est vrai que je ne comprends peut-être pas. J'ai votre expert. Il fait « fret » en haut.

Me STEVE CADRIN :

Juste peut-être parce que je ne veux pas qu'on parte sur une piste de questions, puis je ne veux surtout pas vous restreindre dans votre question à vous sur cet aspect-là.

Ma question était spécifique d'identifier les centrales qui ont des restrictions sujettes à la question en lien avec les couverts de glace. Alors, la question s'arrête là. Et on discutera puis on fera la preuve qu'on a à faire par la suite avec ça. Et vous allez voir qu'il y a certains éléments qui apparaissent déjà des documents que je vous ai remis et que j'ai remis hier soir à nos confrères sur cet aspect-là. Parce que là il y a des taux d'entretien qui sont là, puis là vous me dites le trois mille cent (3100), bon, ça ne changera pas. Bien, ça c'est de l'argument.

Maintenant, si je veux défaire l'argument de monsieur Zayat, à titre d'exemple si je ne suis pas d'accord avec lui sur sa position sur le trois mille cent (3100), bien, il faut que j'aie la preuve. Et là, la question que je pose ce n'est malheureusement pas une question d'argument mais une question de preuve. Ça peut être la bonne nouvelle du jour. Parce que ce que je veux savoir c'est une information tout simplement factuelle, un peu le sens de mes questions. Je n'aurai pas une longue discussion sur le sujet avec lui, je ne parle pas du degré de certitude de tout à l'heure où c'était plus compliqué.

LE PRÉSIDENT :

Écoutez, ça fait partie également, on a certaines préoccupations à cet égard dans la preuve du Distributeur. Donc, la Régie va prendre une pause à dix heures trente (10 h 30), quinze (15) minutes. Je vais aller vérifier c'est quoi les questions qu'on s'apprête à adresser au panel chez nous pour ne pas être pris pour me contredire un peu plus tard. Merci.

Me STEVE CADRIN :

Sage décision.

R-3748-2010
2 juin 2011

HQD - PANEL 2
Contre-interrogatoire
Me Steve Cadrin

- 81 -

PAUSE

11 h 00

LE PRÉSIDENT :

Rebonjour. Moi j'ai compris un peu dans le débat de tantôt que nos témoins avaient certaines informations sur la question portant sur les couverts de glace. Le débat sur le trois mille cent mégawatts (3100 MW) de réserve, on se pose la question, est-ce que c'est cristallisé? Est-ce que ça peut évoluer? Est-ce que ça peut être questionné?

Par ailleurs, je vois qu'il y a une objection de la part du Distributeur. Je ne sais pas si c'est parce qu'il n'est pas capable de répondre à la question ou est-ce qu'il estime qu'il n'y a pas lieu de répondre à la question. Est-ce que vous pourriez peut-être préciser davantage, Maître Fraser.

Me ÉRIC FRASER :

Avec plaisir, Monsieur le Président. Je pense que vous avez donné un élément de réponse dans votre, vos propos. Si quelqu'un me pose des questions sur le trois mille cent (3100), si quelqu'un me demande c'est quoi le trois mille cent (3100), d'où il

vient le trois mille cent (3100), je pense qu'on se situe dans un débat qui fait partie du plan.

Et je pense que si j'ai des questions qui commencent avec le trois mille cent (3100) puis qu'on commence à gratter sur le trois mille cent (3100) dans la mesure où c'est quelque chose qui nous appartient puisqu'on dit que ça découle de l'entente de deux mille cinq (2005) que c'est une photo de cette époque-là puis qu'il y a des arguments qui pourraient venir ou à poser des questions là-dessus. Je pense qu'on est dans un carré de sable qui, pour lequel j'aurais plus de difficulté à m'objecter.

C'est certain que quand on rentre sur les centrales, j'ai fait des exercices plutôt simples. Évidemment quand je vois centrales apparaître je vois HQP apparaître, je vois une autre division puis les objections sont plus faciles, puis l'information n'est pas, ne relève pas des gens qui sont ici et souvent doit nécessiter et quand je parle de centrales, je parle de centrales de HQP là.

Parce qu'évidemment si vous nous posez des questions sur TCE, avez-vous une centrale thermique? Je pense qu'en post-patrimonial à ce

moment-là le témoin va pouvoir répondre. Évidemment quand on parle du parc patrimonial ou du parc qui pourrait servir derrière le contrat patrimonial, bien là on tombe dans le plus détaillé. Évidemment si on rattache ça au trois mille cent (3100) bien on verra ce que mes témoins pourront répondre. Mais je pense que j'ai, je pense qu'on voit un petit peu les limites du carré de sable selon lesquels je devrai intervenir ou non là, mais j'espère que ça vous éclaire.

LE PRÉSIDENT :

Oui, il y a un bout de phrase que, ça m'arrive souvent aussi de ne pas intervenir. Mais lorsque vous avez dit qu'il y a de l'info que, je comprends que c'est de l'info qu'on pourra aller chercher. C'est ce que je comprends.

Me ÉRIC FRASER :

Il y a de l'info que je, bien évidemment dans les limites de ce que je viens de dire. Évidemment si c'est de l'info qui concerne le trois mille cent (3100), donc de l'information qui concerne le trois mille cent mégawatts (3100 MW), on verra les questions, mais si c'est de l'information qui relève du Distributeur, les témoins devront y répondre. S'il s'agit d'information qui ne relève

pas du Distributeur pour les raisons que j'ai mentionnées, ça va au-delà de ses contrats, ça va être plus difficile. Alors je, à moins que vous ayez d'autres questions.

LE PRÉSIDENT :

Bon considérant ce que vous venez de rajouter, Maître Fraser, sur le débat possible sur la réserve de trois mille cent (3100), considérant que la question de Maître Cadrin va en ligne avec ça, je présume que ça devrait aller en ligne avec ça. Ça fait qu'on va autoriser la question de Maître Cadrin et bien entendu on va prendre ça sous réserve là, je verrai un peu plus tard si on va vraiment avoir à trancher. Donc Maître. C'est sûr qu'on va avoir à trancher. Maître Cadrin, je vous, c'est dans quel sens, j'ai besoin d'être éclairé, c'est très simple. C'est comme les couverts de glace je sais qu'il y en a partout, il y en a pas loin à Montréal aussi. Donc allez-y.

Me STEVE CADRIN :

- Q. [50] La question est-ce que ça restreint quelque chose? Et comment. Alors la question que je posais puis je vais peut-être juste la reprendre puis voir si on se parle toujours des mêmes choses.
- Évidemment lorsqu'on avait posé la question, la

réponse 16.4, c'est là où on en était.

Donc il y avait la majorité des entretiens dont on a déjà parlé qui sont planifiés hors de la période d'hiver ou période hors pointe et là on questionnait le zéro virgule quatre (0,4). Là ensuite vous rajoutez dans cette même réponse-là, on questionne toujours dans le fond ce zéro virgule quatre là (0,4):

Toutefois certaines centrales sont sujettes à des restrictions reliées à un couvert de glace.

Ma question était, quelles centrales sont restées puis en lien évidemment avec le taux d'entretien qu'on voit dans le tableau puis ce que vous énumérez ici en termes d'entretien planifié l'hiver? Je ne sais pas si c'est clair ou pas clair.

M. HANI ZAYAT :

R. C'est clair, mais permettez-moi de revenir sur le trois mille cent (3100) aussi. Comme je le mentionnais tantôt la réserve associée au trois mille cent (3100) issue d'une photo qui a été prise au moment de l'électricité patrimoniale avec toutes ses caractéristiques.

Donc ses caractéristiques en énergie qui

sont quantifiées, ses caractéristiques en puissance, on a un décret qui donne huit mille sept cent soixante (8760) valeur horaire pour l'électricité patrimoniale. Donc il y a une valeur qui est associée à chacune de ces, à la répartition de l'électricité patrimoniale à l'intérieur de ce volume-là.

Et le trois mille cent (3100) donc comme je l'ai mentionné est issu de simulations, donc du même modèle de fiabilité d'assurer la fiabilité associée aux cent soixante-dix-huit térawattheures (178 TWh) qui, et aux aléas de la demande qui étaient présents à ce moment-là. Donc au moment de la photo qui a permis de déterminer le cent soixante-dix-huit térawattheures (178 TWh), les trente-quatre mille mégawatts (34 000 MW) à la pointe et un aléa de la demande qui était de quatre point cinq (4,5) à l'époque, quatre point cinq pour cent (4,5 %).

Depuis cette époque-là, l'aléa de la demande, si je ne focusse que sur celui-là, l'aléa de la demande a évolué et il a évolué des, pas aujourd'hui, mais il a déjà évolué en deux mille six (2006), deux mille sept (2007) et on en fait état au cours des plans d'approvisionnement depuis

deux mille cinq (2005). On en a fait état dans le cadre des états d'avancement aussi.

Et malgré l'évolution de l'aléa de la demande qui était en réduction soit dit en passant on a conservé la réserve de trois mille cent (3100). Donc on n'a pas, on est parti en disant la photo elle est resté telle quelle, c'était toujours trois mille cent (3100) la réserve associée à l'électricité patrimoniale et après ça les écarts qui sont imputables au Distributeur. Donc la variation de la demande, au Distributeur j'ai bien dit Distributeur.

Donc les écarts associés au, imputables au Distributeur, donc notamment en termes de variabilité de la demande, profil de la demande, évidemment c'est le Distributeur qui doit en assurer la présence. Donc la fiabilité elle est des autres variables c'est le Distributeur qui le prend.

11 h 10

Et depuis deux mille cinq (2005), l'aléa de la demande a été à la baisse pendant plusieurs années. Et on a tenu compte de cette révision de l'aléa de la demande, mais sans tenir compte, sans ajuster la réserve requise qui est associée au

contrat patrimonial. Donc, cette réserve est demeurée à trois mille cent (3100), elle est restée fixe. On a continué de l'appliquer. On considère que c'est quelque chose d'intrinsèque au contrat patrimonial. Maintenant, pour ce qui est de la question plus précise sur quelles sont les centrales où il y a des restrictions reliées à un couvert de glace. Je peux illustrer. Je pense que c'est notamment la centrale de Beauharnois.

Q. [51] Quand vous fournissez cette réponse 16.4 et quand on se pose des questions sur le tableau auquel on faisait référence où il y avait notamment les différentes valeurs, là, d'entretien typique en pourcentage pour les centrales hydrauliques, vous, Beauharnois, est-ce que c'est dans le zéro virgule quatre (0,4)? Autrement dit, ça n'impacte pas, c'est une centrale qui n'aurait pas pu produire à pleine capacité, on s'entend?

R. Je vais m'en remettre au trois mille cent (3100). L'ensemble du parc du Producteur est mis à contribution pour fournir ses engagements vis-à-vis du Distributeur. Donc, l'ensemble du parc du Producteur, incluant Beauharnois, incluant toutes les centrales qui y figurent, je crois, dans le rapport annuel d'Hydro-Québec, l'ensemble des

centrales du Producteur sont là pour supporter la fourniture de l'électricité patrimoniale, incluant Beauharnois.

Q. [52] Je vais la poser autrement peut-être la question. Zéro virgule quatre (0,4) en janvier, zéro virgule quatre (0,4) en février, zéro virgule quatre (0,4) en décembre, quand je prends l'année deux mille dix (2010), ou deux mille cinq (2005), ou deux mille deux (2002), est-ce que ça a un quelconque impact? Est-ce que ça change quelque chose? Parce que tout à l'heure, vous m'avez... Je comprends de votre réponse, tout à l'heure, vous m'avez dit : Bien, on va avoir trois mille cents (3100) pareil, quand même. Là, on a les taux de pannes... pas les taux de pannes, excusez-moi, les taux d'entretien. On les a. Mais ce que je comprends, c'est que, pendant la période de pointe, peu importe le zéro virgule quatre (0,4), on pourrait mettre zéro, on pourrait mettre zéro virgule quatre, ça ne change rien? Est-ce que c'est ça votre réponse?

R. On va reprendre la... Je pense que la question est intéressante. On va reprendre l'exercice, le point virgule quatre, zéro virgule quatre (0,4) qui est mentionné ici. Quand on le prend pour la zone de

contrôle Québec, donc quand on fait un exercice de fiabilité pour le Québec, c'est sûr qu'une variation des taux d'entretien amènerait une variation quant à la fiabilité de la zone de contrôle, amènerait des réserves requises qui peuvent être différentes, amènerait une marge de manoeuvre qui pourrait être différente pour le Distributeur. Donc, c'est sûr que ça a un impact assez direct en fonction des critères de planification qui sont reconnus en Amérique du Nord.

Quand on regarde maintenant la question pour le Distributeur. Pour le Distributeur, non, ça n'a pas d'impact dans la mesure où le Producteur a et maintient la réserve, les moyens de production requis, nécessaires pour fournir ses engagements vis-à-vis du Distributeur, incluant l'électricité patrimoniale et incluant les autres engagements qu'il a avec le Distributeur.

Q. [53] Je vais changer de registre, je vais changer de question. Je m'excuse, je n'avais pas allumé le micro. On y reviendra peut-être dans notre preuve à ce moment-là. Production éolienne maintenant. Je vous réfère plus spécifiquement encore une fois à notre demande de renseignements tout d'abord

(HQD-4, Document 9) cette fois-ci la page 14, réponse 8.2. Alors, on discute... Ça va pour les références? Oui.

Basé sur les constatations de la référence vi), veuillez indiquer si vous avez réalisé des évaluations de la contribution en puissance de la production éolienne pour des scénarios autres que celui de 3000 MW...

On sait qu'il y en a un pour trois mille mégawatts (3000 MW).

... mentionné à la référence...

Et, là, il y a « référence v ».

Dans l'affirmative, veuillez fournir les hypothèses et conclusions [...].

Dans la négative...

Et c'était la négative.

... veuillez indiquer si vous avez l'intention de procéder à de telles études et, si oui, à quelle échéance.

Vous avez mentionné que ces études-là seraient faites dans le futur mais pas maintenant. En résumé. Et il y a un certain nombre de raisons qui expliquent cette façon de voir les choses, quant à faire une étude plus restreinte ou une étude

progressive de l'entrée des éoliennes, et dans le bilan en termes de puissance, de contribution de puissance.

De tous les parcs éoliens qui sont pris en compte dans le présent Plan, quels sont ceux pour lesquels vous ne possédez pas de séries chronologiques de production éolienne et pour lesquelles une reconstitution devra être faite? Et, là, je fais référence donc à votre réponse. C'était le premier élément de base, dire, pas refaire ça à chaque fois. Là, je vous pose la question : Pour lesquels il n'y en a pas?

R. Alors, l'ensemble des moyens qui sont sous contrat avec le Distributeur, donc on parle des contrats éoliens qui sont issus des deux appels d'offres, donc du premier mille (1000) en Gaspésie et du deuxième appel d'offres de deux mille mégawatts (2000 MW). Donc, ce qu'on a représenté, c'est l'ensemble des parcs éoliens qui sont issus de ce trois mille mégawatts (3000 MW) là. Et c'est ce qui est inclus dans les bilans du Distributeur. C'est ce qui est représenté. Et ces analyses ont été faites pour ces parcs-là. Évidemment, lorsque le Distributeur aura d'autres parcs et qu'il les inclura à son bilan en énergie, bien, il y aura des

exercices similaires qui seront faits pour tenir compte de l'ajout de ces parcs-là. Et on regardera aussi la contribution en puissance. Donc, on regardera l'ensemble.

Q. [54] Peut-être que j'ai mal phrasé la question.

Trois mille mégawatts (3000 MW), c'est l'étude qui est faite. On sait que la réponse, si on faisait avec un autre nombre de mégawatts, la réponse serait différente, elle ne serait pas nécessairement linéaire. On en a déjà parlé. Je ne veux pas revenir sur ça. Ça, on est d'accord là-dessus, à ce stade-ci, ça va?

R. Dans le fond, on ne fait pas des analyses théoriques, hein. Les analyses qui sont faites, c'est pour regarder spécifiquement les parcs qu'on a sous contrat. Donc, ils tiennent compte des FU qui sont prévus pour ces contrats-là. Ils tiennent compte de la localisation de ces parcs-là. Ils tiennent compte des caractéristiques propres de chacun de ces parcs-là. Et c'est simulé en fonction des historiques de vent, de température qu'on connaît pour voir quelle aurait été ou quelle serait la contribution de ces parcs-là en fonction de leurs caractéristiques qui sont propres et en fonction des climatologies que l'on connaît. Donc,

c'est fait évidemment dans un but précis de représenter la contribution des parcs éoliens à nos bilans, aussi bien en énergie qu'en puissance.

Q. [55] Ça, je comprends, mais je répète encore la question, peut-être que, encore une fois, je la phrase mal. À mille mégawatts (1000 MW), à deux mille mégawatts (2000 MW) de parcs éoliens et à trois mille mégawatts (3000 MW) de parcs éoliens, on est d'accord pour dire que la contribution en puissance va varier, mais pas nécessairement de façon linéaire, ça ne sera pas toujours trente pour cent (30 %) à titre d'exemple, qui va être le résultat. Ça, on a déjà discuté de ça dans le cadre des demandes de renseignements. Je veux juste mettre ça sur la table en commençant. Est-ce qu'on est d'accord pour dire que ce n'est pas simplement dire, bien, s'il y a deux mille mégawatts (2000 MW), bien, on garde le trente pour cent (30 %), puis on n'a rien à faire d'autres?

11 h 19

R. La contribution des parcs est sujette à plusieurs variables, hein, ce n'est pas juste, on peut le prendre sous l'angle des quantités, on peut le prendre sous l'angle FU, on peut le prendre sous l'angle position géographique. Donc, c'est

l'ensemble des caractéristiques des parcs. La question de la dispersion géographique aussi compte. Donc, c'est l'ensemble des facteurs qui a permis d'aboutir à un résultat de trente pour cent (30 %) de contribution de la puissance éolienne. Ce que j'essaie de redire, c'est que c'est très spécifique aux parcs qu'on a, à leur dispersion géographique, à leur localisation, à leur capacité de produire, et caetera.

Q. [56] Mais à trois mille mégawatts (3000 MW), quand vous faites un scénario, vous n'en faites pas douze, vous en faites un, vous n'avez pas d'intégration, vous en faites un, trois mille mégawatts (3000 MW). Alors, à trois mille mégawatts (3000 MW), vous avez pris tous les parcs. On est d'accord?

R. Oui.

Q. [57] On sait où ils sont placés. On a les études de vent, comme on parle, qui sont les reconstitutions de séries chronologiques de production éolienne, si j'utilise la bonne expression. On est d'accord? Juste répondre verbalement. Excusez-moi!

R. Oui, je vous écoute.

Q. [58] D'accord. Donc, on a le gros du travail au niveau de ces trente-six (36) ans-là. C'est réglé.

On les a pour tous les parcs.

R. Oui.

Q. [59] Bon. La question qu'on vous avait posée à l'époque était de dire, bien, si on n'a pas tous les parcs ou si on veut tenir compte dans le temps, dans l'avancement du temps de ces parcs-là qui arrivent les uns après les autres, si on veut tenir compte de leur contribution en puissance de façon correcte, on doit refaire l'analyse en fonction du bon nombre de mégawatts que l'on a à chaque année.

C'est un peu ça le sens de la question qu'on avait. Si c'était mille mégawatts (1000 MW) dont on disposait, exemple, en deux mille treize (2013), pour faire un exemple, qui n'a peut-être aucun rapport, quelle est la contribution en puissance. Et, là, vous avez juste la réponse pour trois mille (3000). Vous n'avez pas la réponse autres. C'était là où on allait dans la question.

Donc, qu'est-ce qui vous manquerait dans les informations? Parce que, là, je comprends que la reconstitution des séries chronologiques de production éolienne, c'est là où le bât blesse, c'est là où c'est compliqué, les parcs, on sait où ils sont, c'est les mêmes parcs, ils n'ont pas changé d'endroit. On les a déjà étudiés. Ils sont

dans l'étude. Bon. Il y en a peut-être qui ne sont plus au même endroit. Il y en a peut-être qui sont annulés. Alors, la question que je vous posais tout à l'heure, c'est lesquels ont changé de place ou lesquels ont été annulés sur le lot complet de parcs?

R. Je vous dirais pour répondre à votre question qu'il n'y a pas de changement significatif qui nous permet de croire que la contribution de trente pour cent (30 %) a changé avec les modifications somme toutes mineures qui sont intervenues dans nos contrats ou dans les... bien, c'est ça, dans les contrats associés aux appels d'offres de trois mille mégawatts (3000 MW). Donc, il n'y a pas de changement qui nous porte à croire que cette contribution pourrait être révisée, ou devra être révisée.

Q. [60] Vous dites, même s'il y a des parcs en moins, certains parcs en moins, même s'il y a des parcs qui ont changé d'endroit, l'impact total ne sera pas significatif, c'est ça?

R. Effectivement.

Q. [61] Et, ça, c'est toujours en tenant compte de trois mille mégawatts (3000 MW) en bout de piste?

R. C'est les parcs qu'on a présentement sous contrat.

Q. [62] Et si on prend les années, au fur et à mesure où on avance, à titre d'exemple, si on prend le cas des Méchins à cent cinquante mégawatts (150 MW), mais là vous me corrigerez si je fais des erreurs à ce niveau-là, qui n'a plus lieu d'être, si j'ai bien compris, peu importe à quelle année il arrive, la contribution en puissance d'éoliennes, ça ne sera pas affecté? Exemple, s'il y a juste mille mégawatts (1000 MW) cette année-là, puis on en enlève cent cinquante (150) parce que les Méchins débarque de la production... Puis je prends un exemple tout à fait théorique, je ne sais pas à quelle année était prévu au départ de les Méchins. L'impact sur trois mille (3000), c'est une chose. Mais l'impact de cent cinquante (150) sur mille (1000), c'en est un autre.

R. La contribution en puissance est un pourcentage. Quand on dit trente pour cent (30 %), c'est trente pour cent (30 %) des parcs qui sont existants. Dans le cas de les Méchins, évidemment, il a été enlevé des bilans. Donc, il ne figure plus aux bilans ni en énergie ni en puissance. Maintenant, sur la contribution à trente pour cent (30 %), elle est toujours à trente pour cent (30 %).

