

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 7 JUIN 2011

VOLUME 6

JEAN LAROSE et CLAUDE MORIN
Sténographes officiels

COMPARUTIONS

Me PIERRE R. FORTIN
procureur de la Régie;

REQUÉRANTE :

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

INTERVENANTS :

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

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

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

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

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

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

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

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

Me DOMINIQUE NEUMAN
procureur de Stratégies énergétiques et Association
québécoise de lutte contre la pollution
atmosphérique (SÉ-AQLPA);

Me HÉLÈNE SICARD
procureure de Union des consommateurs (UC) ;

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

R-3748-2010
7 juin 2011

- 4 -

TABLE DES MATIÈRES

	PAGE
LISTE DES ENGAGEMENTS	6
LISTE DES PIÈCES	7
PRÉLIMINAIRES	9
PREUVE DE HQD - Plan d'approvisionnement du réseau intégré (panel 2)	
LUC BERNIER	
HANI ZAYAT	
STÉPHANE DUFRESNE	
MICHÈLE LABRECQUE	
STÉPHANE VERRET	
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me GENEVIÈVE PAQUET . .	11
INTERROGÉS PAR Me PIERRE R. FORTIN	43
INTERROGÉS PAR M. RICHARD CARRIER	173
RÉINTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER	179

PREUVE DE L'ACEF DE L'OUTAOUAIS

MOUNIR GOUJA

R-3748-2010
7 juin 2011

- 5 -

INTERROGÉ PAR Me STÉPHANIE LUSSIER 183

PREUVE DE HQD - Plan d'approvisionnement des
réseaux autonomes (panel 3)

MARIE-FRANCE ROUSSY

ROGER PERRON

MICHÈLE LABRECQUE

STÉPHANE VERRET

INTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER 198

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me FRANKLIN S. GERTLER . 209

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DENIS FALARDEAU . . . 217

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN . . 241

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ANNIE GARIÉPY 260

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me STEVE CADRIN 293

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me GENEVIÈVE PAQUET . . 299

INTERROGÉS PAR Me PIERRE R. FORTIN 303

LISTE DES ENGAGEMENTS

PAGE

- E-13 (HQD) : À la réponse 6.1 de B-23 (HQD-4, doc.
1), indiquer pourquoi on utilise la
valeur de 0,5 kW plutôt que celle de
0,8 kW qu'on observe dans le graphique
R-6.1, et donner l'explication
(demandé par la Régie) 165
- E-14 (HQD) Sur le tableau 22.1 de la pièce HQD-5,
Document 6, fournir sur la ligne pour
les approvisionnements post-
patrimoniaux des achats de puissance,
les quantités et les prix pour arriver
au montant établi sur cette ligne. 173
- E-15 (HQD) : Préciser si le contrat NLH spécifie
que la consommation des services
auxiliaires est à la charge du
Distributeur (demandé par RNCREQ) 286
-

R-3748-2010
7 juin 2011

- 7 -

LISTE DES PIÈCES

	PAGE
B-67 : (HQD-7, Document 3) Réponse d'Hydro-Québec Distribution à l'engagement numéro 7 .	10
C-12 : (GRAME) Article intitulé