Pour que cette contribution soit... pour

qu'elle doive être révisée en tenant compte de les Méchins qui a un parc de cent cinquante mégawatts (150 MW) sur trois mille (3000), il aurait fallu que la contribution spécifique de les Méchins soit nettement différente du trente pour cent (30 %) moyen pour qu'elle ait un impact significatif sur la moyenne globale du trois mille (3000). Donc, si je me réexplique. Pour que cent cinquante mégawatts (150 MW) sur trois mille (3000) vienne changer significativement la moyenne, il faut que ce parc-là se distingue de façon très nette de l'ensemble des autres parcs. Ce qui n'est pas le cas, je crois.

Q. [63] En fait, je reviens donc à la question qu'on avait posée en demande de renseignements. Je ne comprends pas ce qui vous empêche de répondre à nos questions, notre question. Puis je pourrais peut-être la poser de façon spécifique. Avec les parcs éoliens que vous prévoyez être en service pour chacun des hivers de l'horizon du Plan, et en faisant abstraction des quelques parcs dont vous n'avez pas de séries, mais là je comprends que, vous me dites, bien, ce n'est pas significatif, donc qu'on les tienne, qu'on ne les tienne pas, ce n'est pas important pour les fins de la discussion,

R-3748-2010
2 juin 2011

HQD - PANEL 2
Contre-interrogatoire
Me Steve Cadrin

- 100 -

pouvez-vous faire l'exercice, tel que déposé lors de l'état d'avancement du Plan d'approvisionnement 2008-2017, soit le trente (30) octobre deux mille neuf (2009)? Et l'exercice, on a déposé un document pour... qu'on n'a pas coté encore : Évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne sous contrat avec Hydro-Québec Distribution, octobre deux mille neuf (2009). Et nous sommes à C-022.

C-022 : Évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne sous contrat avec Hydro-Québec Distribution (octobre 2009).

On vous a fourni certaines pages, en fait les pages 6 et 7 qui parlaient des reconstitutions. Et on avait également la localisation des parcs éoliens des deux premiers appels d'offres et regroupement en fonction des régions de transport. Vous aviez une énumération pour... qui aurait pu servir à la première question aussi.

R. Excusez-moi! J'ai-tu manqué une question?

Q. [64] Je vous voyais discuter. J'étais convaincu que vous aviez compris une question. Je vous remets en contexte. 8.2, on vous demande si vous avez fait

d'autres... question 8.2, réponse 8.2 de la demande de renseignements, on vous demande si vous avez fait d'autre chose que le trois mille (3000). Vous me dites « non ». Puis vous me dites « on ne le fera pas, on va le faire plus tard ». Là, on vous demande... Puis là vous nous donnez une série de raisons pourquoi on ne peut pas le faire dans le fond. Essentiellement, c'est « on ne l'a pas fait parce que ». Là, je regarde la série d'éléments qui sont là. Puis je vais commencer par le premier : la reconstitution des séries chronologiques de la production éolienne; on a parlé également de la localisation des parcs; on a parlé de ceux qui ne sont plus là, qui sont là peut-être, ou qui ont changé d'endroit. Donc, on a parlé de tout ça ensemble. Ce n'est pas vraiment significatif dans le cas de notre dossier, dans le cas de notre évaluation. Je dis O.K. d'accord, mais pourquoi vous ne faites pas l'exercice, pourquoi on ne pourrait pas faire l'exercice année par année si je vous demandais de le faire maintenant, année par année pour les hivers pour tenir compte de chacune des productions éoliennes réellement en place? Tel qu'il apparaît dans votre preuve HQD-1, Document 1 page 53, vous avez les éoliennes qui entrent. Et

vous appliquez le trente pour cent (30 %) comme on a dit « accross the board »?

10 h 28

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Donc, peut-être juste pour respécifier un peu l'étude. On se souvient que l'étude était basée sur l'historique climatique, donc des vents de la période soixante et onze-deux mille six (71-2006). Donc, quand on regarde le tableau qu'on a déposé dans la fameuse étude d'octobre deux mille neuf (2009), ce qu'il y a eu depuis deux mille six (2006) on a parlé tantôt de Les Méchins. Donc, on le dit ce n'est pas un élément significatif qui permet de dire que le trente pour cent (30 %) ne tient pas la route. Donc, c'était fait sur trois mille mégawatts (3000 MW).

Ce qu'on dit quand on regarde le tableau, depuis deux mille six (2006) qu'est-ce qu'il y a? On s'entend que soixante et onze-deux mille six (71-2006) il n'y avait rien. Et là ce qu'il y a depuis deux mille six (2006), les ajouts réels d'implantation des parcs : Baie-des-Sables, Anse-à-Valleau, Saint-Ulric. Excusez, Baie-des-Sables, Saint-Ulric, Anse-à-Valleau, Carleton. Donc, on a dans le fond depuis ce moment-là, on a quoi, on a

sept, on a trois hivers de plus de connaissance d'historique de production éolienne réel. C'est tout ce dont on dispose comme données par rapport à une reconstitution théorique sur la période soixante et onze-deux mille six (71-2006) de tous les parc du trois mille mégawatts (3000 MW).

Donc, ce n'est pas des éléments significatifs qui nous amènent à dire que le trente pour cent (30 %) doit être évalué à chaque année pour tenir compte de la mise en service, année après année, d'un cent mégawatts (100 MW) de plus.

Donc, l'étude qui a été faite c'est pour trois mille mégawatts (3000 MW) en supposant quelle aurait été la contribution de ces parcs-là sur la période soixante et onze-deux mille six (71-2006) selon les vents considérés, les historiques reconstitués pour cette période-là.

Donc, Les Méchins c'est un cas. Et oui, il y a eu... le contrat n'est plus en place, il est terminé ou résilié. Et ce que je vous dis, je répète, trois nouveaux parcs ou quatre, là, qui ont été mis en place depuis deux mille six (2006) jusqu'à ce jour. Donc, ce n'est pas quatre parcs, quatre années historiques qui va changer la donne.

Évidemment, ce qu'on a dit c'est que

lorsqu'on aura plus d'information, lorsqu'on aura de la précision sur le déploiement des parcs du mille (1000), ce qu'il reste à faire sur le deux mille mégawatts (2000 MW), évidemment là on se reposera la question et on verra s'il faut refaire ces études-là.

Q. [65] Alors qu'il y ait cinq cents mégawatts (500 MW) d'installés, six cents mégawatts (600 MW) d'installés ou deux cents (200) ou trois mille (3000), le trente pour cent (30 %) est valable et il n'y a rien de significatif?

R. Ce n'est pas qu'il y ait cinq cents mégawatts (500 MW) d'installés, c'est que le cinq cents mégawatts (500 MW) d'installés, le quatre cent quarante-six (446) a une durée, et ce n'est pas tous les parcs, a un historique entre un et quatre ans. C'est ça qui est important. Qu'il y ait cinq cents mégawatts (500 MW), même s'il y avait mille mégawatts (1000 MW) d'installés, si on avait une année d'historique ça ne changerait rien.

Ce qu'on dit c'est que, oui, il y a quatre cent quarante-six mégawatts (446 MW) qui est installé depuis deux mille six (2006). On vit avec, on l'a dans nos bilans. Mais il y a un historique d'un an à quatre ans de données historiques. Le

premier je pense c'était Anse-à-Valleau ou Baie-des-Sables, je ne me souviens plus. Mais si je prends Saint-Ulric et Carleton, c'est plus récemment, c'est plus récent. Donc, oui, quatre cent quarante-six (446), mais historique très très court. La période d'analyse était de trente (30) ans.

Q. [66] Mais je m'excuse, peut-être un dialogue parallèle. Vous me parlez des données historiques, là, puis moi j'en ai un modèle. Vous avez fait une petite boîte noire pour calculer avec toutes les éoliennes réparties partout à travers les endroits où ils doivent être. Il y en a qui ne sont plus là, ça va. Puis il y a des années, trente-six (36) ans d'historique de vent qu'on a appliqué à ces éoliennes-là théoriques. Alors, la question que je vous pose c'est que si je change le nombre d'éoliennes dans le fond puis si je les regarde à chaque année, le trente pour cent (30 %) il peut varier pas mal. Parce qu'évidemment, une fois dispersées, une fois toutes installées à trois mille mégawatts (3000 MW) elles s'aident les unes les autres et le chiffre que ça va... Bien elle s'aide ou ne s'aide pas les unes les autres, on pourrait voir. Mais ça donne un chiffre trente pour

cent (30 %) versus trois mille mégawatts (3000 MW).

Alors, la question n'est pas de savoir si vous avez impliqué des données historiques supplémentaires, je ne vous demande même pas de le faire. Je vous demande juste de prendre les parcs qui sont installés, parce que vous disposez de toutes les données pour ces parcs-là, et de vérifier si votre trente pour cent (30 %) est encore là quand on prend juste ces parcs-là qui sont installés. On se comprend?

R. Oui.

Q. [67] Puis on ne fait pas d'autres données, je ne veux pas la production réelle, je ne mets pas de bulletin finalement à savoir si votre trente pour cent (30 %) d'estimé est correct ou pas correct. Je veux juste que vous le modélisiez de la même façon que vous avez modélisé trois mille (3000). Et ça devrait normalement rentrer les valeurs spécifiques de ces parcs-là dans la machine et ça devrait vous donner le résultat. Ça ne va pas plus loin que ça comme démarche, à ma compréhension, il va de soi que je suis avocat et donc limité sur cette question-là.

R. Donc, je vais essayer de le dire différemment. Les quatre parcs éoliens dont on parle, l'implantation

s'est faite graduellement de deux mille six (2006) jusqu'à deux mille dix (2010). Donc, je pense la dernière mise en service c'était en deux mille dix (2010) Saint-Ulric, je crois.

Le déploiement de ces parcs-là c'est conforme à ce qui avait été prévu. Donc, les parcs sont là où ils devaient être. À part Saint-Ulric je pense qu'il manque encore un petit vingt mégawatts (20 MW). Et ça dans l'étude c'était considéré, c'était intrinsèque à l'étude. Donc, il n'y a pas de changement à ce niveau-là.

Le changement, monsieur Zayat l'a mentionné tantôt, le changement qu'il y a eu depuis ce moment-là effectivement c'est Les Méchins. Les Méchins, effectivement, était pris dans l'étude en considération, c'est le trois mille mégawatts (3000 MW), et là il n'est plus là.

Donc, je reprends ce qu'on a dit tantôt. Si ce parc-là amenait une contribution, si on avait l'indication que ce parc-là pourrait apporter une contribution vraiment supérieure ou moindre, de façon significative, on pourrait se questionner. Ce qu'on dit c'est qu'il n'y a pas, il n'y a pas, on n'a pas cette indication-là. Il n'y a pas, on n'a pas cette information-là. En fait, l'information on

l'a, mais il n'y a pas de matière à dire que ce parc-là a une incidence plus grande que l'ensemble du deux mille neuf cents mégawatts (2900 MW) restant.

Maintenant, les parcs qui ont été mis en service, je le répète, l'implantation est conforme à ce qui avait été mentionné. Je ne peux pas mentionner qu'il n'y a pas des éoliennes qui ont bougé de quelques mètres au niveau de l'implantation sur le terrain. Bon, ça il y a des choses, il y a des suivis qui sont faits par rapport à ça. Mais l'historique, évidemment, c'est un élément important. Ce n'est pas quatre années qui changent la donne. Ou même moins que quatre parce qu'on parle des fois une année d'historique et des fois seulement un hiver. Qui est bien court sur trente-six (36) ans.

Q. [68] O.K. Donc, je comprends que vous n'avez pas fait, dans la première question on vous dit vous n'avez pas fait l'analyse vérifier si ce n'est pas trois mille mégawatts (3000 MW), si c'est un autre chiffre? On en a moins à titre d'exemple, ou plus. Vous ne tenez pas compte, vous dites on a fait aucune analyse puis on n'en fera pas, dans un premier temps.

Puis là vous me répondez, vous me dites que « Mais on a regardé ». Mais il n'y a pas dans une analyse de sensibilité ou dans une vérification, on voit que ce n'est pas significatif le changement.

R. Non. Ce que je dis, je répète, je vais peut-être être plus clair. On n'a pas refait l'étude. On n'a pas réévalué le trente pour cent (30 %). On n'a pas réentamé ces travaux-là. Ce que je tiens à redire c'est que Les Méchins, cet élément-là n'apporte pas de changement significatif. La contribution de ce parc-là n'est pas tellement différente des autres.

Quand on regarde les données soumises par les promoteurs dans les contrats, quand on disait que quand on a annoncé les résultats on parlait de trente-cinq pour cent (35 %) en énergie. Bien, il y avait toute une moyenne à la pointe, il y avait des valeurs qui correspondaient toutes. Les Méchins faisait partie de ça.

Bon, la reconstitution historique c'est autre chose. C'est les données historiques soixante et onze-deux mille six (71-2006), les climatologies, notamment les vents qui sont servi à dire maintenant quelle pourrait être la contribution de l'ensemble du parc à la pointe pour respecter le critère de point un jour par année.

Donc, on n'a pas refait l'étude, ce n'est pas ça que j'ai mentionné. J'ai dit qu'un élément comme celui-là n'est pas significatif pour revoir, pour requestionner le tout. Et si, évidemment, dans plusieurs années quand on aura le « layout », le déploiement complet des parcs, on pourra voir les éoliennes où elles sont installées, s'il y a des changements significatifs, est-ce qu'il y a eu des relocalisations autres que celles qu'on connaît, notamment Aguanish, Saint-Robert-Bellarmin, ce qui fait partie du deux mille mégawatts (2000 MW).

S'il y a des changements significatifs, effectivement on se requestionnera et on pourra la refaire l'étude. Mais pour l'instant on n'a pas d'indications qui nous permettent de dire que cette étude-là doit être refaite. Notamment, un, sur l'élément la partie données historiques.

M. HANI ZAYAT :

R. Si je peux me permettre.

Q. [69] Allez.

R. Excusez-moi. Peut-être juste pour compléter. Si je fais référence au document que vous avez...

Q. [70] Je l'ai ouvert alors que monsieur Zayat avait commencé à me dire qu'il voulait faire un complément, mais à part de ça il était fermé. Alors

je ne sais pas s'il y a un problème de micro autre que le mien.

11 h 35

R. Donc je prends connaissance du document que vous avez déposé tantôt, mais je vais juste me permettre de faire un peu la mise en contexte. Le trente pour cent (30 %) est issu d'analyses effectivement qui sont basées sur des hypothèses, un peu comme monsieur Dufresne l'a mentionné.

Donc c'est trente-six (36) ans d'historique reconstitué, donc déjà là c'est une hypothèse, on s'entend, on simule la production des parcs pendant trente-six (36) ans, on met ça dans le modèle de fiabilité et on regarde quelle est la contribution de ces, de la production de ces éoliennes-là à la pointe.

Qu'elle aurait pu être la contribution de ces éoliennes-là à la pointe. Évidemment ça donne un résultat qui n'est pas un résultat. Je pense que ça donne un résultat. Et ce résultat on peut le regarder aux pages 13 et 15 du document. À la limite on peut parler d'une fourchette, ça varie entre vingt-neuf et trente-deux pour cent (29-32 %) de contribution à la pointe.

On a reconnu dans nos bilans trente pour

cent (30 %), donc ce qui est une contribution reconnue dans les bilans. Est-ce que ça aurait pu être vingt-neuf (29)? Est-ce que ça aurait pu être trente-deux (32)? Oui c'est sûr qu'on est dans le domaine de l'incertitude. Ce n'est pas précis au mégawatt près ces modèles-là.

Donc c'est sûr qu'il peut y avoir une variation dépendamment de la répartition qu'on prend, dépendamment de quels sont les parcs qui sont reconnus, etc., mais on est à l'intérieur de la même balise. C'est toujours cette fourchette-là, vingt-neuf à trente-deux pour cent (29-32 %) qui est mentionné dans l'étude deux mille neuf (2009). Et à ce titre un changement probablement qu'il serait encore à l'intérieur de cette fourchette-là. Donc ce n'est pas un chiffre qu'il faut prendre avec trois décimales.

Q. [71] Mais en deux mille douze, deux mille treize (2012-2013) à titre d'exemple, vous avez prévu cinq cent quarante-huit (548) comme valeur retenue, ça c'est votre trente pour cent (30 %) dans le fond qu'on voit apparaître dans votre tableau 4.4-4, page 53, HQD-1, Document 1, ce qui donne dans le fond une puissance installée de mille huit cent vingt mégawatts (1820 MW). On a fait le calcul pour

moi, ça devrait vous réconforter avec le chiffre.
Enfin, une bonne nouvelle, ce n'est pas un avocat
qui a calculé.

Alors j'ai compris de votre réponse que
mille huit cent vingt mégawatts (1820 MW) en deux
mille douze, deux mille treize (2012-2013) vous
n'avez fait aucune analyse pour vérifier si on est
toujours dans votre fourchette de vingt-neuf (29) à
trente-deux (32). Est-ce exact d'abord?

R. L'étude a été faite pour le parc complet, pour
l'ensemble des trois mille mégawatts (3000 MW) et
les résultats, donc les résultats des
climatologies, de la présence des parcs et de la
simulation de ces contributions-là a dans les
modèles de fiabilité, donne un résultat qui est
dans cette fourchette-là.

Q. [72] Donc la réponse c'est non, on ne l'a pas fait.

R. La réponse est non, on ne l'a pas fait pour les
mille huit cents mégawatts (1800 MW).

Q. [73] Et vous n'avez pas fait d'analyse de
sensibilité pour voir si effectivement ça pourrait
faire varier le résultat parce que vous avez toutes
les données de base pour le faire, vous avez juste,
entre guillemets, cliquer « out », enlever les

parcs qui ne sont pas là encore, qui vont venir tout à l'heure, on les enlève, puis on réappuie puis on dit donne-moi le résultat, boîte noire, qui tient compte de tout, les données de base qu'on a parlé tout à l'heure, les données climatologiques, etc., pas les nouvelles, juste celles qu'on a déjà dans la machine.

R. Je crains que ce soit légèrement plus complexe que ça, dans la mesure où il y a, issu de la contribution des éoliennes c'est après ça comment ces productions-là peuvent répondre à la demande et à l'incertitude qui est associée à la demande. Donc quand on parle de la contribution en puissance, à quoi on fait référence dans le fond.

C'est deux incertitudes. Une incertitude quant aux vents, à la température et donc à la production propre des éoliennes, qu'est-ce qu'elles vont pouvoir générer pendant huit mille sept cent soixante (8760) heures. Une incertitude quant à la demande, donc là aussi un facteur prévision, un facteur température aussi, donc une incertitude quant à la demande heure par heure et après ça une juxtaposition de ces deux incertitudes-là et puis dire aux heures de pointe ou à l'heure de pointe, quelle est la probabilité d'avoir une demande qui

est plus que ce qu'on a prévu. Et quelle est la probabilité à ce moment-là qu'on tombe dans une production qui puisse répondre à la demande?

Et tout ça dans un contexte où le critère ultime c'est de dire il faut qu'on puisse répondre à la demande, dans tous les cas, sauf point un (0,1) jour par année. Donc sauf une fois aux dix ans. Donc c'est l'ensemble de ces résultats-là, de cette analyse-là qui donne le résultat de vingt-neuf à trente-deux pour cent (29-32 %). Et ces analyses-là ont été faites, elles ont été faites en deux mille neuf (2009) et avant et donnent un résultat, une fourchette de vingt-neuf à trente-deux pour cent (29-32 %).

Et on est confiant que ce résultat est assez, en tenant compte de trente pour cent (30 %) de contribution et en incluant trente pour cent (30 %) dans nos bilans, c'est quelque chose qui reflète la contribution des éoliennes.

Q. [74] D'accord. On va partir sur un autre sujet, toujours en production éolienne, en Gaspésie versus le Nouveau-Brunswick. Il y a eu certains commentaires qui ont été faits relativement à la possibilité d'utiliser l'interconnexion par le Nouveau-Brunswick. Alors je vous fais référence ici

plus spécifiquement, tout d'abord évidemment aux demandes de renseignements comme je le faisais tout à l'heure, pages 19 et 20, dans le cas de notre demande de renseignements, réponses 12.1, 12.2, document HQD-4, Document 9. Et vous avez également une demande de renseignements de la Régie, la demande numéro 2 cette fois-ci, HQD-4, Document 1, pages 43, 44, réponse 22.2.

R. Pourriez-vous répéter les références?

Q. [75] Bien oui, certainement. Alors la première, demande de renseignements de l'UMQ, donc que vous aviez peut-être pas très loin, alors HQD-4, Document 9, pages 19 et 20, réponses 12.1, 12.2. Ensuite demande de renseignements numéro 2 de la Régie, HQD-4, Document 1, pages 43, 44, réponse 22.2.

Alors donc la question qui était posée :

Si en vous basant sur les études éoliennes réalisées à date,

La question 12.1

veuillez indiquer pour chaque mois de l'année la probabilité que la production des parcs éoliens en Gaspésie mentionné à la référence 1 soit à pleine capacité?

R-3748-2010
2 juin 2011

HQD - PANEL 2
Contre-interrogatoire
Me Steve Cadrin

- 117 -

Vous nous avez référé à la réponse 12.2, alors on descend plus loin :

Veillez indiquer à partir de quelle puissance cette fois-ci en moyenne les parcs éoliens en Gaspésie la capacité d'importation à partir du Nouveau-Brunswick serait restreinte?

Et la réponse devrait répondre aux deux, mais je ne pense pas.

Des évaluations de cette nature seront effectuées lors des études de transport réalisées lors de la préparation de l'appel d'offres pour de nouvelles quantités de puissance. Vous pouvez voir également la réponse à 22.2 de la demande de renseignements numéro 2 de la Régie.

Et là vous avez une réponse passablement plus longue à une question différente.

Compte tenu des investissements en transport actuellement prévus pour relier les éoliennes gaspésiennes au réseau du Transporteur et compte tenu du fait que le Distributeur ne prévoit pas que les éoliennes soient en

R-3748-2010
2 juin 2011

HQD - PANEL 2
Contre-interrogatoire
Me Steve Cadrin

- 118 -

production à pleine capacité à la
pointe d'hiver.

On dit contribution à trente pour cent (30 %) dont
on vient de parler.

Veuillez préciser pourquoi le
Distributeur n'envisage pas davantage
d'importation en puissance via le
point d'entrée Eel River sur la
période deux mille dix, deux mille
vingt (2010-2020).

Alors vous avez ici un exposé que je ne relirai
pas, il est assez long, et vous avez d'ailleurs un
premier commentaire dans le premier paragraphe et
je vous amène à la une, deux, trois, à la quatrième
ligne de ce paragraphe où vous dites :

Les apports éoliens peuvent être aussi
bien être nuls qu'atteindre cent pour
cent (100 %) de la puissance
installée.

11 h 45

D'abord, est-ce que c'est exact de dire que la
puissance installée est cent pour cent (100 %) des
reconstitutions que vous avez faites sur les
trente-six (36) dernières années, que le meilleur
score obtenu était de quatre-vingt-deux pour cent

(82 %) et non cent (100 %)? Je comprends que c'est une affirmation un peu généraliste là parce qu'on débute la question. Mais, dans la vraie vie là, quand vous avez tout simulé ça avec HéliMAX, ça a donné quatre-vingt-deux pour cent (82 %). Le maximum, maximum jamais rencontré, une éolienne, une minute à un moment donné, une heure, en fait, à un moment donné.

M. HANI ZAYAT :

R. Je vais répondre à l'autre affirmation avant, après ça, le chiffre quatre-vingt-deux pour cent (82 %), on y reviendra. Puis, je vais revenir à ma réponse orale précédente sur le trente pour cent (30 %), la contribution des éoliennes à trente pour cent (30 %).

Quand on parle d'une contribution éolienne à trente pour cent (30 %), c'est une contribution en termes de planification, une reconnaissance en tenant compte des critères de fiabilité. Autrement dit, le trente pour cent (30 %), si je devais le dire façon simpliste, c'est en moyenne, on s'attend à ce que ça... on peut reconnaître trente pour cent (30 %). Le trente pour cent (30 %) nous permet de ne pas avoir à délester de la charge plus qu'une fois aux dix (10) ans.

Ça ne veut pas dire que les éoliennes sont présentes à trente pour cent (30 %) à toutes les heures ni à toutes les heures de pointe ni à toutes les heures de l'année. C'est la contribution espérée pour pouvoir rencontrer le critère de fiabilité.

Donc, évidemment, pour en arriver à une contribution espérée de trente pour cent (30 %), ça veut dire qu'il y a des heures où la contribution est à cent pour cent (100 %), cent pour cent (100 %) ou quatre-vingt-deux pour cent (82 %), peut-être que vous...

Q. [76] Mais là, c'est seulement ma question là. Je vous ai écouté jusqu'ici, je pense qu'on va manquer de temps. Ma question est : cent pour cent (100 %), atteindre cent pour cent (100 %) de la puissance installée. Vous faites une affirmation dans votre réponse et ma question s'arrêtait là pour l'instant. « Est-ce que c'est vrai de dire que cent pour cent (100 %) », bon, je comprends que c'est une affirmation un peu généraliste. Mais, dans la vraie vie là, avec toutes vos simulations, le meilleur score obtenu en trente-six (36) ans, heure par heure, c'est quatre-vingt-deux pour cent (82 %).

M. LUC BERNIER :

R. Ce genre de... ce genre de statistique-là va être différente dépendamment de... quel volume d'énergie éolienne, quel volume de production éolienne on prend en considération. Lorsque, par exemple, on prend en considération un seul parc, c'est évident que si on n'était pas capable de retirer cent pour cent (100 %) de la puissance installée, moyennant le taux de perte sur le réseau collecteur interne, à ce moment-là, il y aurait un problème. Donc, effectivement, un parc éolien peut produire jusqu'à cent pour cent (100 %) de la puissance installée et on enregistre de tels niveaux de production. La seule chose... et évidemment, sous réserve des pertes de production sur le réseau collecteur.

Lorsqu'on prend plusieurs parcs en considération, lorsque, par exemple, on prend un groupe de parcs qui est situé sur un réseau collecteur, comme le réseau gaspésien, évidemment là l'information est diluée parce que la probabilité que tous les parcs qui est sur ce réseau collecteur-là... qui sont sur ce réseau collecteur-là produisent en même temps à cent pour cent (100 %) de leur capacité est relativement faible. Donc, c'est une des raisons pour lesquelles

effectivement, il est très très rare qu'on ait...
ou pratiquement... on ne retrouve pratiquement
jamais une production qui soit équivalente à cent
pour cent (100 %) de la puissance installée d'un
groupe de parcs.

Maintenant, dans le cas des simulations
d'Hélimax, c'est fait pour l'ensemble du trois
mille mégawatts (3 000 MW). Et effectivement, dans
ce cas-là, bien, c'est encore plus dilué. Ça prend
en considération la dispersion, ou du moins l'effet
de dispersion, l'effet de... l'effet de... c'est
ça, l'effet de dispersion et, si on veut, de
dilution qui fait en sorte que la probabilité est
encore plus faible pour l'ensemble des parcs qui
seraient installés au Québec dont certains seraient
en Gaspésie et certains autres seraient en
Montérégie par exemple. Donc, c'est la raison pour
laquelle on retrouve ce genre d'informations-là.

Q. [77] En fait, l'étude d'Hélimax, il y en a une à
mille mégawatts (1 000 MW) et une à deux mille
mégawatts (2 000 MW) qui s'ajoutent. Le chiffre de
quatre-vingt-deux pour cent (82 %) que je vous sors
ou que je vous propose quand je lis votre phrase
« les apports éoliens » donc au pluriel « peuvent
aussi bien être nuls qu'atteindre cent pour cent

(100 %) de la puissance installée », je vous suggère que ça vient de l'analyse de mille mégawatts (1 000 MW). Donc, ce que j'en comprends de votre réponse, ça veut dire « bien, oui, quand il y en a juste un parc éolien, il se peut parfois qu'on arrive à atteindre cent pour cent (100 %), mais quand qu'on considère l'ensemble ou une partie d'ensemble, donc un sous-ensemble, là à ce moment-là... puis là dans ce cas-là, c'étaient mille mégawatts (1 000 MW) spécifiquement à étudier puis fournis par Hélimax, c'était quatre-vingt-deux pour cent (82 %) pour un mille mégawatts (1 000 MW) ».

R. Le résultat aussi de l'étude d'Hélimax est intimement lié à certaines hypothèses qui sont utilisées dans cette étude-là, notamment pour simuler par exemple les pannes des éoliennes. À un moment donné, quand on avait fait une... enfin, on avait travaillé avec Hélimax sur la façon de simuler les pannes de production éolienne, les pannes d'éolienne. Une éolienne, ça tombe en panne lorsqu'on a mille mégawatts (1 000 MW) en Gaspésie, bien, on a près de sept cents (700) éoliennes qui sont installées.

Alors, pour des raisons de simplification, ce que, par exemple, Hélimax a suggéré, c'est de

réduire d'une façon linéaire la production éolienne à chacune des heures pour... pour modéliser ce type de contrainte.

Et là, bon, je vous mentionne celle-là. Il y a d'autres types de contraintes de production aussi qui sont modélisés d'une telle façon et qui font en sorte qu'il y a comme un écrasement, effectivement, de la puissance maximum qui peut être livrée simultanément par l'ensemble des Éoliennes.

Donc, c'est un petit peu dérivé des méthodes de... des méthodes d'évaluation qui ont été utilisées pas Hélimax à l'époque. Donc, c'est un... Et on devrait s'attendre à ce que, dans la réalité, effectivement, on retrouve un petit peu plus d'écart, un petit peu plus de fréquence de production, tout près, par exemple, de quatre-vingt-dix pour cent (90 %). Et qu'effectivement, on retrouve peut-être aussi un petit peu plus de fréquence de production où les niveaux seraient près de zéro.

Q. [78] O.K. En toute fin de réponse, au dernier paragraphe, toujours sur le même sujet, toujours à la même réponse à la Régie :

Bien qu'il soit prématuré d'exclure

d'emblée tout scénario d'approvisionnement, l'utilisation de la pleine capacité d'importation à partir du Nouveau-Brunswick, telle qu'affiché sur Oasis, apparaît peu probable compte tenu des constats effectués à la référence 2. En plus, le Nouveau-Brunswick est un réseau dont la pointe se produit en hiver et peut avoir besoin de l'ensemble de ses ressources en même temps qu'Hydro-Québec.

Alors, pour faire un pas de plus dans ce sens-là, je comprends que vous avez... on a confirmé tout à l'heure, donc dans l'étude du trente (30) octobre deux mille neuf (2009), on a les séries historiques constituées sur trente-six (36) ans de production éolienne avec un pas de temps horaire, et ce, pour tous les parcs éoliens de l'appel d'offre. On est d'accord là-dessus?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Oui.

Q. [79] Il faudrait juste le confirmer verbalement.

Excusez-moi.

R. Oui.

Q. [80] Ensuite, la question qui se pose, c'est : est-ce qu'il serait possible pour nous d'obtenir le fichier avec ses séries de trente-six (36) ans?

11 h 54

Me ÉRIC FRASER :

Il serait sûrement possible, par contre, il m'apparaît vraiment tardif, dans l'état du dossier, de... Et là je dis « il serait sûrement possible » là, mais sous confirmation des personnes concernées. Mais avant même qu'il y ait dite confirmation il m'apparaît que ce type d'information aussi détaillée arrive à une période très tardive dans le dossier. Et à ce titre, pour la bonne conduite du dossier d'ici à sa fin, je m'objecterais à ce qu'on demande une information aussi détaillée à ce stade-ci compte tenu que le dossier est très avancé et qu'il y a eu des demandes de renseignements, il y a eu des deuxièmes rondes aussi.

J'imagine que nos confrères sont capables de faire, l'UMQ est capable de faire sa preuve. Je ne peux pas croire qu'ils ne peuvent pas compléter leur preuve à partir de toute l'information qu'il y a ici. Je vous remercie.

Me STEVE CADRIN :

La deuxième ronde m'a peut-être échappé. Mais pour répondre à l'objection, on a posé, bien la Régie a posé trois rondes de questions. Je ne suis pas sûr si à chaque fois c'est ouvert à tout le monde d'y participer. Je vous avoue que peut-être sur ce point-là j'ai manqué le match. Je pensais qu'on en avait une demande de renseignements, nous, et que vous en faisiez parfois d'autres, vous la Régie.

Mais, ceci étant dit, le point n'est pas là. Maintenant qu'on va parler de la discussion, les documents qui sont demandés ou l'information qui est demandée ce n'est pas une information qui est disponible comme ça. Alors, on la demande évidemment pour avoir l'information pour les réponses à nos questions 12.1 et 12.3 pour lesquelles nous on considère qu'il n'y pas eu de réponse. Ce que j'ai lu tout à l'heure. Voilà!

Me ÉRIC FRASER :

Alors, ici je veux quand même être spécifique. Tous les intervenants ont eu l'occasion de faire des représentations sur les questions auxquelles on n'aurait pas bien répondu. Et l'occasion était donnée et ça renforce mon argument à l'effet que l'intervenant est ici tardif dans l'état du dossier pour demander un niveau de détail aussi élevé.

R-3748-2010
2 juin 2011

HQD - PANEL 2
Contre-interrogatoire
Me Steve Cadrin

- 128 -

Merci.

Me STEVE CADRIN :

Excusez-moi, je n'avais pas vu que vous étiez en train de parler. Je suis désolé.

Il y a beaucoup d'affirmations qui ont été faites, notamment à cet aspect-là du dossier relativement à l'utilisation d'interconnexions pour relier dans le fond en bout de piste la Gaspésie, la Péninsule gaspésienne avec le reste du Québec. Et donc, l'apport potentiel de ce qui pourrait venir comme importation de la connexion ou des connexions Nouveau-Brunswick.

Déjà je vais vous faire le premier commentaire qu'on parle beaucoup d'Eel River mais on ne parle de Madawaska. On l'a rajouté à la dernière minute ici dans cette réponse-là, mais je ne sais pas trop comment on doit le composer.

Bref, je vois que la réponse on nous dit, bien, on ne peut pas considérer ça nul, mais il faudrait faire attention. Et là on nous dit de faire attention puis on nous donne une série de raisons du style l'engorgement de l'interconnexion.

Alors, évidemment, on voit comment les demandes de renseignements avancent, on voit

comment les réponses sortent, puis on avance dans ce dossier-là nous aussi. Puis il faut s'entendre que, un, ce n'est pas un dossier qui avance avec deux mois entre chacune des demandes de renseignements puis des réponses comme ça. Mais on se dit, bien, écoutez on va la faire la démonstration, on va la faire cette vérification-là. Puis si on n'est pas capable de le faire dans le présent dossier, bien, au moins l'information va être obtenue puis on va pouvoir vérifier certaines choses puis on va pouvoir faire certains commentaires ou certaines recommandations sur le type d'information qui serait nécessaire pour le prochain dossier lors du dépôt.

Vous avez vu que notre mémoire n'est pas que des recommandations sur « vous allez ajouter » ou ne pas ajouter cinquante mégawatts (50 MW) à gauche ou à droite ». Notre mémoire suggère aussi des données, des informations, des vérifications qui doivent être faites et fournies d'emblée pour qu'on puisse progresser. Et j'ai vu certaines des réponses être « Ce n'est pas dans le guide de dépôt, ça fait qu'on ne le donne pas. » C'est vrai peut-être. Puis je ne rentre pas là-dedans.

Mais là, éventuellement, il faut progresser

sur cette information-là. Là nous on a besoin de cette information-là et on pourrait, écoutez je peux même limiter le genre d'information si c'est le temps que ça prend pour la fournir. Mais si c'est simplement de me dire que la question est tardive, là je ne pensais pas que les questions sont nécessairement tardives parce qu'elles sont posées en contre-interrogatoire à des témoins lors de l'audience, bien que c'est un stade de contre-interrogatoire relativement large on s'entend, et un stade de contre-interrogatoire pas très adversaire.

LE PRÉSIDENT :

On va retenir l'objection du Distributeur, c'est-à-dire qu'on ne permettra pas de déposer ces données-là. Essentiellement, écoutez, les réponses à vos questions datent déjà du mois, du treize (13), du quinze (15) mars. Les réponses étaient là. Vous avez peut-être manqué un bout, ça m'étonne beaucoup de vous. Mais il y a eu effectivement une possibilité de réagir aux réponses qu'avait fournies le Distributeur. Et on ne vous a pas vu venir. Je n'ai pas eu à revoir, je n'ai pas eu à me requestionner, à nous requestionner ici, la Régie n'a pas eu à se requestionner sur l'opportunité

d'avoir des compléments de réponse là-dessus. Tout d'un coup on revient. Il y a quelque chose qui m'apparaît effectivement un peu tardif.

Donc, on ne déposera pas, on ne demandera pas de déposer ces données-là.

Me STEVE CADRIN :

Alors, en fonction de la réponse ou de la décision que vous venez de rendre, puis je ne veux pas manquer de respect du tout à la décision que vous venez de rendre. J'avais des, entre guillemets, « fall-back positions » comme on dit. Alors, il y a des données qui nous auraient intéressés en les restreignant.

Si vous me dites que toutes données, même en restreignant, à titre d'exemple donner les parcs de la Péninsule gaspésienne plutôt que tout l'ensemble pour nous permettre de critiquer et de discuter spécifiquement de la Péninsule gaspésienne c'était entre guillemets un plan « B » à cette question-là.

Mais là j'écoute votre décision et je ne veux pas manquer de respect à votre décision. Vous me dites que toute question qui va toucher cette démarche-là va nécessairement être tardive. C'est pour ça que je ne suis pas certain. Je ne veux pas

R-3748-2010
2 juin 2011

HQD - PANEL 2
Contre-interrogatoire
Me Steve Cadrin

- 132 -

vous manquer de respect en posant ma question.

LE PRÉSIDENT :

Bien, écoutez. Je suis d'accord que vous pouvez la restreindre. Comme un peu tantôt les centrales je m'attendais à une vingtaine de centrales. Mais pour ce qui est des parcs éoliens, je comprends également, je comprends également que l'objectif, entre autres un des objectifs pour avoir ces données-là c'est dans le futur dans un autre dossier. Dommage, mais je ne serai pas sur ce dossier-là le prochain.

Me STEVE CADRIN :

Non, mais je vous ai dit qu'effectivement c'est une possibilité.

LE PRÉSIDENT :

Je n'ai pas à décider là-dessus vous voyez.

Me STEVE CADRIN :

Il y avait une possibilité là-dessus, mais si je peux me permettre juste un commentaire, puis comme je vous ai dit ce n'est pas pour manquer de respect à votre décision, mais pas du tout.

BPA tient « on line » aux cinq minutes l'information. Alors, je donne cet exemple-là pour vous dire, bien, oui je suis tardif peut-être. Je

vais prendre le commentaire, je prends la critique, je prends tout ce qui va avec. Mais l'information je vais sur Internet puis je peux vous donner à chaque cinq minutes le score de BPA en réel.

Alors, je le restreins parce que restreins à la question spécifique de la Péninsule gaspésienne, donc la question de la Péninsule gaspésienne ce n'est pas nécessairement pour le futur, c'est là. Parce qu'on ne peut pas tenir compte d'approvisionnement venant de Nouveau-Brunswick. Alors, oui, je vais vous en parler à la fin. Alors, au moins avoir ces informations-là, et nous on pourra faire les modélisations qu'on veut vérifier avec ça si on veut. Mais là je le restreins spécifiquement à la Péninsule gaspésienne.

Puis encore une fois je me répète, BPA le fait de façon « on line ». Mais encore une fois, je ne veux pas aller à l'encontre de votre décision non plus.

Me ÉRIC FRASER :

Vous faites une demande, oui ou non? Parce que je vais commenter.

Me STEVE CADRIN :

Oui, je fais une demande. Maître Fraser, je ne fais

pas ça pour le plaisir.

LE PRÉSIDENT :

Alors, je veux être sûr qu'on parle des trente-six (36) années, c'est tout le fichier qui comprend les trente-six (36) années?

Me STEVE CADRIN :

Parce qu'il n'est pas plus dur de fournir les trente-six (36) années qu'une année, mais c'est un fichier pour la Péninsule gaspésienne, les parcs.

LE PRÉSIDENT :

C'est beau. Fichier qui a servi aux simulations.

Merci.

Me ÉRIC FRASER :

J'ai la même objection. L'intervenant va pouvoir faire les représentations qu'il faut, dire que ça prendrait ça à l'avenir dans un état d'avancement, par exemple. Mais là il est tardif, ce n'est pas vrai qu'on va sortir de la nouvelle information. Leur mémoire est déposé, je ne verrais pas pourquoi. Là parce que dans le fond ce qu'il nous dit c'est qu'ils veulent bonifier leur preuve, ils ne veulent pas contester un élément de précision pour lequel ils n'avaient pas eu d'occasion de contester. Ils veulent littéralement bonifier leur

preuve. S'ils ont des arguments, les arguments ils les feront. Ils les présenteront et ils ont tout ce qu'il faut pour faire leurs arguments. C'est le type d'information qui est beaucoup trop tardif, je le réitère. Je vous remercie.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Messieurs. Là-dessus la Régie va prendre la pause lunch et on vous revient à une heure (13 h) cet après-midi.

SUSPENSION DE L'AUDIENCE

13 h 6

LE PRÉSIDENT :

Rebonjour, Messieurs, Dames. Pour ce qui est de votre demande de fichier réduit pour se limiter à la Gaspésie, la première décision va... la Régie garde la même décision, maintient plutôt la même décision. Et principal motif, c'est, effectivement, il y a eu une période où est-ce que ces questions-là auraient pu être... on aurait pu demander des éclaircissements. Et puis je pense qu'à ce moment-ci de l'audience, on est en train, on va vivre avec la preuve de l'UMQ. Donc, il n'y aura pas de fichier de déposé même en version réduite. Vous pouvez poursuivre, Maître Cadrin.

Me STEVE CADRIN :

Merci, Monsieur le Président.

Q. [81] Une question relativement à la péninsule gaspésienne, toujours un peu sur le même sujet, puis en finalité sur ce point. À la réponse 22.2 à la demande de renseignements numéro 2 de la Régie. La référence que nous avons, nous avons énoncée précédemment. Je vous fais lecture d'un passage particulier qui apparaît à la pièce HQD-1, Document 2, annexe 4A, la page 174. Vous avez un peu abordé le sujet, effleuré le sujet tout à l'heure lors des discussions. Je ne sais pas si c'était en réplique dans le cadre des objections ou dans le cadre des questions. Mais on parle ici :

La production à pleine capacité des parcs éoliens en Gaspésie risque de restreindre la capacité d'importation à partir du Nouveau-Brunswick, particulièrement sur le point d'entrée Eel River (350 MW). Il sera donc difficile de planifier des achats fermes à partir de cette interconnexion.

Alors, là, on parle des parcs éoliens pour la Gaspésie en entier. On parle simplement de l'entrée d'Eel River, de l'interconnexion d'Eel River. Il ne

semble pas y avoir, ou on n'en a pas parlé de la même façon pour Madawaska. Alors, tout à l'heure, j'avais peut-être un peu effleuré le sujet. Qu'en est-il de l'interconnexion Madawaska? Est-ce qu'on peut prévoir une capacité... C'est une capacité de trois cent quatre-vingt-cinq mégawatts (385 MW), si je ne m'abuse à cette interconnexion. Pourquoi ne pas compter sur le potentiel de Madawaska? Dans la preuve on parle d'Eel River mais pas Madawaska.

M. LUC BERNIER :

R. Oui, effectivement, parce que Madawaska ne pose pas tout à fait le même type de problème. Dans le cas de l'interconnexion Eel River, lorsque vous examinez le schéma, par exemple, du réseau de transport de TransÉnergie, on peut voir que la production ou, du moins, la puissance qui peut entrer à Eel River peut se retrouver engorgée dans le coin de Rivière-du-Loup qui consiste la portion entre Matane... entre Rimouski et Rivière-du-Loup ou entre Matane et Rivière-du-Loup, est en quelque sorte plus engorgée ou se retrouve ou constitue un maillon relativement faible où la production éolienne a plus de risque de se retrouver engorgée. Alors que dans le cas de l'interconnexion de Madawaska, elle peut être acheminée plus facilement

vers les centres de charge. Donc, il y a moins de risque d'engorgement avec la production éolienne.

Q. [82] Corrigez-moi si je me trompe, Nouveau-Brunswick, au niveau de cette interconnexion-là, on ne prévoit aucun achat de puissance, il n'y a rien de prévu ou j'ai mal compris quelque chose?

R. Dans le cas de la production éolienne, ce qui est plus problématique en termes de transport, c'est la production qui est à l'est de Rivière-du-Loup. On s'entend là-dessus. Et l'interconnexion d'Eel River qui a une capacité d'approximativement trois cent cinquante mégawatts (350 MW), qui peut varier en fonction des saisons, se raccorde dans la partie du réseau de transport où il peut y avoir de l'engorgement avec la production éolienne.

Dans le cas du point d'entrée Madawaska, ce genre de problématique-là ne se produit ou a beaucoup moins de risque de se produire parce que la production, par exemple, qui provient du Nouveau-Brunswick et qui entre par le point d'entrée Madawaska, dans ce cas-là bien spécifique, elle est plus facilement acheminable vers les centres de charge comme Lévis.

Ça ne veut pas dire que, par exemple, il est possible d'entrer de la production par

Madawaska sans qu'il y ait... de manière ferme pour rencontrer les besoins additionnels à la pointe sans qu'il y ait des investissements en transport qui soient réalisés. Parce que, de toute manière, toute nouvelle production pour rencontrer une charge ferme à la pointe peut requérir ou a des risques de requérir des investissements en transport.

M. HANI ZAYAT :

R. Si vous permettez peut-être pour compléter la réponse de monsieur Bernier et répondre à votre question. Au-delà de la capacité des interconnexions, c'est sûr que c'est un facteur. La production des éoliennes est un facteur; la consommation dans la péninsule gaspésienne est aussi un facteur, donc la capacité de transport. Mais au-delà de toutes ces composantes-là, pour pouvoir inclure de la puissance qui provient du Nouveau-Brunswick, il faut qu'il y ait de la puissance de disponible au Nouveau-Brunswick.

Or, le réseau du Nouveau-Brunswick est un réseau qui pointe en hiver aussi, qui a souvent sa pointe à peu près en même temps que la pointe d'Hydro-Québec, et qui a une marge de manoeuvre assez restreinte en termes de capacité

additionnelle pour pouvoir répondre à la demande.

Donc, c'est pour ça qu'il n'y a pas de contribution dans le fond qui est incluse du marché du Nouveau-Brunswick. Ce n'est pas un facteur mais c'est l'ensemble de ces facteurs.

Q. [83] Mais dans le cas spécifique, vous parlez du Nouveau-Brunswick, mais donc la zone de contrôle Maritimes?

R. La zone de contrôle Maritimes, je peux laisser mon collègue en parler plus longuement, mais la zone de contrôle Maritimes inclut beaucoup plus large que le Nouveau-Brunswick. Donc, elle inclut le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse et l'Île-du-Prince-Édouard. L'interconnexion qu'on a, évidemment, est avec le Nouveau-Brunswick.

Q. [84] Ça complète mes questions à ce niveau-là. Mais ça faisait partie... le Nouveau-Brunswick faisait partie de la zone de contrôle des Maritimes. C'était ça ma question. Donc, la réponse c'est oui, effectivement?

R. Oui, je confirme que le Nouveau-Brunswick fait partie de la zone de contrôle Maritimes.

Q. [85] Dans la zone de contrôle des Maritimes, je ne sais pas si vous avez pris connaissance de certains éléments de notre preuve, mais notamment le fait

R-3748-2010
2 juin 2011

HQD - PANEL 2
Contre-interrogatoire
Me Steve Cadrin

- 141 -

que, selon notre estimé... pas notre estimé, selon notre vérification de ce qui a été déclaré au NERC dans le « 2010 Long-Term Reliability Assesement », octobre deux mille dix (2010), on parle de surplus. Et, ça, c'était le document qui vous a été fourni, Madame la Greffière, pour les fins de tout le monde. C'est une référence qui est dans notre preuve de toute façon. Comme je suis très mauvais avec les chiffres, je vais vous laisser me le dire.

LA GREFFIÈRE :

C-023.

Me STEVE CADRIN :

Parce qu'à chaque fois que j'en choisis un, je...
Je n'en choisis plus. J'abandonne. C-023.

C-023 : 2010 Long-Term Reliability Assesement
(octobre 2010).

Q. [86] En fait, je vous donne le document de référence. J'ai mis quelques pages pour... même plus que la référence dans le mémoire. Mais selon notre vérification, on parle effectivement d'un surplus de cinquante pour cent (50 %), mais il y a une question de réserve aussi à tenir compte dans le cadre de la zone de contrôle, donc une réserve

de vingt pour cent (20 %). Ce qui nous laisse avec des surplus annoncés, en octobre deux mille dix (2010), des surplus annoncés d'environ trente pour cent (30 %) pour la zone de contrôle. Juste d'abord commencer la question simple. Sommes-nous d'accord avec ce chiffre de trente pour cent (30 %) de surplus annoncé dans le cadre du NERC dans le rapport deux mille dix (2010)? Parce qu'il y a un calcul pour y arriver.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Bon. Premièrement, je ne pourrai pas parler pour les Maritimes. Nous, on participe quand même à ce document-là pour le Québec, donc la zone de réglage du Québec. Peut-être juste préciser que l'exercice qui est fait au NERC à chaque année, donc c'est un exercice qui est annuel, pour une période de dix ans, c'est un exercice qui est déterministe. Donc, ce n'était pas un exercice, ce n'est pas le même exercice qui est produit au NPCC, ce n'est pas un exercice stochastique, c'est un exercice déterministe. Donc, c'est la demande scénario moyen moins les ressources constatées.

Bon. Les Maritimes, effectivement, quand on regarde les Maritimes, on l'a mentionné, c'est le Nouveau-Brunswick, Nouvelle-Écosse, Île-du-Prince-

Édouard. Quand on regarde de façon plus précise le Nouveau-Brunswick, il y a des documentations, il y a de... Quand on regarde le Nouveau-Brunswick spécifiquement, on peut voir que le surplus, tantôt vous me parlez de je ne sais pas combien de mégawatts, je n'ai pas fait le calcul, là, je pense que vous parlez de huit cents mégawatts (800 MW), Nouveau-Brunswick, quand on regarde les données qui sont disponibles sur le site de NBISO, on parle de trois cents mégawatts (300 MW), trois cent quarante mégawatts (340 MW) sur un horizon de dix ans.

Et quand on regarde, par exemple, Maritimes, les données qui sont produites dans l'exercice NPCC, quand on prend l'aléa sur la demande, c'est juste un écart type, comme nous on présente au niveau de l'attestation, bien, sensiblement l'aléa, on parle de cinq pour cent (5 %). Donc, on voit que, oui, il y a des surplus.

Quand on parle Québec, c'est pareil, on regarde en fiabilité, en puissance, on respecte le critère, donc on présente à chaque année les résultats, comme on a parlé ce matin. Et c'est la même chose pour eux. Oui, on voit qu'il y a la demande moins les ressources, bien, il y a des ressources excédentaires.

Le Nouveau-Brunswick, je vous rappelle qu'il planifie sous une réserve fixe de vingt pour cent (20 %), ce qui fait que, au niveau... Maritimes plutôt, le critère, c'est vingt pour cent (20 %). Et ce qu'ils disent, c'est que, à vingt pour cent (20 %), ils respectent le critère. Évidemment, à vingt pour cent (20 %) de réserve, là, planifiée, planifiée, on s'entend, ça crée, ça crée un écart entre ce qui est requis et ce qui est planifié.

Quand je vous disais tantôt, quand on regarde le Nouveau-Brunswick spécifiquement, on parle de trois cents (300), trois cent cinquante mégawatts (350 MW) de surplus. Et, ça, c'est des données qui sont disponibles sur le site de NBISO. Maintenant, oui, il y a des surplus. Toujours faut-il qu'il faut que ces surplus-là nous soient offerts. Et ce que mentionne tantôt monsieur Zayat, c'est que, au cours des dernières années, dans tous les appels d'offres qu'on a faits, il n'y a jamais eu d'offres provenant du Nouveau-Brunswick pour nos produits de puissance.

13 h 18

Le Nouveau-Brunswick, je vous rappelle la charge du Nouveau-Brunswick, on parle de trois

mille mégawatts (3000 MW), ça fait trois cents mégawatts (300 MW) sur trois mille (3000) ça fait dix pour cent (10 %). Donc le surplus on parle de dix pour cent (10 %). Donc on peut difficilement croire et c'est pour ça qu'on dit que dans notre contribution des marchés de court terme, bien le Nouveau-Brunswick n'est pas considéré parce que premièrement le marché repose sur un offreur, le transport est là, les surplus on peut voir qu'il y en a des surplus, comme partout au Québec.

Comme au Québec on constate un surplus de puissance à court terme, à moyen terme au niveau du NPCC, mais toujours faut-il que ça prend quelqu'un pour l'offrir cette puissance-là.

Q. [87] Simplement une question de précision, je comprends c'est bien on peut parler du Nouveau-Brunswick spécifiquement.

R. Oui.

Q. [88] Je comprends que, puis moi ma question traitait de la zone de contrôle des Maritimes, donc elle incluait d'autres fournisseurs potentiels, d'autres personnes qui peuvent participer aux appels d'offres potentiels. Évidemment le Nouveau-Brunswick l'interconnexion dont on parle dans ma question c'est Madawaska, j'ai vu Eel River j'ai

compris l'explication. Il y a une connexion à Madawaska.

Alors je comprends votre réponse vous l'avez adaptée ou réduite à Nouveau-Brunswick. La question que je vous posais c'est Maritimes est-ce que vous pouvez confirmer un peu l'affirmation qu'on a du surplus en pourcentage qui est trente pour cent (30 %)? Et là c'est plus simplement trois cents mégawatts (300 MW) Nouveau-Brunswick simplement, mais c'est considérer Île-du-Prince-Édouard, c'est considérer Nouvelle-Écosse, bon Maine?

R. Nouvelle-Écosse, je peux vous dire qu'on a fait le même exercice, on a vérifié un peu c'est quoi l'état de la Nouvelle-Écosse, on parle de quatre-vingt-dix mégawatts (90 MW) de surplus. On va arrondir à cent (100). Évidemment l'Île-du-Prince-Édouard ça commence à être un petit peu loin pour mettre, considérer ce marché-là comme étant potentiellement accessible pour les besoins du Québec, notamment qu'il faut traverser plusieurs zones.

Donc si on prend les chiffre du document que vous m'avez remis et qu'on prend l'écart entre les ressources et la demande. Effectivement je ne

fais pas l'exercice, vous me parliez tantôt de je ne sais pas combien mais je vous rappelle que cet exercice-là est déterministe, ne tient pas compte des réserves requises pour assurer la fiabilité. Donc c'est un exercice qui est fait ça au niveau du NPCC.

Q. [89] La réserve de vingt pour cent (20 %) vous dites il n'y a pas de réserve pour fiabilité, il y en a une de vingt pour cent (20 %) là?

R. Au niveau du NPCC, oui.

Q. [90] O.K. Juste pour qu'on se comprenne bien.

R. Oui.

Q. [91] Donc il y en a une réserve qui est prise en compte?

R. Planifiée.

Q. [92] Planifiée?

R. Oui.

Q. [93] Maintenant si je veux vous poser des questions sur la capacité d'importer de la Nouvelle-Angleterre. Je regarde les documents de référence. Alors document B0023, HQD-4, Document 1, page 43, c'est une demande de renseignements numéro 2 de la Régie, c'est la question 22.1. Alors :

Veuillez commenter les possibilités
d'accroissement des capacités

d'interconnexion pour la période 2015-
2020.

Alors il y a un commentaire qui avait été fait à
cette époque-là. Donc :

La réalisation de certains projets du
Transporteur, non reliés à la
croissance des besoins du
Distributeur, peuvent contribuer à
créer de nouvelles opportunités pour
augmenter plus facilement la capacité
d'importation à partir des réseaux
voisins.

Alors plus spécifiquement :

Le projet de construction d'une
nouvelle interconnexion avec la
Nouvelle-Angleterre pourrait voir le
jour au cours de 2015.

Au moment de la réponse c'était le mieux qu'on
pouvait donner comme « best guest » ce qu'on peut
appeler comme ça. Aujourd'hui est-ce qu'on a plus
de précisions sur quand cette interconnexion-là
pourrait être disponible?

R. Donc effectivement cette interconnexion, je dirais
plutôt ce projet d'interconnexion c'est une demande
qu'Hydro-Québec Production a fait au Transporteur,

donc à Hydro-Québec TransÉnergie. On l'a répertorié dans le plan d'approvisionnement je pense ou dans les demandes de renseignements qu'on a faites le numéro de la demande en question.

Pour l'instant, nous c'est justement ça que l'on suit dans nos démarches, c'est de voir de façon plus précise l'échéancier. Et à ce jour l'information qui nous est disponible, évidemment il n'y a pas beaucoup, l'information on a la même que vous. L'échéancier est toujours le même.

À savoir maintenant l'état de la situation du projet de façon fine, évidemment ce n'est pas nous qui sommes responsables de ce projet-là. Mais ce que je vous dis c'est que ce qu'on a écrit dans la demande de renseignements effectivement je n'ai pas de nouvelles informations à ce sujet-là.

Sauf peut-être que je crois que le département de l'Énergie américain est en étude de ce dossier-là. Ça c'est nouveau. Donc on suit ça comme vous, comme les gens qui regardent ce dossier-là avec intérêt. Évidemment c'est quelque chose qui est dans le plan, qu'on regarde, mais de l'information plus précise, je n'en ai pas pour le moment.

Q. [94] Merci. La capacité d'importer de l'Ontario

maintenant. Et plus spécifiquement en restant dans notre demande de renseignements cette fois-ci, donc HQD-4, Document 9, page 22 et la réponse 14.1.

R. Quelle question, excusez-moi?

Q. [95] 14.1.

R. O.K. Merci.

Q. [96] Je fais lecture rapidement pour se remettre dans le contexte :

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, mais non sans risque financier. Cette option doit donc être réservée aux situations particulières où des ressources planifiées deviennent indisponibles.

Et là on posait la question :

Veillez indiquer de quelles juridictions sont les ressources planifiées dont il est fait mention à la référence de cette question.

Et là vous mentionnez :

Il s'agit principalement des 400 MW additionnels associés aux conventions d'énergie différée.

Avec HQP et vous avez fait une référence donc à une pièce en particulier. Peut-être juste m'expliquer un peu plus le rapport ou le lien à faire entre l'option d'importer de la zone de contrôle de l'Ontario et l'indisponibilité des quatre cents mégawatts (400 MW) additionnels associés aux conventions d'énergie différée avec le Producteur?

R. D'accord. Donc dans le plan on présente une stratégie, je ne dirais pas une stratégie de recours, mais on connaît que la problématique que l'on a ou la garantie de puissance sur les conventions, le premier quatre cents mégawatts (400 MW) est garanti.

Donc le dernier quatre cents mégawatts (400 MW) jusqu'à huit cents (800), donc le dernier quatre cents (400) n'est pas garanti. Donc pour faire face à cette situation-là nous ce qu'on dit c'est que si jamais, le cas échéant, si ça arrivait, qu'on ait pas les quatre cents mégawatts (400 MW) additionnels, on va s'en remettre à une stratégie qui va faire en sorte qu'on va un privilégier l'état de New York.

Donc le marché qui est certain, le onze cents mégawatts (1100 MW) de puissance, qu'on met dans le bilan de puissance. Ce qu'on dit c'est que, je prends un exemple, quatre cents mégawatts (400 MW) ce qu'on ferait on prendrait quatre cents mégawatts (400 MW) énergie puissance dans New York, alors que dans le bilan de puissance on considère juste de la puissance.

Et donc en faisant ça on sépare un peu le produit, énergie puissance New York, donc il me manque un quatre cents mégawatts (400 MW). Donc la stratégie ce qu'elle dit, je ne sais pas à quelle section du plan, je pense section 4.1.2, ce qu'on dit c'est que la puissance manquante, la puissance qui nous manque au niveau du bilan, on va la prendre dans des zones de réglage un peu plus loin.

Notamment, on donnait l'exemple de l'état du Michigan. Donc la zone de réglage du MRO, mais l'état du Michigan a des capacités en puissance. Ça pourrait être donc ce qu'on dit c'est qu'on va aller chercher, on pourrait aller acquérir cette puissance-là, transiter par l'Ontario, parce qu'on le dit, l'Ontario, les règles de l'ISO-Ontario ne permettent pas de... Un, il n'y a pas de marché de puissance en Ontario et deux, les règles de l'ISO-

Ontario, comment est-ce que je pourrais dire ça, c'est que ne permettent pas l'acheminement ferme de puissance au Québec parce que les règles sont spécifiques, les quantités sont rappelables, l'énergie est rappelable pour les besoins de la charge locale de l'Ontario.

Donc nous on sait ça parce qu'on l'a écrit, c'est documenté, alors on pourrait passer par l'Ontario pour acheminer de la puissance au Québec. Mais ça évidemment ce qu'on a dit c'est une stratégie de dernier recours, en fait pas de dernier recours, stratégie alternative à l'acquisition du quatre cents mégawatts (400 MW).

Évidemment cette situation-là pourrait amener des risques de prix. Ce qu'on ne connaît pas, c'est qu'on sait que le marché de puissance existe, les prix de la puissance sont standardisés ou évoluent de façon parallèle, New York, c'est des états que les prix sont convergents.

Par contre, lorsque cette puissance-là serait appelée à la pointe, le risque que l'on encourrait c'est la livraison de l'énergie, donc le delta prix, le prix, le « basis » pour transiter sur l'Ontario. C'est pour ça qu'on dit dans le plan que cette situation-là devrait être, cette

puissance-là devrait être utilisée en dernier recours et à des très, très faibles utilisations.

Donc c'est pour ça qu'on disait le quatre cents mégawatts (400 MW) qui est là, que si jamais il n'est pas là, on va l'acquérir dans des zones où comme exemple on passerait par l'Ontario pour acquérir la puissance manquante. Je ne sais pas si j'ai été clair.

13 h 28

Q. [97] Oui. Donc, les deux options, donc le quatre cents mégawatts (400 MW) additionnels associés aux conventions d'énergie différée, tout comme dans le fond recourir au marché de l'Ontario sont deux moyens qu'on ne peut pas considérer assez sûrs pour les utiliser?

R. Ce que je dis c'est que le quatre cents mégawatts (400 MW) dans le bilan de puissance, O.K., on va reprendre ça différemment. Dans le bilan de puissance, le bilan après nouveaux moyens on a mis quatre cents mégawatts (400 MW) dans le bilan de puissance provenant, on a identifié conventions d'énergie à différer, quatre cents mégawatts (400 MW). Donc, au début c'était deux cents (200) je pense, ça converge à quatre cents (400) à moyen-long termes.

Donc, évidemment, on n'a pas de certitude sur ce quatre cents-là (400). Puis la contribution de la puissance ça pourrait être la moitié, un tiers, mais on ne le sait pas. On verra en temps et lieu, et en temps et lieu en fait ce sont les modalités des contrats. On va le savoir seulement à chaque hiver, donc les délais prévus aux conventions. Quinze (15) septembre on fait notre demande et on a la réponse trente (30) jours après.

Donc, c'est ces quantités-là, on parle de ces quantités-là, ces modalités-là. Et ça c'est hiver après hiver qu'on va devoir, nous, se replier sur une stratégie de déploiement pour acquérir, le cas échéant, la puissance manquante. Et ce n'est pas dans l'Ontario qu'on va aller chercher cette puissance-là. On l'a dit il n'y a pas de marché, les règles ne le permettent pas. Ça pourrait être dans les États un peu plus éloignés.

Q. [98] J'ai simplement de la difficulté à vous suivre. Je comprends l'incertitude reliée aux quatre cents mégawatts (400 MW) d'énergie différée. Je comprends que c'est un moyen qui peut juste ne pas être là. Disons-le comme ça entre zéro et quatre cents (400). Et vous avez une réponse à une date précise parce qu'il y a une réponse qui se

fait d'avance, ce n'est pas la journée même, on l'apprend d'avance.

R. On fait la demande.

Q. [99] À court terme.

R. C'est ça selon les conventions, on applique les conventions.

Q. [100] Oui.

R. Le délai on fait la demande le quinze (15) et je pense que, de mémoire, le Producteur a trente (30) jours pour nous répondre. Donc, nous le quinze (15) octobre on sait quelles ont été les quantités accordées par le Producteur, et ça c'est selon les conventions. Et c'est là qu'il faut mettre en place une stratégie, c'est là que si jamais, le cas échéant, c'est oui ou non selon les quantités qui sont refusées, bien, si on tombe dans une situation où le marché de New York est déjà à pleine capacité, bien, il va falloir aller chercher de la puissance par ailleurs. Et c'est ça la stratégie, c'est de, un, prendre l'énergie et puissance dans le marché de New York et, de deux, la puissance manquante par ailleurs. Et ce n'est pas en Ontario de façon ferme.

Q. [101] Mais je comprends. Mais en Ontario à ce moment-là dans le fond vous avez le même problème

quand vous présentez, le problème que vous décrivez avec le Producteur avec les conventions d'énergie différée il peut être là ou ne pas être là le quatre cents mégawatts (400 MW). Dans le fond c'est un peu le même problème que vous soumettez avec l'Ontario. Actuellement, ils annoncent des surplus. On peut les appeler, ils ne vont peut-être pas nous les livrer parce que, bon, ils ne sont peut-être pas obligés de le faire, mais on peut contractuellement, fermement, les amener à le faire. Mais s'ils ont des surplus qui sont annoncés, bien, ils sont disponibles. Ils peuvent nous dire oui, ils peuvent nous dire non, de la même façon que Hydro-Québec Production peut nous dire ou on peut nous dire non pour les conventions d'énergie différée. Je ne vois pas la différence peut-être entre les deux modèles. Puis là je ne parle pas du Michigan ou de New York, mais ça serait aussi une autre possibilité d'aller chercher de l'énergie par d'autres juridictions.

M. HANI ZAYAT :

R. Je vais juste peut-être revenir un peu sur de quoi on parle au juste. On parle d'un produit de puissance. Donc, quand on parle du quatre cents mégawatts (400 MW), en fait dans les ententes

d'énergie différée il y a une possibilité d'aller chercher quatre cents mégawatts (400 MW) de façon ferme chez le Producteur à l'intérieur des conventions d'énergie. Et aussi il y a un autre quatre cents (400) que le Producteur pourrait fournir. Donc, c'est pour ça qu'on dit qu'il y a un potentiel total de huit cents (800), il y en a quatre cents (400) qui est contractuel ferme, donc ils ont l'obligation de nous le fournir. Et là je ne parle pas de l'énergie, je parle de la puissance. Et il y a un quatre cents mégawatts (400 MW) supplémentaires de puissance qu'ils pourraient nous fournir année après année, mais pour lesquels ils ont un « opting out ». Ce n'est pas une obligation contractuelle, mais par contre ils pourraient être là.

Quand on dit que le marché de l'Ontario, le marché de New York, pardon, marché de l'Ontario il n'y en a pas de produit de puissance. Quand on achète en Ontario c'est de l'énergie, donc on n'a pas de garantie que ces besoins-là vont être servis à travers le marché de l'Ontario. L'Ontario quand ils pointent ou s'ils ont un problème dans leur zone locale, ils ferment le robinet, on peut dire comme ça, et l'énergie ne transite pas vers le

Québec.

Alors que la puissance dont on parle qui vient du Producteur c'est de la puissance qui vient avec de l'énergie. Donc, ce n'est pas juste, ce n'est pas juste sur appel, mais il y a de forts volumes d'énergie qui peuvent venir avec. Donc, il y a une certitude là-dessus.

Donc, ce qu'on dit c'est que dans les bilans, dans le plan d'approvisionnement on a été jusqu'à inclure le huit cents mégawatts (800 MW) au complet. On n'a pas inclus uniquement le quatre cents mégawatts (400 MW) de contribution, on a été jusqu'à inclure le huit cents mégawatts (800 MW) au complet. Dans le huit cents mégawatts (800 MW), comme je le disais tantôt, il y a un quatre cents mégawatts (400 MW) qui est garanti et il y a un quatre cents mégawatts (400 MW) qui n'est pas garanti. Et la stratégie à laquelle fait référence monsieur Dufresne c'est si jamais, avant l'hiver, ce quatre cents mégawatts-là (400 MW) n'était pas disponible du Producteur, il va falloir se replier sur une autre stratégie qui est de recourir à des moyens, redéployer en fait nos besoins d'énergie et de puissance de façon différente, une stratégie qui permettrait d'arriver, de ferme quand même le bilan

en puissance et en énergie, mais possiblement à un coût qui serait supérieur.

Et la stratégie donc qu'il décrit c'est de dire au lieu de prendre la puissance et l'énergie dans la zone de réglage Québec à travers les conventions d'énergie différée, on va prendre l'énergie à travers la zone de New York, qui est le marché où c'est disponible, et la partie, et qui serait « backée » par de la puissance qui viendrait d'une zone de réglage beaucoup plus lointaine, le Michigan en l'occurrence, où on pourrait faire appel à de l'énergie. Mais il va falloir minimiser ces appels d'énergie-là parce que le coût serait plus important.

Donc, ce qu'on propose c'est d'inclure le huit cents mégawatts (800 MW) au complet dans les bilans du Distributeur. Évidemment, on compte sur le quatre cents (400) de façon ferme, il est contractuel. Et l'autre quatre cents (400) on l'inclut quand même en disant, bien, si jamais il ne devait pas être là, on a une stratégie alternative qui nous permettrait d'arriver au même résultat mais peut-être à un coût qui pourrait être différent.

Q. [102] Pour la pointe annuelle du vingt-quatre (24)

janvier deux mille onze (2011), donc on change un peu de registre de discussion. La question que l'on se pose est pour la pointe annuelle du vingt-quatre (24) janvier deux mille onze (2011) avez-vous préparé un bilan de puissance semblable à ceux que vous présentez dans ce dossier?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Un bilan de puissance en mode planification? Juste la question.

Q. [103] Réel.

R. Évidemment, il y a des bilans de puissance, il y a des constats qui sont faits à l'interne sur la situation réelle offre/demande. Mais nous on ne fait pas de bilans de puissance avec les conditions réelles, on fait des bilans de puissance en mode planification seulement. Donc, en planifiant quelle doit être la réserve requise. En mode réel on ne fait pas de bilans de puissance.

Q. [104] Quand vous dites « nous » vous parlez en approvisionnement?

R. Le Distributeur oui.

Q. [105] Mais le Distributeur est-ce qu'il en fait au sens large ou c'est le Distributeur vous vouliez dire nous? Quand vous disiez « nous » est-ce que c'est l'équipe d'approvisionnement?

R. Le Distributeur.

Q. [106] C'était ça ma question, je m'excuse. Alors, n'ayant pas ce bilan, pouvez-vous nous donner peut-être à ce moment-là l'information suivante pour l'heure de pointe, la puissance totale obtenue des réseaux voisins?

Me ÉRIC FRASER :

Je comprends qu'on nous demande pour la pointe deux mille onze (2011)?

Me STEVE CADRIN :

Vingt-quatre (24) janvier deux mille onze (2011).

Me ÉRIC FRASER :

Évidemment, c'est parce que le plan d'approvisionnement était déjà déposé à cette date. Le plan d'approvisionnement couvre l'horizon qui est quand même déjà pas mal large. Je ne vois pas la pertinence de sortir cette information-là compte tenu de l'ampleur de l'information qu'on a sur la question de la pointe. Je ne vois vraiment pas en quoi mon confrère pourra bonifier sa preuve de manière notable compte tenu de tout ce qu'il y a déjà dans le dossier.

Me STEVE CADRIN :

On a une discussion dans l'ensemble du dossier sur la possibilité d'avoir recours aux réseaux voisins.

On vient de faire la série un peu ensemble. J'ai escamoté certaines parties de questions en essayant de faire un peu le ménage de ce qui serait nécessaire. Là évidemment, pour la question de la bonification, nous notre prétention c'est qu'on doit avoir recours aux réseaux voisins, on doit les planifier dans une certaine mesure. Ils ont leur degré de risques d'être présents, ne pas être présents, de prix d'être plus élevés, moins élevés, et caetera. On a déjà cet élément-là. Et là on a une pointe qui s'est présentée au vingt-quatre (24) janvier deux mille onze (2011) et qui nous permettrait de voir si l'affirmation contenue dans le dossier de planification d'approvisionnement dès le départ, dite en deux mille dix (2010). Dans la vraie vie, si effectivement il y a ce problème-là avec les réseaux voisins, problème que l'on ne reconnaît pas nécessairement, vous l'avez compris, notamment la question du Nouveau-Brunswick. Mais on pourrait aller, je ne voudrais pas rentrer dans une plaidoirie trop longue sur cet aspect-là et il y a une preuve qui viendra. Mais on en a une pointe au vingt-quatre (24) janvier deux mille onze (2011) qui va vous montrer si ce qui a été dans la vraie vie c'est relativement vrai ou non.

Alors, oui effectivement, ça prend nécessairement une information a posteriori pour avoir cette information-là. Mais nous on vous dit dès le départ ce n'est pas exact de dire qu'on ne peut pas avoir recours aux réseaux voisins. Ce n'est pas exact de dire qu'on ne peut pas planifier avec une partie qui provient, de la puissance qui provient de réseaux voisins. C'est ça notre théorie, ce qui est présenté.

13 h 38

LE PRÉSIDENT :

Bon. Je pense que je vais retenir votre question, Maître Cadrin. Je comprends que c'est un chiffre, c'est-à-dire l'apport de puissance qui vient de l'extérieur lors de la pointe du vingt-quatre (24) janvier deux mille onze (2011). Est-ce que vous avez la réponse ou vous voulez le prendre en engagement?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. J'aimerais peut-être spécifier que, à la pointe, l'apport... l'apport de puissance... Bon. Je veux juste démystifier quelque chose.

En planification, on fait notre bilan, on ferme le bilan avec des moyens en puissance qui respectent le critère pour s'assurer qu'au niveau

du bilan de puissance, on respecte le critère de délestage de point un jour par année.

Évidemment, quand arrive la pointe, le vingt-quatre (24) janvier par exemple, on utilise les marchés, hein! On utilise les marchés de court terme au-delà de ce qui a été planifié des moyens en puissance disponibles. Si requis, il y a des achats qui sont faits. Et, ça, ce n'est pas nouveau, ça a toujours été comme ça. Tous les ISO, toutes les zones de réglage le fond. Bon.

Sauf que ces achats-là, ce sont les achats d'énergie, ce ne sont pas les achats de puissance, donc ils sont rappelables, et on l'a vécu cette année. Il y a des achats qui ont été faits pour la pointe, évidemment, au-delà des produits de puissance, six cents mégawatts (600 MW) de produits de puissance. Et malgré ça, il y avait des achats qui étaient faits sur les marchés, d'énergie, et on a été coupé. Il y a eu des coupures qui ont été faites à la pointe, donc...

Et ça, ce sont des achats qui se sont faits bon an, mal an, à chaque pointe d'hiver, aux besoins évidemment, on ne le fait pas pour rien. S'il y a des achats à faire pour équilibrer l'offre demande en mode planif... Évidemment, ça se fait...

on ne parle plus de mode planif là à quelques mois d'avis. On parle de mode planif à quelques jours d'avis ou souvent à l'heure, quelques heures d'avis. Il y a des achats qui sont faits. Ça, c'est clair, mais ce sont des achats non fermes. Ils peuvent être rappelés et ça a été le cas.

Notamment, Nouvelle-Angleterre, Ontario, on l'a vécu.

M. HANI ZAYAT :

R. Vous permettez que je complète aussi. Peut-être vous faites une affirmation qu'on n'as pas recours aux marchés voisins. Je pense qu'on y a recours, y compris dans nos bilans de puissance. On inclut un recours de mille cent mégawatts (1 100 MW) sur le réseau de New York. Et, ça, c'est cent pour cent (100 %) de l'utilisation de l'interconnexion. Donc, c'est une utilisation à pleine capacité de ce réseau, de cette interconnexion-là qui nous fournit des produits économiques en énergie et en puissance, et une certitude quant à la capacité de livrer l'énergie en temps opportun, en cas de besoin.

Au-delà de ces achats-là, on peut faire des achats d'énergie sur les réseaux voisins. Et là, c'est de l'énergie qui n'est pas... qui n'est pas

supportée par un produit de puissance, donc qui n'est pas... qui ne nous est pas dédié.

Et à ce moment-là, quand on fait ce genre de transaction, c'est plus pour des raisons économiques, je pourrais dire, donc qu'ils n'ont pas obligation de la livrer. Et ce sont ces livraisons-là qui peuvent être coupées. Ce qui a été le cas dans le cas d'un achat qui était prévu en Ontario en janvier et qui n'a pas été livré. Mais, par contre, quand on fait appel à un contrat de puissance qu'on a contracté avant, et quand on leur demande de livrer de l'énergie, bien là, ils la livrent à ce moment-là. Par contre, le coût est plus élevé à ce moment-là.

Q. [107] Nous avons discuté de la pertinence, maître Fraser et moi. Vous avez rendu une décision sur cette pertinence. Vous avez posé la question : est-ce que l'information existe. On a plusieurs explications, pourquoi ce serait moins pertinent selon les témoins d'Hydro-Québec. On pourra faire notre démonstration en temps et lieu. C'est moins pertinent la question qui était posée. Évidemment, je tenais compte du mille cent mégawatts (1 100 MW) qui était déjà... ça va de soi là, on était à l'extérieur de ça là, mais...

Bon. Ceci étant dit, la question qui est posé, c'est la puissance total obtenue des réseaux voisins. Et évidemment, il y avait quelques petites sous-questions qui allaient avec ça là par marché là, puis il y avait quelques questions qui viendraient ensuite là.

Et c'est ça la réponse qu'on attend, c'est ça la question qui est posée et c'est ça la décision que vous avez rendue. Les explications qui sont données sont bien... nous aident à comprendre peut-être plus, mais ça ne donne pas le chiffre.

LE PRÉSIDENT :

Mais, moi, Maître Cadrin, je pense qu'il a répondu à la question là. Il a dit « j'ai de la puissance qui est contractée et puis quand il m'arrive une pointe, comme le vingt-quatre (24) janvier, j'utilise cette pointe... j'utilise cette puissance-là qui est contractée avec de l'énergie qui est assurée. Et puis, quand j'en ai besoin, bien, je fais appel aux réseaux voisins, puis ce n'est pas de la puissance que j'ai, c'est de l'énergie ». Ça m'apparaît là...

Me STEVE CADRIN :

Donc, la réponse, c'est : il n'y a aucune puissance, c'est simplement de l'énergie. Il n'y a

R-3748-2010
2 juin 2011

HQD - PANEL 2
Contre-interrogatoire
Me Steve Cadrin

- 169 -

aucun des réseaux voisins qui a fourni quelque puissance que ce soit.

LE PRÉSIDENT :

Je comprends qu'ils n'ont pas acheté puissance additionnelle.

Me STEVE CADRIN :

Si c'est votre compréhension, effectivement ça complète mes questions, puis il n'y aura pas de sous-question à ça, c'est sûr.

LE PRÉSIDENT :

Bien...

Me STEVE CADRIN :

C'est correct. On comprend nous-mêmes l'ensemble, tous. C'est bon.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Peut-être juste spécifier.

LE PRÉSIDENT :

Si ce n'est pas ça.

R. Non, mais c'est ça.

LE PRÉSIDENT :

Si ce n'est pas ça, dites-moi-le, mais moi, ça m'apparaissait...

R. Je veux juste être clair. Je veux juste m'assurer là. On avait acquis de la puissance, on avait acquis, je l'ai mentionné tantôt. On a démontré à

la Régie, quand on a fait l'attestation de novembre, on le voyait, six cents mégawatts (600 MW) d'achat de produits de puissance, en janvier. Ça, on les avait. Comme vous mentionnez, Monsieur le Président, c'est qu'arrive le vingt-quatre (24) janvier, le vingt-deux (22), le vingt-trois (23), on fait des transactions pour équilibrer le bilan, quand on voit venir la pointe là avec son aléa intrinsèque, là on veut finaliser, on ferme le bilan à quelques jours, quelques heures d'avis. Et ça, comme vous l'avez mentionné, on fait affaires... on fait appel aux marchés pour de l'énergie, pour de l'énergie.

Me STEVE CADRIN :

Q. [108] L'important, c'était juste l'énergie à la fin là, c'est ça. le dernier membre de phrase est important.

M. RICHARD CARRIER :

Q. [109] Moi, j'aurais peut-être une question complémentaire. Le produit que vous avez acheté en Ontario et sur lequel vous avez été coupé, pouvez-vous décrire au juste c'était quoi là la transaction?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Le détail exact, je ne l'ai pas, mais c'est une

transaction standard, une transaction bilatérale là d'énergie avec... je ne présumerai pas avec qui. On peut penser, évidemment, dans ces marchés-là, c'est... il y a certaines, on a certaines contreparties là. Alors, c'est une transaction, il n'y a pas de... En Ontario, je ne me rappelle pas de la contre-partie précisément, mais on a déjà mentionné qu'on a différentes contreparties. Nécessairement, la transaction s'est faite avec une contre-partie pour acquérir l'énergie.

Évidemment, ce n'est pas sur le marché, il n'y a pas... En Ontario, ce n'est pas comme le marché de New York, il n'y a pas de marché DAM ou de marché AM, marché à une heure d'avis, donc ça se fait en bilatéral. Et donc, en Ontario, au Québec, en Nouvelle... pas Écosse, en Nouvelle-Angleterre, les trois zones de charges ont eu la pointe au même moment le vingt-quatre (24) janvier deux mille onze (2011). Et ça, c'est... c'est des données disponibles au NPCC là, je ne les invente pas. Donc, notamment, les rappels, c'était pour l'alimentation de la charge locale, donc c'est une transaction standard.

Q. [110] Merci.

Me STEVE CADRIN :

Q. [111] J'ai maintenant une référence à la décision D-2008-131 et j'ai remis photocopie de l'extrait de la décision, à la page 5, une décision de la Régie de l'énergie « Demande d'approbation des dispositions tarifaires applicables aux options d'électricité interruptible et d'utilisation des groupes électrogènes de secours ». Les citations que je vous fais apparaissent en tout haut de page :

Le nouveau modèle de simulation FEPMC (Fiabilité en puissance Monte-Carlo) permet de modéliser séquentiellement chacune des heures de l'année tout en tenant compte de l'ensemble des aléas sur la demande, ce qui n'était pas possible avec le modèle MARS (Multiple Area Reliability Simulator) utilisé antérieurement par le Distributeur. Ce dernier a annoncé qu'il va soumettre au « Northeast Power Coordinating Council » (NPCC)...

ça aurait été plus simple

... lors de sa prochaine révision triennale, l'évaluation du critère de fiabilité selon le modèle FEPMC.

Alors, il y a une question qui vient avec ça, à notre demande de renseignements, la question 22.3 qui apparaît à la page 32, je peux vous donner la référence complète, HQD-4, Document 9. Ça va?

Alors, donc on vous demandait si le

[...] FEPMC n'a pas été utilisé pour tester le respect du critère de fiabilité auprès du NPCC, tel que mentionné à la référence [...]

que je viens de lire.

Dans l'affirmative, veuillez présenter les résultats. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi [...]

Alors, vous dites « non » finalement. La première question qui se pose, c'est pourquoi l'annonce... en fait, l'annonce, on a essayé de la retrouver rapidement dans la preuve du dossier d'interruptible. Je ne l'ai pas trouvée facilement. Donc, est-ce que c'était effectivement vrai là, il y avait à cette époque-là la ferme intention d'utiliser le nouveau modèle de simulation FEPMC, tel que déclaré par la Régie à la page 5.

13 h 48

M. HANI ZAYAT :

R. Donc, je prends connaissance du document que vous

venez de déposer. Juste reprendre peut-être la séquence des événements. Je pense, le modèle FEPMC est un modèle qui était traditionnellement en usage à Hydro-Québec qui était quelque chose qui avait été développé à l'interne, je dirais, mais qui n'est pas utilisé ailleurs. Et quand on a commencé à rendre compte comme Distributeur de la fiabilité auprès du NPCC, auprès de la Régie, évidemment, le modèle qui était en usage ailleurs était le modèle MARS. Et à ce moment-là, on a commencé à utiliser plutôt le modèle MARS comme moyen de rendre compte, qui est le modèle généralement reconnu et en usage ailleurs.

Pour les besoins de l'électricité interruptible, de façon plus spécifique, quand on est venu pour... à cette époque-là, la réserve requise qui était associée à l'électricité interruptible était évaluée de façon, je dirais, une évaluation historique qui était là, qui était plutôt de l'ordre de trente pour cent (30%).

Quand on s'est mis à regarder, à analyser le dossier de l'électricité interruptible à cette époque-là, on a tenté dans le fond de modaliser de façon plus précise, plus spécifique, quelle serait la réserve requise qui serait... qui serait

appropriée pour le programme d'électricité interruptible et des nouvelles modalités qu'on avait... qui ont été entendues.

Et donc, c'est à ce moment-là qu'on s'est rendu compte que, dans le fond, FEPMC permettait une simulation qui était une évaluation plus appropriée de la réserve requise qui serait associée à l'interruptible. Donc, on a utilisé ce modèle-là de façon spécifique pour évaluer la réserve requise de l'interruptible. Et on a utilisé les résultats qui sont sortis de ces évaluations-là pour les utiliser par la suite, que ce soit dans le modèle MARS ou dans tous les autres. Donc, ça a été plutôt une analyse spécifique à ce moyen-là. Je pense, c'est ça. Quand on fait...

- Q. [112] Bien, j'ai participé au dossier avec vous à cet aspect-là. Juste pour vous arrêter avant qu'on... puis je vous laisse continuer après ça, il n'y a pas de problème, vous pouvez continuer avec les explications.
- R. J'en avais juste pour quand on parle de nouveaux modèles, c'était une nouvelle version du modèle, je pense, qu'on a. Il y avait un modèle qui s'appelait FEP, puis il s'est appelé FEPMC après. Donc là, je ne veux juste pas réécrire l'histoire, mais si ça

peut vous aider à construire le fil du temps, bien, ce sera ça.

Q. [113] Mais, moi, ce que j'en comprenais du dernier membre du paragraphe que je vous ai lu, la décision de la Régie, ce dernier là, finalement on parle à ce moment-là d'Hydro-Québec :

[...] a annoncé qu'il va soumettre au NPCC, lors de sa prochaine révision triennale, l'évaluation du critère de fiabilité selon le modèle FEPMC.

Ça, c'était l'ensemble, pas juste l'interruptible. L'interruptible, j'étais là avec vous, on l'a fait ensemble là, puis même le quinze pour cent (15 %), on l'a appuyé là. Mais là, je reviens sur la question de l'évaluation de la fiabilité annoncée, c'était la fiabilité de tout, pas simplement l'interruptible. Puis là après ça, vous nous expliquez « bien, on utilise MARS parce que, MARS, c'est plus utilisé couramment par les autres là ». Là j'ai compris votre réponse, mais vous étiez comme sur un autre dossier ou sur...

R. Bien, je pense que la décision fait référence plutôt à l'électricité interruptible. Et pour moi, l'usage, il faudrait que je refasse, que je retrouve un peu l'histoire là-dedans, mais la

décision fait référence à l'électricité interruptible. Et je pense que ce qu'on a fait, c'est de soumettre à la Régie et au NPCC les évaluations de la réserve qui serait requise pour l'électricité interruptible, avec l'utilisation du modèle FEPMC. C'est ça qui a été... c'est ça qui a été fait. Ce n'était pas pour l'ensemble des besoins, c'était plus pour l'évaluation de la réserve requise pour l'électricité interruptible.

Q. [114] Peut-être m'expliquer votre réponse à ce moment-là à 22.3 là. La question :

Veuillez indiquer si le modèle FEPMC a été utilisé pour tester le respect du critère...

le critère de fiabilité dont on vient juste de parler là

[...] auprès du NPCC, tel que mentionné à la référence ii). Dans l'affirmative, veuillez présenter les résultats. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi le modèle n'a pas été utilisé.

Là vous me dites « bien, on l'a présenté comme ça pour l'interruptible », puis là vous... Mais là, la réponse, c'est :

Le modèle FEPMC n'a pas été utilisé pour tester le respect du critère de fiabilité auprès du NPCC.

Puis là vous nous parlez de MARS qui est utilisé parce que plus utilisé de façon générale par les autres.

R. Bon. Je recommence.

Q. [115] Oui. Allez-y.

R. Ce que je dis, c'est quand on fait les attestations de fiabilité, le modèle qui est utilisé depuis deux mille six (2006), c'est le modèle MARS. C'est le modèle qui est utilisé par tout le monde.

Ce qu'on dit, c'est que le modèle MARS, sur certains aspects, ne nous permettait pas de tester spécifiquement l'interruptible et les modalités fines de l'électricité interruptible, telles qu'elles avaient été décrites à l'époque de deux mille six (2006) ou deux mille huit (2008).

Et donc pour spécifiquement regarder la réserve requise qui est la contribution de l'électricité interruptible, on a utilisé le modèle FEPMC et on a rendu compte de ces résultats-là auprès de NPCC, avec le modèle... le modèle qui était là.

Q. [116] Je dois mal comprendre la réponse là. Non!

LE PRÉSIDENT :

Excusez, Maître Cadrin.

Me STEVE CADRIN :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

On m'a averti il y a quelques minutes qu'on était presque rendu à votre trois heures, et ce, si on a bien pris compte de la demi-heure que ça nous a pris pour s'entendre sur... ou discuter du couvert de glace là. Donc, je ne sais pas où vous êtes rendu, mais si on répond... il y a des réponses qui sont fournies. Je ne veux pas les interpréter à chaque fois là, mais, moi, j'ai compris qu'ils avaient changé de modèle pour avoir plus de précisions. Ça fait que... hein, ils ont ajouté des éléments.

Me STEVE CADRIN :

Dans le dossier d'interruptible, ça a été l'objet de la discussion pendant le dossier en entier là et c'est ça qui a été fait FEPMC. La question qui se posait, puisque vous aviez dit à l'époque - je dis « vous », la Régie comme institution là - vous aviez dit... bien, je voulais juste faire la déclaration qui est là et je la prends telle qu'elle est là. « Lors de la prochaine révision

triennale, l'évaluation du critère de fiabilité selon le modèle FEPMC ». Alors, je me serais attendu à une réponse après ça « avez-vous utilisé le modèle FEPMC ». Puis mettons qu'on va juste mettre ça sur l'électricité interruptible, comme ça semble être la réponse que je comprends, bien, je m'attendrais à avoir « oui ». Puis là, il a répondu à cette question-là de la façon suivante « non, on l'a pas... », bien, en fait, on me dit « oui, on l'a utilisé ». Puis là on nous dit, dans la réponse à la demande de renseignements « bien non, on ne l'a pas utilisé, on a utilisé MARS ».

Là ou bien on parle de l'électricité interruptible et peut-être dans ce cas-là c'est le FEPMC juste pour l'électricité interruptible, mais la question à ce moment-là « comment peut-on concilier la réponse écrite à la demande de renseignements ».

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Je peux peut-être préciser quelque chose, juste préciser.

LE PRÉSIDENT :

Allez.

R. Monsieur Zayat l'a mentionné, le dossier interruptible a été fait pour évaluer les modalités

finies de l'interruptible avec le modèle FEPMC.

Quand on a lu votre mémoire, je vous dirais, la première... quand on a lu votre passage ici, on a regardé ça, on cherchait d'où venait cette référence-là. Et là c'est avec votre référence dans le mémoire qu'on a vu. On a cherché où on a pu dire ça.

Je pense que ce que monsieur Zayat mentionnait, c'est que les résultats de l'évaluation de cette réserve-là ont été présentés au NPCC. Mais, je vous confirme que depuis ce temps-là, nous, on a toujours utilisé le modèle MARS. Je ne sais pas si... il y a eu peut-être une mauvaise interprétation, mais les intentions ont toujours été de faire les analyses de fiabilité avec le modèle MARS comme tous les autres ont... les autres zones de charge.

Donc, je ne sais pas si c'est peut-être ça là la démystification là, mais il n'y a pas de... il n'y a pas de doute, ça a été MARS. Et ça, c'étaient toujours les intentions du Distributeur à ce moment-là.

Me MARC TURGEON :

Q. [117] Marc Turgeon. Est-ce que je comprends bien que, pour l'interruptible, ce n'est pas MARS? C'est

R-3748-2010
2 juin 2011

HQD - PANEL 2
Contre-interrogatoire
Me Steve Cadrin

- 182 -

ça qui a été dit là.

R. C'est ça.

Q. [118] Bon. Mais, pour le reste, c'est MARS.

R. Toujours. Toujours.

13 h 58

LE PRÉSIDENT :

Maître Cadrin, vous pouvez poursuivre en prenant en compte là le...

Me STEVE CADRIN :

Et je vous ai entendu effectivement sur cet aspect, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Merci.

Me STEVE CADRIN :

Je vais faire de mon mieux.

LE PRÉSIDENT :

Je vous reconnais. Merci.

Me STEVE CADRIN :

Q. [119] Bon. Maintenant qu'on a dit ce qu'on a dit, je ne reviendrai pas dessus, je ne résumerai surtout pas, de peur de me tromper ou de changer quelque chose.

Je comprends que, donc vous dites « MARS, on l'utilise pour le NPCC, avec les exceptions qu'on a mises », on met ça de côté, parce que les

autres utilisent MARS d'une certaine façon. Je résume ça comme ça. Ça va ça? Pour le NPCC, on s'entend.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Ce n'est pas « d'une certaine façon », c'est un modèle qui est reconnu au niveau du NPCC, donc je dirais que c'est plus que « d'une certaine façon ».

Q. [120] N'est-il pas vrai de dire que le Québec a des particularités assez différentes de celles des autres membres du NPCC, et notamment lorsqu'il doit rendre compte de sa fiabilité, tenir compte de la production, du type de production qu'il a versus les autres?

M. HANI ZAYAT :

R. On peut discuter longtemps des avantages et des inconvénients de chacun des modèles. Je dirais que le modèle MARS tient en compte, un peu comme... avec des nuances, mais il tient compte de l'incertitude.

Quand on cherche à mesurer, à rendre compte de la fiabilité et des probabilités, il y a différentes façons de les prendre. Et le modèle MARS tient compte de l'incertitude, un peu comme tous les autres modèles de fiabilité.

Donc, ça permet d'avoir une certaine

demande, une certaine production, et c'est traduit... l'incertitude est traduite par un écart type, une distribution des probabilités qui sont associées à cette distribution-là, des taux de pannes qui sont associés à des... on appelle ça « des taux de pannes », mais ce sont des événements qui font en sorte que la production n'est pas là ou qu'elle est différente du scénario déterministe qui est posé.

Donc, je... oui, le Québec a des particularités et je pense que... effectivement. Par contre, ces particularités sont parfaitement modélisables à l'intérieur de MARS et c'est ce qui a... c'est ce qui a été fait, donc...

Q. [121] On a touché une question, un certain nombre de questions relativement au trois mille cent mégawatts (3 100 MW) de réserve à l'électricité patrimoniale. Je vous fais référence simplement à la notion là pour diriger la question.

Je vous ai posé tout à l'heure, en fait, on en a parlé tout à l'heure là, c'était peut-être passé de trois mille six cents à trois mille cent mégawatts (3 600-3 100 MW) avant la pause lunch. Mais, la question de base...

R. Ce n'est pas la réserve qui est associé à la

réserve patrimoniale qui est passée de trois mille six cents à trois mille cent (3 600-3 100 MW). La réserve associée à l'électricité patrimoniale a toujours été de trois mille cent (3 100 MW). C'était ce qui a été présenté dans les dossiers. La première fois dans l'entente globale cadre, je pense, qui date de février deux mille cinq (2005), de mémoire, je pense, un dossier qui a été... qui avait été présenté à la Régie, qui avait été débattu à la Régie.

Q. [122] Oui. Bien, en fait, ma question aurait été depuis quand le trois mille cent (3 100 MW), mais là vous venez d'y répondre. Mais, vous, vous n'avez pas d'autre information que trois mille cent (3 100 MW).

R. Bien, le trois mille cent (3 100 MW), je veux revenir au contrat patrimonial. On dispose de l'électricité patrimoniale ou le... l'électricité patrimoniale s'est déclinée pour la première fois à l'année deux mille cinq (2005). Et la réserve qui y est associée, donc le trois mille cent (3 100 MW), s'est décliné au même moment, au moment... en deux mille cinq (2005).

Q. [123] Et ça, dans le cadre, je pense, du dossier 3550-2005. vous avez participé à l'équipe là.

- R. Je l'appelle le dossier de l'entente cadre.
- Q. [124] Oui, c'est ça. Est-ce que vous savez quelle étude a servi à déterminer ce trois mille cent mégawatts (3 100 MW) ou de quand elle date cette étude-là? Pour déterminer la réserve, en bout de piste, qui était appropriée.
- R. Je n'ai pas la date spécifique, mais elle est antérieure à février deux mille cinq (2005). L'entente a été signée en février deux mille cinq (2005). Les études ont été... ont été faites probablement en deux mille quatre (2004), mais je ne voudrais pas m'avancer.
- Q. [125] Est-ce que je peux vous demander peut-être de vérifier, prendre peut-être l'engagement, si c'est possible, de vérifier l'année de l'étude qui a été utilisée pour les fins du Plan d'approvisionnement deux mille cinq (2005) là.
- R. Je vous dirais que ça s'est cristallisé dans une entente sur les services complémentaires. Ça s'est cristallisé par une entente cadre qui a été déposée à la Régie en deux mille cinq (2005).
- Q. [126] Non. Ça, je le comprends très bien, mais la question que je vous posais était plus loin. C'est l'étude derrière le trois mille cent (3 100 MW). On a questionné le trois mille cent (3 100 MW) toit à

l'heure, mais on ne revient pas là-dessus là. Donc, juste l'année de l'étude, pour nous permettre de s'assurer qu'on a la bonne lorsqu'on veut la discuter, si c'est disponible cette information-là. Évidemment, si vous l'avez là, ce serait l'idéal, mais sinon on peut prendre l'engagement là, ce n'est pas évident.

R. Écoutez, s'il faut faire une validation pour vous revenir sur la date, on la fera.

Me ÉRIC FRASER :

On est à l'engagement numéro 3, je crois.

Me STEVE CADRIN :

Alors, donc...

Me ÉRIC FRASER :

Bon. Si vous voulez y aller, confrère.

Me STEVE CADRIN :

Oui. Excusez-moi, t'es capable de...

Me ÉRIC FRASER :

Non, vas-y.

Me STEVE CADRIN :

D'accord. Alors, donc quelle est la date ou l'année de l'étude qui a servi à déterminer le trois mille cent mégawatts (3 100 MW), le taux de réserve de trois mille cent mégawatts (3 100 MW), pas le taux, mais la réserve de trois mille cent mégawatts

R-3748-2010
2 juin 2011

HQD - PANEL 2
Contre-interrogatoire
Me Steve Cadrin

- 188 -

(3 100 MW), excusez.

Me ÉRIC FRASER :

C'est bon.

E-3 HQD Fournir la date ou l'année de l'étude qui a
servi à déterminer la réserve de 3 100 MW
(demandé par l'UMQ)

Me STEVE CADRIN :

Q. [127] Ça va. Je ne veux pas interrompre votre
discussion. Est-ce que ça va? Est-ce que ça a trait
à l'engagement? Non. C'est bon. O.K. Alors, donc
l'engagement, ça va. O.K.

Donc, on a parlé des changements
climatiques dans la démonstration du critère de
fiabilité en énergie du Producteur. Alors, j'ai une
question sur cet aspect-là également.

Dans la demande de renseignements de l'UMQ,
réponse 23.7, encore une fois, HQD-4, Document 9,
page 36, réponse 23.7, et je vous fais lecture,
c'est assez court.

Veuillez décrire et quantifier les
hypothèses de changements climatiques
utilisées pour la préparation du

R-3748-2010
2 juin 2011

HQD - PANEL 2
Contre-interrogatoire
Me Steve Cadrin

- 189 -

graphique et du tableau déposés en
réponse aux questions 23.5 et 23.6.

Réponse :

Le tableau R-23.6 ainsi que le
graphique R-23.5 déposés en réponse
aux questions 23.5 et 23.6 sont
élaborés à partir de données réelles
et reconstituées. Ces données ne sont
donc pas construites à partir
d'hypothèses de changements
climatiques.

Alors, la question suivante : nous comprenons que
les données fournies sont élaborées à partir de
données réelles et reconstituées. Mais, est-ce que,
comme vous le faites pour la demande - pour la
demande, ici, j'ai une référence au dossier 3648-
2007, et en fait, c'est le document HQD-1, Document
1. Dans ce cas-ci, je vous ai fourni la référence
plus spécifiquement, les pages 9 et 10 pour les
fins de la question sur la normale climatique. Et
on le déposera sous 25. J'ai beaucoup de
difficultés avec les numéros devant là, on a trois
réponses différentes.

C-025 En liasse, pages 9 et 10 de la pièce HQD-1,

Document 1, dans le dossier R-3648-2007

Alors, donc j'accélère là, je veux juste reprendre la question. Donc, peut-être prendre connaissance de la question de la normale climatique qui apparaît à ce document pages 9 et 10 qui provient du dossier 3648-2007.

Je vais vous reposer la question du début là pour remettre en contexte là. Nous comprenons que les données fournies sont élaborées à partir de données réelles et reconstituées. Mais, est-ce que, comme vous le faites pour la demande, vous modifiez les historiques pour tenir compte des changements climatique? Je vous suggère que la réponse, c'est « non » là, mais...

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Excuses-moi, pourriez-vous répéter la question?

Q. [128] Absolument.

R. J'écoutais à peine.

Q. [129] D'accord. Alors donc, nous comprenons que les données fournies sont élaborées à partir de données réelles et reconstituées. Mais, est-ce que, comme vous le faites pour la demande, le document que je vous ai remis..

R. Oui.

Q. [130] ... vous modifiez les historiques pour tenir compte des changements climatiques? Je vous suggère que la réponse, c'est « non », mais vous pouvez me corriger.

R. O.K. Bon. Évidemment, ce n'est pas nous qui faisons les calculs de la fiabilité de HQD, hein, c'est eux qui les font. Ils nous les déposent et, nous, on les dépose trois fois par année à la Régie.

Les données et les demandes que vous avez faites, c'était de mettre à jour les différents graphiques qui avaient été présentés, de mémoire, dans les dossiers du Suroît en deux mille quatre (2004) et donc HQP nous a fourni les données là, nous a refourni le tableau pour qu'on puisse le produire.

La question 23.7 à laquelle vous demandiez de nous indiquer si... :

Veuillez décrire et quantifier les hypothèses de changements climatiques utilisées pour la préparation [...] des tableau et graphique. Bon. Ce qu'on a eu comme information, évidemment, il faut le valider avec notre fournisseur et on l'a fait. Ce qu'ils nous ont mentionné, c'est que. Bon. Je vais reprendre ça, deux problèmes!

Changement climatique au niveau de la demande, ça, c'est clair, c'est documenté. Le Plan d'appro deux mille sept (2007), ça a été... il y a eu des annexes complètes sur ça, on ne remet pas ça en question. Ici, on parle du changement climatique et son impact sur les apports naturels, autre chose, et non pas l'impact sur la climatologie.

Les informations qu'on a, ce qu'on a eu comme informations, parce que, nous, il a fallu poser la question. Évidemment, ce n'est pas une information qu'on détient. Ils ont fait... le fournisseur, évidemment, en tant que fournisseur, il a fait son travail. Il a informé lui-même auprès des organismes qui font ces travaux-là, il nous a indiqué que les changements climatiques, effectivement, n'ont pas de changement... n'ont pas d'impact significatif sur les apports naturels et c'est pour ça que la réponse que, ici, on a concoctée, en fait, c'est l'information qu'on avait d'eux, ça reflète exactement ce que j'avais mentionné.

Le changement climatique, oui, demande ça, c'est documenté. Il n'y a pas d'impact sur la demande. Ce qu'ils font, eux, ce qu'ils nous mentionnent, c'est que les changements climatiques

n'ont pas d'impact significatif sur les apports naturels.

14 h 08

Q. [131] J'ai compris que c'est une réponse qui vous vient d'ailleurs, donc je ne vous demanderai pas pourquoi puis le détail, j'ai compris ça.

R. Bien, c'est ça.

Q. [132] O.K. Maître Fraser me fait des compliments, je les prends quand ils passent. Alors, maintenant une série... Excusez-moi, ça fait trois heures, j'achève, je l'ai promis que j'essayais d'accélérer. J'en ai peut-être pour cinq minutes là.

Alors, on sait que le Distributeur dispose de plusieurs ententes avec ses fournisseurs dont le Producteur. J'appellerais ça peut-être des stocks d'énergie différée. On voit, par exemple, les tableaux mis à jour aux pages 23 et 24 de la demande de renseignements numéro 2 de la Régie dans le présent dossier. C'est simplement pour illustrer le propos. Si vous voulez y référer je vous laisse y référer aussi, il n'y a pas de problème :

Peut-on dire que dans la gestion optimale de ce stock d'énergie différée, le Distributeur doit tenir

compte de tout ce qui se passe d'ici
2027 pour prendre ses décisions,
notamment sur d'éventuelles
transactions financières ou sur les
décisions de différer ou de rappeler
des quantités d'énergie de ce stock?

Je suggère que la réponse c'est oui, mais je vous
laisse y aller.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Pourriez-vous répéter la question?

Q. [133] Certain. Alors, vous avez plusieurs ententes
avec des fournisseurs, mais notamment le stock
d'énergie différée avec le Producteur.

R. Oui.

Q. [134] Je résume ce bout-là.

R. Ça va.

Q. [135] Peut-on dire que dans la gestion
optimale de ce stock d'énergie
différée, ...

Si on veut le gérer optimalement.

... le Distributeur doit tenir compte
de tout ce qui se passe d'ici 2027
pour prendre ses décisions, notamment
sur d'éventuelles transactions
financières ou sur les décisions de

différer ou de rappeler des quantités
d'énergie de ce stock?

C'est là où j'ai suggéré oui.

R. Bien, je vais faire une autre réponse si ça ne vous
dérange pas.

Q. [136] Aucun problème.

R. Effectivement, nous dans la décision de différer ou
pas, on regarde, un, l'évolution de la demande,
notre équilibre offre/demande. Donc, c'est la
décision, les décisions qu'on prend sont basées sur
l'équilibre offre/demande, moyen, long terme, court
terme. Bon. Évidemment, je ne peux pas présumer, je
ne peux pas présumer que mes fournisseurs ne seront
pas là en deux mille vingt-six (2026), je ne peux
pas présumer qu'ils ne seront pas là en deux mille
vingt-cinq (2025). Je veux dire je tiens compte de
l'information dont je dispose. Ces décisions-là
dans le cadre, vous m'amenez sur le sujet d'énergie
différée, se font sur le strict plan offre/demande
et gestion des conventions.

Q. [137] Ça va.

R. Oui.

Q. [138] Allez-y.

M. HANI ZAYAT :

R. Donc effectivement, les décisions, la gestion des

ententes d'énergie différée tient compte de la situation telle qu'on la voit aujourd'hui. Donc, en tenant compte de ce qu'on voit aujourd'hui pour l'horizon deux mille dix-deux mille vingt-sept (2010-2027). Donc, on ne présume pas de ce qui va arriver entre deux mille dix-deux mille vingt-sept (2010-2027), mais plus la vision d'aujourd'hui de deux mille dix (2010), deux mille onze-deux mille vingt-sept (2011-2027), de ce qu'il y a aussi dans le passé, donc de toutes les décisions qu'on a prises et de ce qui a été accumulé dans le compte. Donc, effectivement les ententes, les conventions ont été utilisées dans le passé et cet historique-là fait partie de la gestion. Donc, c'est l'ensemble de ces éléments-là, ce n'est pas juste sur des présomptions futures.

Q. [139] Non non, mais vous essayez de prévoir un peu l'avenir d'une certaine façon avec ce que vous connaissez, au meilleur de votre connaissance au moment où vous prenez la photo.

R. Un plan d'approvisionnement c'est de regarder en avant. C'est ce qu'on fait dans le cadre du plan. Donc, on regarde les dix (10) prochaines années.

Q. [140] Oui.

R. Mais on regarde la situation telle qu'on la voit

aujourd'hui. Donc, on fait, on a une prévision de demande d'aujourd'hui qui se projette pour les dix (10) prochaines années. On voit les contrats qui sont arrivés, les contrats je veux dire c'est un exercice quand même structuré. On prend nos décisions en fonction de ce qu'on sait. C'est un peu ça que je veux dire.

Q. [141] O.K. Alors, l'entente de modulation en négociation avec le Producteur également dont on a parlé un peu ici et dont vous avez reparlé un peu plus tôt ce matin, c'était également un élément qui va être, qui devrait et qui va avoir à être pris en considération d'ici deux mille vingt-sept (2027)? On l'espère avant deux mille vingt-sept (2027), évidemment. L'entente de modulation avec le Producteur c'est un de ces éléments-là dont on doit tenir compte?

R. Il va être pris en considération dès qu'il va être en place.

Q. [142] Quant à l'échéancier pour cet aspect-là, donc est-ce qu'il y a des dates qui peuvent être avancées quant à l'avancement de cette négociation-là et quand on peut l'attendre cette entente de modulation avec le Producteur?

R. C'est sûr que l'entente de modulation vise à

couvrir nécessairement à partir du premier (1er) janvier deux mille douze (2012). Et donc ce qu'on cherche c'est qu'elle soit en place et qu'elle soit approuvée, y compris par la Régie évidemment, avant janvier deux mille douze (2012). Donc, on travaille fort pour pouvoir aboutir à une entente et on espère pouvoir déposer un dossier complet à la Régie.

Q. [143] D'où ma question combien de temps?

R. Dans le courant de l'été, avant l'automne. Je vais le dire comme ça.

Q. [144] O.K.

R. Mais soyez assuré qu'on vise à faire ça le plus vite possible.

Q. [145] Je vais un pas plus loin. D'autres ententes qui peuvent se présenter ou se discuter ou se préciser, à titre d'exemple des ententes avec TCE, modulation avec TCE ça a déjà été évoqué. Je crois que dans la preuve on parle de discussions embryonnaires, vous me corrigerez sur le terme peut-être. En fait non, c'est une réponse que vous avez donnée alors c'est le terme que vous avez utilisé.

Est-ce que de ce côté-là les discussions il y a un pas plus cadencé qui va se mettre en place,

parce que ça aussi c'est un élément qui pourra éventuellement jouer dans ce que vous allez, comment vous allez gérer notamment la question des stocks des énergies différées?

R. Je dirais que pour ce qui est des discussions ou ce qu'on a présenté comme étant un scénario de modulation de la centrale de TCE, l'horizon est moins... l'urgence est moins là. Cette modulation est requise aux bilans, on l'a intégrée dans les bilans à partir de deux mille quinze (2015). Donc, non, le calendrier est certainement moins urgent que dans le cas de l'entente de modulation, l'entente globale de modulation. Et surtout que le contexte et les conditions peuvent changer d'ici deux mille quinze (2015). Donc, je dirais que c'est peut-être prématuré d'amorcer tout de suite des discussions. Je pense qu'on peut voir les grandes lignes, on sait à peu près qu'est-ce qu'on imagine. Mais on est certainement à un degré nettement moins avancé que pour ce qui est des ententes, de l'entente globale de modulation.

Q. [146] Mais justement j'y viens parce que vous dites, bon, c'est deux mille quinze (2015), deux mille quinze (2015) c'est loin d'une certaine façon pour les fins de cette discussion-là. Mais

évidemment, l'entrée de jeu de ces questions-là est de dire, bien écoutez, tout ce qui se passe et tout ce qui s'en vient d'ici deux mille vingt-sept (2027) il faut en tenir compte, notamment dans l'entente de modulation qu'on pourrait avoir avec le Producteur, ça peut être une question. Si on a TCE, bien, on a une discussion avec deux partenaires sur des ententes de modulation, peut-être pas sur les mêmes produits ou sur les mêmes choses. Mais également aussi il y a des investissements qui peuvent être faits d'ici ce temps-là alors qu'on ne sait pas ou on est dans le brouillard, si je peux me permettre l'expression, relativement à une quelconque entente avec TCE. Pourquoi ne pas accélérer le pas et ne pas aller vers ça? Et je comprends que c'est deux mille quinze (2015), mais je vois ça plutôt rapidement, mais vous avez l'air à voir ça plus loin que moi. Mais ça dépend de quel côté on se place de la lunette, évidemment.

14 h 17

R. Peut-être que dans la séquence des choses qu'il est important de replacer, c'est sûr que l'entente de modulation avec TCE, ou en tout cas le scénario qu'on a inclus dans le plan d'approvisionnement est

l'entente globale de modulation, malgré la similarité dans le vocabulaire, ce sont quand même deux ententes assez, enfin ce sont deux concepts assez différents.

L'entente, la centrale de TCE évidemment est une centrale qui peut fonctionner mille sept cent soixante (1760) heures.

La problématique à laquelle on répondait au bilan c'est de dire plutôt on a des besoins d'hiver, on a des besoins de puissance et ce qu'on peut imaginer ou ce qu'on imaginait comme scénario pour l'entente de modulation avec TCE, c'est une centrale qui fonctionnerait pour la période d'hiver, donc quelque part entre premier (1er) décembre et trente et un (31) mars. Donc qui pourrait fonctionner avec un FU de cent pour cent (100 %) pendant cette période-là et qui serait à l'arrêt pour les autres périodes où on n'a pas de besoin. On n'a pas de besoin, ni en énergie, ni en puissance.

La difficulté ou les enjeux liés à une telle entente évidemment la centrale est déjà en place, il n'y a pas de construction ou d'investissement à faire, c'est plus une entente de type commercial dans le fond. Puis de voir un peu toute

la question de l'approvisionnement du gaz, les impacts sur les coûts.

Donc c'est quelque chose qui peut être, qui nécessite certainement des discussions qui peuvent être assez corsées. Mais même si on commençait à en parler aujourd'hui, on ne pourrait pas signer une entente aujourd'hui pour deux mille quinze (2015).

En tout cas c'est trop longtemps en avance, le contexte des prix d'énergie peut avoir bougé, tout peut avoir bougé d'ici là.

Dans ce qui est de l'entente de modulation, on parle d'une entente qui au-delà des transferts de la gestion des surplus et des déficits, c'est plus une entente qui va permettre un suivi plus horaire. Donc on est dans un autre type, un autre type d'entente, un autre type de produit et là le besoin est plus immédiat.

Q. [147] Je vous remercie, ça complète nos questions.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Cadrin. Maître Sicard pour l'Union des consommateurs.

Me HÉLÈNE SICARD :

Bonjour, Monsieur le Président. Avant de m'installer, je voulais vous demander si vous avez l'intention de siéger après trois heures (3 h), ce

qui nous permettrait de faire un bout si les témoins sont prêts. Par contre, je vous aurais demandé si c'est votre intention de peut-être nous donner à tous une légère pause pour avoir l'énergie pour continuer plus longtemps.

LE PRÉSIDENT :

Le problème c'est que la formation qui est devant vous, on est dans un autre dossier à partir de trois heures et quart (3 h 15).

Me HÉLÈNE SICARD :

Je m'installe.

LE PRÉSIDENT :

On nous a même demandé à trois heures (3 h) de passer à autre chose. Donc je vous invite à vous installer puis on va poursuivre de ce pas.

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me HÉLÈNE SICARD :

Q. [148] Rebonjour. Hélène Sicard pour l'Union des consommateurs. Bonjour Messieurs, Madame. Pour continuer tout de suite avec un sujet qu'on vient d'aborder qui était l'entente avec TCE et compléter là-dessus quelques questions que j'avais pour vous. Je vais d'abord aller avec ça. Avez-vous pris en considération la possibilité de faire un « partnership » soit par offre de vente qui pourrait être à la limite du long terme, mais pour

certaines périodes de l'année, la production de TCE justement pour pouvoir éviter ces approvisionnements gaziers qui pourraient être problématiques s'ils sont en pleine pointe également des besoins de gaz, soit l'hiver. Vous comprenez ce que...

M. HANI ZAYAT :

R. Pas sûr, non.

Q. [149] Bon regardez. Donc vous avez TCE qui est une centrale qui produirait. La charge québécoise pourrait utiliser à partir de deux mille quinze (2015) ce que je comprends de votre preuve TCE en pointe, donc pendant les mois d'hiver. Vous nous dites on regarde pour moduler la production de TCE et demander que cette centrale, qui est une centrale au gaz, qui peut s'ouvrir et se fermer, n'opère que l'hiver.

Maintenant si cette centrale n'opère que l'hiver je comprends très bien étant aussi dans les dossiers de Gaz Métro qui fournit cette centrale-là que de réussir à avoir un approvisionnement de gaz juste pour l'hiver pour des très grandes quantités peut être problématique et/ou peut avoir des coûts très élevés. Vous êtes d'accord avec moi?

R. En principe, c'est sûr.

Q. [150] Vous me faites signe de la tête là?

R. Oui.

14 h 23

Q. [151] Bon, voilà. Et est-ce que  a c'est un obstacle à faire cette entente avec TCE?

R. Bien  a serait à analyser, l'obstacle  a serait effectivement le coût qui serait associé quand on parle de difficultés, c'est plutôt de voir quels seraient les impacts sur les coûts d'avoir un approvisionnement gazier pour la période d'hiver seulement. Donc toute la...

Q. [152] Est-ce qu'on peut éviter cet obstacle-là, peut-être, si le Distributeur se trouve un associé pour partager la production de TCE, par exemple un client américain ou ailleurs qui lui dirait « Eh moi l'été j'en ai besoin, j'ai de l'air climatisé, j'ai des gros besoins, alors j'achète ton TCE l'été et toi tu le conserves l'hiver. » Est-ce que  a  a a été étudié comme possibilité?

R. Je dirais que  a a été étudié de façon macro, donc plus en recul, je peux revenir sur les, on n'a pas fait de démarches auprès de clients américains, si on va le prendre comme à. Par contre, on a fait les analyses à travers les dossiers qu'on a déposés à la Régie depuis trois, quatre ans maintenant et il s'avère que ce n'est pas une option qui est

rentable dans le fond de produire de l'électricité à partir de la centrale de TCE au Québec pour aller l'amener sur les marchés extérieurs et aller la revendre sur ces marchés-là.

Alors si c'est une, si ce n'est pas quelque chose qui est rentable ou qui est intéressant du point de vue du Distributeur, c'est quelque chose qui risque de ne pas l'être non plus de n'importe quel point de vue à moins, étant donné la corrélation ou le suivi qu'il y a entre les prix de l'électricité et les prix du gaz.

En tout cas c'est la situation qui perdure depuis déjà deux mille huit (2008) puis je pense que c'est assez, fondamentalement c'est quelque chose qu'on peut s'attendre à retrouver. Maintenant si en deux mille quinze (2015) ou dans l'année suivante cet équilibre-là ou cette dynamique-là s'en trouvait différente et ferait en sorte qu'il y a peut-être des opportunités, bien on pourrait regarder à ce moment-là et voir c'est quoi l'intérêt de le faire.

Mais pour avoir je dirais, pour que ce soit intéressant, évidemment il faudrait qu'il y ait un client, il faudrait qu'il y ait quelqu'un qui ait besoin de cette énergie pendant les mois d'été et

il faut que ce soit dans des conditions de marché, des conditions de prix qui soient intéressantes pour les deux partenaires.

Q. [153] O.K. Mais juste pour terminer, mais un vous n'avez pas fait de véritable recherche d'un tel client et deux si je ne me trompe pas les études et analyses auxquelles vous faites référence qu'on fait depuis deux mille huit (2008) dans le dossier de TCE sont des études sur des reventes sur l'année et où on utilise très, très peu de TCE.

Alors que pour deux mille quinze (2015) là vous envisagez d'utiliser la pleine capacité de TCE en hiver ou presque. C'est ce que j'ai cru comprendre là. Je me trompe?

R. Effectivement, pour les analyses de TCE ça a été fait sur une base annuelle, donc c'est quelque chose qui sera regardé pour voir quand on parlait de l'entente de modulation, voir quelles sont les opportunités, il y a une question de coût. Donc c'est une relation avec les prix du gaz et les difficultés, difficultés entre guillemets, d'approvisionnement du gaz pour une période d'hiver seulement.

C'est de regarder quelles sont les alternatives puis qu'elle est l'option la moins

coûteuse du point du vue du Distributeur pour obtenir dans le fond de l'énergie d'hiver uniquement à partir de la centrale de TCE et ne pas en avoir besoin au-delà de la période d'hiver. Ceci dit il faudrait, au-delà des difficultés économiques il faudrait aussi que la production de TCE soit... soit transportable. Donc le client... le client américain, il faudrait...

Q. [154] C'est la disponibilité des interconnexions, c'est ce dont on parle. Ça, c'est...

R. Disponibilité des interconnexions. Voilà!

Q. [155] Ça, c'est... on met ça de côté, on attend ce qui va se passer avec la Nouvelle-Angleterre, je pense, hein! On est d'accord?

R. Bien, on suit.

Q. [156] O.K. Voilà! Pour terminer avec le mot TCE, j'avais cru comprendre... et dans votre présentation ce matin - et je vous en remercie - vous nous avez parlé un peu plus de l'entente globale de modulation ce matin. Vous avez mentionné qu'elle incluait, la modulation, de divers dossiers là. Alors, ça vise les transferts été-hiver, l'éolien, les petites centrales et la biomasse.

J'avais cru comprendre dans la preuve que vous envisagiez d'intégrer - je comprends que ce ne

serait pas pour les premiers trois ans vis es, mais que vous envisagiez d'intégrer également TCE dans l'entente globale de modulation. Est-ce que je me suis trompée ou j'ai bien vu à dans la preuve?

R. Effectivement, dans le Plan d'approvisionnement, on envisageait d'inclure la TCE dans les moyens qui seraient modulables à travers l'entente globale de modulation. Comme je le mentionnais ce matin, cette entente-là n'est pas... n'est pas signée. On est en cours de négociation, donc le dossier...

Q. [157] On parle de l'entente globale de modulation là.

R. Oui, oui.

Q. [158] Oui. O.K.

R. C'est d'inclure la production de la centrale de TCE ou d'inclure TCE dans le périmètre de la production modulable à travers l'entente globale de modulation. Si vous me posez la question aujourd'hui, non, on n'inclurait pas TCE dans cette entente globale de modulation, du simple fait qu'il n'y a pas de TCE...

Q. [159] Production en ce moment.

R. ... en tout cas, à... D'ailleurs, vous le voyez dans nos bilans. TCE n'est pas présente au bilan pour les trois prochaines années, donc...

Q. [160] Mais, est-ce que vous envisagez, au cas où l'entente globale de modulation soit une entente renouvelable, d'inclure une clause qui inclut TCE à partir du moment où elle sera en production ou si on l'ignore tout simplement pour cette première entente?

R. Ce qu'on est en train de regarder pour l'instant, c'est une exclusion de TCE. Donc, on se concentre sur les moyens qui sont l'éolien, la biomasse et les petites centrales hydrauliques. Et la situation est  ... est à voir dans une deuxième ronde avec c'est quoi les meilleurs scénarios pour la production de TCE.

Vous comprendrez que TCE est une centrale quand même de cinq cent sept mégawatts (507 MW) et la production pendant huit mois est une production importante dont il n'y a pas de besoin. Donc, le scénario qui serait le plus économique à priori, c'est un scénario où on a une production d'hiver et pas de production l'été.

Q. [161] Hum, hum.

R. Maintenant, s'il y avait des... si d'ici là on trouvait une formule qui permettrait d'optimiser ces coûts-là ou d'optimiser ce scénario-là, bien ce sera certainement quelque chose qui sera à

regarder. Mais, pour l'instant, c'est plutôt deux composantes. Donc, dire on prend, à l'horizon des trois ans, comment on peut moduler les moyens existants, les moyens éoliens, biomasse, petites centrales hydrauliques, et on essaiera de régler le cas de TCE et de sa contribution à la pointe, en énergie et en puissance, à partir de deux mille quinze (2015).

14 h 30

Q. [162] Quand elle sera active, réactivée?

R. Bien, à l'intérieur du dossier de réactivation ou de modulation ou de contribution en hiver de la centrale de TCE.

Q. [163] Je veux juste terminer sur ce point-là pour que ce soit très clair. Donc, l'entente globale de modulation avec le Producteur n'envisage pas et n'inclura pas TCE si elle est conclue pour janvier deux mille douze (2012). Vous oubliez TCE pour le moment compl etement de à et il y aurait à la place une entente de modulation séparée avec TCE, si un jour il y en avait une quand elle revient active?

R. C'est le scénario qui est envisag e présentement.

Q. [164] à l'heure actuelle. O.K., merci. Je vous amène maintenant, je vais d'abord commencer avec des suivis de questions, des questions

complémentaires à la pièce HQD-5, Document 6. Quand vous avez le document en main. Ça va? Alors, je vais d'abord à la question 6.1 et à votre réponse. Je vais dans un premier temps vous amener au dernier paragraphe de votre réponse qui est à la page 4 qui se lit :

Le Distributeur signale que s'il n'avait pas pris de mesures pour gérer le solde du compte d'énergie différée, il se serait placé en défaut par rapport à son fournisseur, s'exposant à une situation devant laquelle ce dernier aurait pu demander de mettre fin aux conventions d'énergie différée.

Dans un premier temps, avez-vous reçu quelque indication que ce soit, verbale ou autres, de la part du Producteur à cet effet-là?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Donc, alors effectivement, en deux mille dix (2010) on se rappelle le contexte. Avril deux mille dix (2010) on faisait face à une situation où on devait considérer une nouvelle prévision de demande. Je ne veux pas refaire le dossier, mais il y avait des intentions d'efficacité énergétique additionnelle,

la hausse du patrimonial qui amenait, bon, les deux ensemble on parle de huit térawattheures (8 TWh) de moins, ou de moins de demande on va le dire comme à, sur l'horizon on va dire quinze-vingt-sept (15-27). Ce n'était pas tout à fait quinze (15), mais on va dire quinze-vingt-sept (15-27). Bon.

  partir de ce moment-là, nous ce qu'on a regardé c'est, quand on a remis à jour l'équilibre offre/demande, on s'est rendu compte...

Q. [165] Je vais juste vous interrompre deux secondes.

R. Oui.

Q. [166] Parce que j'essaie d'avancer.

R. Oui.

Q. [167] On va passer à des explications, je vais vous en demander je vous promets plus tard. Mais là ma question était avez-vous reçu des indications, verbales ou écrites, du Producteur à l'effet de ce que vous all guez dans ce paragraphe-là? Est-ce que  a c'est votre propre opinion ou si le Producteur vous a dit ou a fait quelque chose qui vous amène à dire à?

R. O.K. C'est notre propre interprétation de l'entente. Donc, nous on a des obligations et c'était clair qu'on ne voulait pas se mettre en défaut par rapport à l'entente. On ne voulait pas

se mettre dans cette situation-là et c'est pour ça qu'on a pris les actions qu'on a présentées l'année passée.

Q. [168] Avez-vous, alors que vous étiez en surplus par rapport à l'entente, on est en surplus on le sait tous.

R. Oui.

Q. [169] Alors, avez-vous fait des achats sur les marchés parce que l'énergie était à très bas prix plutôt que d'utiliser l'énergie des conventions au cours des deux dernières années?

R. Non, on ne fait pas ce type de spéculation-là. Et ça, je vous rappellerai que les conventions ne permettent pas de faire cet arbitrage-là. C'est clairement établi, c'est dans les « attendu ».

Q. [170] Ça je suis d'accord avec vous.

R. Oui.

M. HANI ZAYAT :

R. Peut-être juste spécifier, nuancer à tout le moins la situation de surplus. J'insiste c'est des surplus d'été et que quand même on peut être amené à faire des achats, notamment en période d'hiver.

Q. [171] Mais quand vous faites des achats pour les surplus d'été, c'est parce que l'énergie qui est disponible, si je ne me trompe, en vertu des

conventions vous ne pouvez pas l'utiliser, c'est qu'elle n'est pas disponible pour vous ou est-ce que je me trompe?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Juste préciser les achats d'été sont relativement rares. Les achats comme monsieur Zayat vient de mentionner sont en hiver. Et comme cette année, les achats, il y a des achats qui peuvent être faits en hiver et c'est au-delà de ce qui est utilisé via les conventions. Donc, l'été je vous dirais que la situation est assez différente, on n'est pas trop en mode achat.

Q. [172] Mais est-ce qu'on s'entend pour dire que jamais au cours des deux dernières années et vous n'envisagez pas dans les années qui s'en viennent de faire des achats sur des marchés de court terme parce que les prix seraient très bas, et qui vous obligerait, en faisant cet achat-là parce que vous êtes en situation de surplus, à différer de l'énergie des conventions plutôt que d'utiliser celle des conventions?

R. O.K. Bon. Les achats qu'on fait de court terme évidemment, c'est pour l'équilibre offre/demande, hiver majoritairement. Un petit peu en avril peut-être. Bon. Je vous rappellerai aussi que lorsqu'on

prend les décisions sur les conventions ça se fait à trois dates précises. Les décisions ne sont pas remises à jour à tous les mois. Donc, les décisions sont prises à trois périodes différentes de soit différer ou rappeler. Rappeler il y a une période, c'est le quinze (15) septembre, je l'ai mentionné tantôt. Et une fois qu'on prend ces décisions-là on vit, on avance avec l'équilibre offre/demande qui se présente devant nous. Effectivement, ça peut arriver que l'hiver on doit faire des achats. Mais ce n'est pas dans une perspective d'acheter pour faire de l'arbitrage avec les conventions, ça c'est clair. On ne fait pas ça et on ne le ferait pas.

14 h 37

- Q. [173] Il est clair, vous êtes d'accord avec moi, que vous utilisez au maximum le potentiel des conventions et en consommer le plus possible? Vous êtes d'accord avec moi?
- R. Les conventions comme depuis deux mille sept (2007) on les a mis en place en deux mille sept (2007), vous savez deux mille sept (2007) on les a utilisés plein potentiel, en deux mille huit (2008), en deux mille neuf (2009) et en deux mille dix (2010) on connaît la situation il a fallu ralentir la cadence au niveau de l'énergie qui pouvait être différée.

Donc pourquoi comme j'ai mentionné tantôt, comme on a dit dans le dossier tarifaire, c'est que le solde du compte d'énergie différée ne le permettait plus.

Donc évidemment si on n'avait pas cette problématique-là nous on différencierait. Ça c'est les dossiers numéro 1, on va le dire comme ça, convention 1, convention 2, on démontrait que c'était mieux pour nous de différer et on évitait ces coûts-là et de reprendre cette énergie-là plus tard dans le futur pour combler des besoins futurs. Donc l'économique était là.

Donc aujourd'hui la situation c'est que, la situation est telle que je ne peux plus faire ça...

Q. [174] En fait si je me trompe...

R. À court terme.

Q. [175] ... vous pensez ne plus pouvoir, vous êtes d'avis que vous ne pouvez plus faire ça parce que vous avez peur de vous retrouver avec un surplus deux mille vingt-sept (2027)?

R. Exactement.

Q. [176] Maintenant je reviens à cette phrase, vous vouliez me donner une explication. Qu'est-ce que vous entendez par que vous vous seriez:

... placé en défaut par rapport à son fournisseur en s'exposant à une

R-3748-2010
2 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Hélène Sicard

- 218 -

situation devant laquelle il aurait pu
demander de mettre fin aux
conventions.

Expliquez-moi?

R. O.K. Bien cette situation décrit le fait où on
aurait continué à différer de l'énergie en deux
mille dix (2010), en deux mille onze (2011). Je
vais vous donner un exemple. Au trente et un (31)
décembre deux mille dix (2010) on avait six
térawattheures (6 TWh) d'accumulés, sept
térawattheures (7 TWh) d'accumulés dans le solde,
on va l'appeler le solde du compte. Au trente et un
(31) décembre deux mille onze (2011), bientôt dans
six mois, avec les rappels qu'on a faits cet hiver,
les rappels on parle de pratiquement un
térawattheure (1 TWh) et la planification qu'on
envisage on va finir à six térawattheures (6 TWh).
Donc déjà on a six térawattheures (6 TWh)
d'accumulés, on avait sept térawattheures (7 TWh)
au trente et un (31) décembre deux mille dix (2010)
et là si on avait continué à différer davantage
dans cette optique-là, bien on l'a vu, on l'a
démonstré qu'en différant continuellement le
cyclable et l'énergie de la base, du contrat de
base on aurait, on serait arrivé avec un solde de

fin, de vingt-sept (27), ça dépend des prévisions qu'on avait, il y a eu trois prévisions, vingt-six à vingt-huit térawattheures (26-28 TWh).

Donc ça cette situation-là c'est cette situation-là qui nous mettait à risque vis-à-vis les conventions. Et effectivement le solde, l'entente prévoit qu'il y a des dispositions à la fin pour liquider le solde, tout solde positif.

Comme on l'a déjà mentionné, il y a une différence entre un solde positif et un solde de vingt térawattheures (20 TWh) ou vingt-cinq térawattheures (25 TWh). Donc les actions qu'on a prises c'était de préserver ça, préserver la flexibilité, faire face à des scénarios. Il y a trois conditions essentielles, faire face aux scénarios de demandes plus faibles, faire face aux aléas de la demande, notamment sur l'offre, excusez la demande, donc une demande plus faible, je l'ai mentionné, excusez-moi, aléas sur l'offre, il y en a deux types d'aléas sur l'offre à mon avis. Il y a un les rappels du Producteur, dans nos bilans l'année passée on les a vus, dans le plan on le voit, les conventions on présente l'évolution des conventions jusqu'en deux mille vingt-sept (2027). Le solde qui atteint zéro en mars vingt-six (2026).

R-3748-2010
2 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 220 - Me Hélène Sicard

Vous l'avez vous-même constaté l'année passée.

Bon ça considère que le Producteur on ne met pas de contrainte, le fameux quatre cents mégawatts (400 MW) additionnel, on considère qu'il va toujours être là. Donc on rappelle jusqu'à huit cents mégawatts (800 MW) pendant on va dire à terme deux mille quinze (2015), deux mille seize (2016) quasiment quatre à cinq mois par année, huit cents mégawatts (800 MW).

Je n'ai pas de certitude sur ça. Je prends un exemple fin. Si on perd cent mégawatts (100 MW) par pointe d'hiver pendant dix ans, bien c'est un térawattheure (1 TWh). Le térawattheure il va où, il va dans le solde de fin. Donc il y a ça et l'offre, on l'avait déjà mentionné, je le répète, il y a un aléa sur l'offre. On l'a vu récemment, il y a encore une annonce qui a été faite par le gouvernement pour un nouveau programme d'achat biomasse, on parle de cent cinquante mégawatts (150 MW).

Cent cinquante (150), on n'a pas la date encore, mais cent cinquante mégawatts (150 MW) à quatre-vingt-dix pour cent (90 %) de FU c'est un point cinq térawattheures (1,5 TWh) d'énergie additionnelle. Donc c'est ça les...

Q. [177] On va faire une petite parenthèse, vous me dites le gouvernement vient de faire une annonce sur promouvoir de la biomasse?

R. C'est ça.

Q. [178] Et c'est HQ Distribution qui va devoir acheter cette énergie-là puis l'utiliser?

R. Oui.

Q. [179] Quand le gouvernement vous annonce qu'il s'attend à faire ça. Est-ce que vous lui dites : « Wow minute, on est en surplus là »?

R. Ce n'est pas notre rôle.

Q. [180] C'est le rôle de qui selon vous de faire ça?

Me ÉRIC FRASER :

Non, moi je me suis objecté hier, là il y a eu une annonce de projet de décret. Et je vous dirais s'il y a quelqu'un qui s'oppose à ça c'est peut-être le rôle d'UC, ils iront en commission parlementaire et feront les représentations.

Nous premièrement c'est une annonce, on l'a évoquée, donc, mais on l'évoque à titre d'argument à l'appui du fait qu'il y a un aléa sur l'offre.

Moi je m'objecte à ce qu'on rentre dans ce type de question là de savoir qui parle à qui pour les décrets. Les décrets c'est une réalité puis nous on en prend acte et on les réalise.

R-3748-2010
2 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 222 - Me Hélène Sicard

Me HÉLÈNE SICARD :

Le témoin me répond que ce n'est pas à lui de faire ça. Je l'accepte la réponse. Tout ce que je lui demande ce n'est pas à lui, o.k., mais c'est à qui à ce moment-là de le faire. Parce qu'il le dit lui-même dans sa réponse ça va l'obliger à avoir encore plus de surplus.

Et on a une situation qui est problématique avec nos surplus. Alors dans la gestion des offres et de la demande, je comprends que le gouvernement lui impose d'accepter des offres. Je comprends ça. Mais quelque part qui peut se prononcer par rapport au fait que ces offres-là c'est un poids, c'est une charge pour les consommateurs québécois.

14 h 30

LE PRÉSIDENT :

Bon, Maître Sicard, écoutez j'ai bien compris votre question. On l'a abordée un peu hier également. Je ne crois pas que c'est ce panel qui va pouvoir répondre à ça. C'est définitif que ce n'est pas le panel d'Hydro-Québec qui peut répondre aux intentions du gouvernement. Ce qu'on sait c'est déjà prévu que le gouvernement puisse faire ça, c'est prévu dans la loi où est-ce qu'il est prévu que le gouvernement peut fixer des sources, des

volumes, et caetera. Mais je ne voudrais pas embarquer dans ce type de questions-là à savoir « Est-ce que vous avez influencé le gouvernement » ou « Est-ce que vous pourriez leur dire ».

Me HÉLÈNE SICARD :

Ce n'est pas à ma question. La réponse était très claire. Ce n'est pas à ma question et la réponse du témoin était très claire. Lui ne le fait pas. O.K. Moi je voulais juste lui poser comme question est-ce qu'il sait s'il y a quelqu'un qui peut le faire. Ce n'est pas lui qui le fait, mais est-ce que lui... Parce que j'ai compris des réponses d'hier, ils font affaire avec leur actionnaire, ils ont comme plus ou moins les mains li  es avec le décret. Le décret n'est pas passé. Mais,   coutez, entre vous et moi pour avoir déjà eu des discussions dans une autre vie avec monsieur Bastien, je pose simplement la question est-ce qu'il y a quelqu'un qui, selon lui, peut faire quelque chose.

Me ÉRIC FRASER :

Non. Et je vais m'objecter. Le témoin n'a pas à répondre à à. Et peu importe si vous acceptez la réponse, à ne donnera rien pour l'avancement de ce dossier-ci. S'il y a un décret qui est adopté, on

va le réaliser, « that's it, that's all ». C'est prévu à la loi.

LE PRÉSIDENT :

O.K. Je vous invite à poursuivre sur une autre ligne de questions.

Me HÉLÈNE SICARD :

Q. [181] Alors, je reviens donc, on ferme la parenthèse et on revient à donnez-moi un exemple d'une situation, en fait dites-moi à quelle situation vous faites référence exactement lorsque vous dites dans votre réponse que ça vous mettrait dans une situation dans laquelle le Producteur pourrait demander de mettre fin aux conventions d'énergie différée? Est-ce que, parce que là vous me décrivez une balance de vingt-sept térawattheures (27 TWh) en fin de contrat. Vous êtes d'accord avec moi, est-ce que ce n'est pas un risque d'une balance de vingt-sept térawattheures (27 TWh) en fin de contrat qui va faire qu'il va mettre fin au contrat?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. La situation que j'ai décrite tantôt c'est la même que je vais vous... Peut-être plus précis. On a l'obligation, on est les gestionnaires de l'entente. C'est nous le Distributeur qui décidons

si on diffère et c'est nous qui faisons les demandes pour faire les rappels. Bon. Si, de façon indue, on différerait de l'énergie sans se préoccuper du solde, bien, c'est cette situation-là que je décris. Cette situation-là nous aurait amenés à ne pas reprendre l'énergie qui aurait été différée. Et ça ce n'est pas pour le bénéfice de la clientèle. Nous ce qu'on veut préserver c'est l'entente telle quelle, les conventions pour s'assurer que l'énergie qui est différée et qui est, excusez l'expression, stockée qu'on puisse la reprendre un jour. Ce n'est pas de la solder à la fin en deux mille vingt-sept (2027) à des indices convenus dans l'entente. Ce n'est pas ça le but de l'entente. Le but de l'entente c'est du déplacement multiannuel, pas une liquidation à la fin. Et c'est pour ça l'article est clair dans l'entente sur ça.

Q. [182] Et est-ce qu'il peut y avoir, selon vous, de la revente de temps à autre parce que vous êtes en situation de surplus où les besoins québécois ne peuvent pas répondre à cette entente-là, ne peuvent pas répondre en fait à l'énergie que vous recevriez sous l'entente?

R. Bien, je pense que vous avez vu le plan comme moi. Déjà sur la période deux mille treize-deux mille

quinze (2013-2015) on parle de sept térawattheures (7 TWh), et ça c'est après le déploiement des nouveaux moyens. Donc, TCE, sur cette période-là TCE est à zéro, les conventions sont utilisées à pleine capacité parce qu'on s'est créé une marge de manoeuvre pour le faire. Donc, on réussit, avec le scénario du plan c'est qu'on diffère la base sur l'horizon jusqu'en deux mille vingt-quatre (2024), vingt-cinq (2025), vingt-six (2026). Et malgré ça, la période, j'exclus treize (13) parce que c'est un peu plus fin, mais treize (13), la période deux mille treize (2013), quatorze (2014), quinze (2015), on parle de sept térawattheures (7 TWh) de surplus.

Q. [183] Que vous allez revendre sur les marchés?

R. Les surplus qu'on constate quand on regarde l'équilibre offre/demande. Bon. Donc, ce que vous me dites c'est que, oui, il y a des surplus en plus des ventes qui doivent se faire, il y a des ventes, il y a des surplus qui sont prévus, donc il y a des ventes qui seraient à faire. Je reprends la modulation, j'en profite pour faire un croche sur la modulation. La modulation est là justement pour éviter cette situation-là. On le sait, les reventes sur les marchés c'est le dernier scénario le plus

envisageable compte tenu des frais associés. Donc, la modulation va permettre de réduire ça, les achats, les reventes, à des conditions meilleures. Comme monsieur Zayat l'a présenté au tout début, ça va amener une réduction des coûts d'approvisionnement en évitant, associée à ces coûts évités. Donc, oui, il y a des surplus et, oui, il y aurait des reventes à faire.

M. HANI ZAYAT :

R. Si vous me permettez de compléter.

Q. [184] Oui.

R. Peut-être replacer un peu le contexte des ententes d'énergie différée. Donc, ententes d'énergie différée le but effectivement était de répondre, initialement les premières conventions c'étaient des surplus qu'on voyait momentanés sur un horizon assez court, on parlait de deux mille huit-deux mille onze (2008-2011), pour les reprendre dans un horizon aussi assez court. Évidemment, dans les deuxièmes conventions on a allongé la flexibilité qui était associée à ça. On peut faire l'énergie, on peut différer de l'énergie pendant une longue période et aller la chercher aussi plus loin.

Mais même au-delà de ça, quand on regarde l'esprit des ententes, et je pense que c'était même

spécifique dans les ententes, le but est d'approvisionner les besoins québécois, donc de répondre à la demande au Québec. Il n'est pas, ce n'est pas l'intention d'aucune des deux parties de différer de l'énergie dans le but de la vendre en deux mille vingt-sept (2027) s'il restait un stock, ni de la revendre dans les années futures, même étirer dans le temps dans les cinq ou dix (10) prochaines années parce que les conditions seraient meilleures, et ni encore plus de faire des achats aujourd'hui et de stocker pour pouvoir en bénéficier plus tard. Donc, ça se voulait et ça se veut encore des ententes qui sont là pour gérer l'équilibre offre/demande du Distributeur de façon interannuelle, donc de reporter les surplus qu'on a à court terme pour les utiliser pour les besoins de la charge du Distributeur à plus long terme. Ce qu'on constate aujourd'hui, c'est qu'on continue à différer. Les surplus sont assez importants et ils demeurent pendant longtemps.

14 h 52

Q. [185] Monsieur Zayat, je vais vous demander si vous avez pris connaissance des décisions D-2008-076, D-2010-099 et des notes sténographiques des audiences tenues dans le cadre du dossier R-3648?

R-3748-2010
2 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Hélène Sicard
- 229 -

Et je vais vous remettre, et je vais déposer copie d'extraits de... Je vais produire tout ça en liasse. Je pense que je suis rendue à 027 (sic)... Ça, c'est pour la Régie. Il y en a des surplus pour les...

C-029 : (En liasse) Extraits des notes

sténographiques du dossier R-3648-2007 du 30 avril 2008; pages 5 et 6 de la décision D-2008-076; pages 13, 14 et 15 de la décision D-2010-099.

Alors, je vous invite, Monsieur Zayat, l'extrait de D-2008-076 page 5...

Me ÉRIC FRASER :

Je m'excuse, je veux juste m'assurer que monsieur Zayat a pris bien connaissance de tous les documents qui ont été déposés. Il y a quand même beaucoup de stock là-dedans.

Me HÉLÈNE SICARD :

Oui, oui. Alors je vous amène...

Me ÉRIC FRASER :

Juste un instant. Il est en train de lire.

J'aimerais ça que mon témoin en prenne connaissance.

Me HÉLÈNE SICARD :

J'étais pour lire avec lui. Est-ce que vous avez une objection à   a, confrère?

Me ÉRIC FRASER :

Oui.

M. HANI ZAYAT :

R.   a va.

Me HÉLÈNE SICARD :

Q. [186] Monsieur Zayat, si vous avez besoin de temps pendant que je pose les questions pour lire plus en détail ou lire autour des extraits que je lirai, n'hésitez pas à me le demander.   a va me faire plaisir de vous donner le temps. Alors, je vous amène en premier, le dossier D-2008... la décision D-2008-076. Vous n'étiez peut-être pas là. Mais c'était le dossier où on a approuvé les premières conventions d'énergie différée. Vous me faites signe?

R. Oui.

Q. [187] Oui. Alors, dans ce dossier, la Régie constate que le Distributeur, suite au témoignage du Distributeur qu'on reverra après:

Que le Distributeur ne pourra utiliser les reports d'énergie à des fins spéculatives, c'est-à-dire procéder à

des rappels d'énergie pour la revendre sur les marchés de court terme en vue d'en tirer profit.

Elle indique également :

[...] il peut revendre de l'énergie autant pendant la période où les livraisons sont reportées que pendant la période de retour des livraisons, et ce, en autant que les reports n'aient pas été faits à des fins spéculatives et que le Distributeur ait fait les efforts raisonnables pour que les Conventions servent aux besoins des Québécois.

Et nous avons à ces deux endroits, là, vous avez des notes de bas de page qui sont les notes 10, 11, 12, 13. Et la Régie... Et je vais y revenir. La Régie enfin dit qu'elle :

... considère que cette possibilité de revente est importante pour conserver la flexibilité du Distributeur en matière de gestion de ses approvisionnements.

14 h 58

Dans les notes sténographiques, ce sont les

notes sténographiques d'ailleurs auxquelles fait référence cet extrait. La page 30 qui est la première, j'ai deux lignes en marge, le témoin d'Hydro-Québec disait à l'audience :

Nous avons devant nous neuf ans pour disposer de cette énergie-là...

Parce qu'il y avait à ce moment-là un surplus.

... évidemment, on le souhaite, pour rencontrer des nouveaux approvisionnements. Mais, si c'est pas le cas, on va avoir neuf ans pour en disposer. Et ça pourrait se faire soit par de la revente si la demande ou les nouveaux approvisionnements n'étaient pas au rendez-vous.

En fait, c'est si la demande n'était pas au rendez-vous, je pense que le témoin disait. Ensuite, des questions ont été posées en audience sur ce qu'on entendait par l'esprit de l'entente et les activités de spéculation qui étaient mentionnées dans l'entente. Et je vous amène à la page 56 où il y a deux barres. Et je lis, mais ce que le témoin nous dit :

Mais, ce qu'on mentionne, c'est que l'esprit de l'entente, ce n'est pas

pour faire des ventes ou des achats de
façon spéculative puis de faire de
l'achat-revente, par exemple.

Êtes-vous d'accord avec moi que ce n'est pas ce
qu'Hydro-Québec veut faire, le Distributeur veut
faire non plus? Vous n'avez jamais fait de la
spéculation achat-revente?

M. HANI ZAYAT :

R. Effectivement, on n'en a pas fait. Et le but, c'est
de ne pas en faire justement. C'est pas de spéculer
à travers de l'achat-revente ni de spéculer à
travers du report de l'achat ou du report de
revente parce que la demande n'est pas là.

Q. [188] O.K. Et le témoin continue, et je suis dans
les deux autres barres en ligne un peu au bas de la
page 56 :

L'objectif, c'est pas de faire des
transactions spéculatives.

Je pose alors la question à monsieur Richard, parce
que je représentais l'Union des consommateurs à ce
moment-là :

Q. Monsieur Richard, vous me dites
clairement là « ce n'est pas de faire
une transaction spéculative », mais
sans nécessairement multiplier les

transactions spéculatives, n'êtes-vous pas d'accord avec moi que le Distributeur lorsqu'il décide de revendre ou doit revendre, il est dans l'intérêt des consommateurs qu'il représente et qu'il dessert de revendre au meilleur prix possible et donc, si possible, de faire un profit.

Dans l'éventualité où il ferait ce profit, est-ce que le Producteur, en vertu de cette entente-là, pourrait revenir et vous dire « aye! t'as vendu à profit une quantité d'énergie là. Je comprends que t'en avais pas besoin, mais t'as fait un profit là-dessus...

Dans le sens, il n'avait pas besoin de faire de profit,

... puis l'entente te dit que t'as pas le droit de faire de profit. Remets-moi le profit »?

Le témoin répond :

R. Non. Ce que dit l'entente, dans les meilleurs efforts, c'est qu'elle aura différé de l'énergie dans le fameux compte, parce qu'elle voit des

approvisionnement sur l'horizon à
faire. Sinon, si ce n'est pas le
compte, revend, ça revient à ça.

Donc, le témoin... Je cherche à lui faire préciser
par la suite, et le témoin continue, et je suis à
la page 58, et il me dit :

Je vais vous donner un autre cas de
figure, parce que, là, on... Une
année, je n'ai pas de... j'ai des...
je n'ai pas de besoins.

Non, en fait, c'est moi, ça, qui dis ça. Non, c'est
le témoin qui dit ça.

15 h 08

Je suis en période de surplus. Je
décide de faire des achats importants.
Et suite à ça, je me retrouve encore
en surplus plus importants, de
différer des quantités dans mon compte
en demandant à Hydro-Québec
Production, par exemple, de diminuer
les livraisons, parce que les prix
sont bons à cette année-là.

Ce n'est pas ça les meilleurs
efforts, parce que je n'ai pas différé
de l'énergie en vertu d'un constat au

niveau de mon bilan énergétique [...].

À date, quand vous différez l'énergie, c'est parce que vous constatez qu'à terme, dans les années qui viennent, vous n'en avez pas besoin ou parce que vous en avez besoin?

R. Je vais le reprendre. Quand on diffère de l'énergie, on regarde deux aspects. Premier aspect, on regarde aujourd'hui, est-ce qu'on a besoin de cette énergie-là aujourd'hui? Si la réponse est oui, on la prend. Si la réponse est non, on va tenter de la différer. Mais avant de différer, on regarde l'horizon et quels sont nos besoins, nos besoins futurs? Et ce qu'on fait, c'est qu'on dit, si je diffère l'énergie aujourd'hui, est-ce que c'est pour répondre à la demande, aux besoins québécois dans l'avenir? Si c'est oui, je peux différer.

Par contre, si je dois gérer le contexte, donc si je regarde aujourd'hui puis je vois que, en différant, je vais me retrouver avec un solde à la fin de la période des conventions ou que je risque de vendre l'année prochaine, dans cinq ans ou dans dix ans, parce que les besoins ne sont pas là, parce que l'utilisation de l'énergie différée est à son maximum, à ce moment-là, non, je ne peux pas

différer. Parce que  a reviendrait à faire de la
spéculation,   déplacer des ventes que je pourrais
faire aujourd'hui pour les faire dans cinq ans ou
dans deux ans. Donc, je ne veux pas différer des
reventes. Quand je constate une situation et que je
ne suis pas... je ne suis pas capable de différer
cette énergie-là pour les besoins du marché
québécois, à ce moment-là, la transaction de vente
se fait là.

Q. [189] à, c'est votre interprétation aujourd'hui de
ce qu'est la spéculation selon les conventions?

R. Bien, je vous ai entendu...

Q. [190] Monsieur Zayat...

R. ... je vous ai entendu pendant le...

Me ÉRIC FRASER :

Laissez le témoin répondre!

Me HÉLÈNE SICARD :

O.K. Oui.

M. HANI ZAYAT :

R. Je vous ai entendu, je pense que c'est en ligne
avec ce qui a été dit. Puis à ne me semble pas...
Il faudrait que je les relise, mais je pourrais les
reprendre à mon compte.

Q. [191] Je vais vous inviter, vous avez les
documents, ils sont là, je vois l'heure, trois

R-3748-2010
2 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Hélène Sicard

- 238 -

heures et dix (3 h 10), je vais vous inviter à en prendre connaissance ce soir. Ce n'est pas très long. à ne vous demandera pas très longtemps. Et vous pouvez si vous voulez même aller référer aux notes. Elles sont sur le site de la Régie, les décisions et les notes. Et je continuerai avec à, avec votre permission, demain matin. Là, je peux passer à autre chose si vous voulez que je continue, ou je peux m'arrêter. C'est parce que vous m'avez indiqué...

LE PRÉSIDENT :

Effectivement, Maître Sicard, la Régie va suspendre ses travaux jusqu'à demain matin neuf heures (9 h). Là-dessus, Messieurs, Mesdames...

Me HÉLÈNE SICARD :

Neuf heures (9 h) ?

LE PRÉSIDENT :

Demain matin.

Me HÉLÈNE SICARD :

O.K.

LE PRÉSIDENT :

Maître Gertler.

Me FRANKLIN S. GERTLER :

J'h s te à le faire à cette heure-ci, Monsieur le Président, mais seulement au niveau de

R-3748-2010
2 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Hélène Sicard

- 239 -

l'intendance. Je regarde notre préparation pour le contre-interrogatoire pour demain, le panel 2, puis je pense que ça va... il risque d'être plus comme quarante-cinq (45) minutes que le vingt-cinq (25) annoncé. Alors, espérant que d'autres ont peut-être moins de choses à poser, moins de questions.

Me HÉLÈNE SICARD :

Et question d'intendance, moi, je voulais aussi vous demander si vous aviez... Le calendrier prévoit lundi et non pas aucune autre journée la semaine prochaine. Est-il dans le possible que vous décidiez de siéger mardi, mercredi ou d'autres journées la semaine prochaine juste qu'on puisse organiser nos horaires parce que, évidemment, on préférerait si possible présenter notre preuve la semaine prochaine puisque mon expert qui ne peut pas présenter vendredi à cause de l'horaire a annulé ses vacances pour être disponible. Si la Régie est disponible, je vous pose la question. Je ne m'attends pas à une réponse maintenant.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Sicard. Donc, là-dessus, on va mettre fin à l'audience et vous souhaitez une bonne soirée. Demain matin neuf heures (9 h).

AJOURNEMENT

R-3748-2010
2 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Hélène Sicard

- 240 -

Nous, soussignés, ODETTE GAGNON 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 :

ODETTE GAGNON
Sténographe officielle

CLAUDE MORIN
Sténographe officiel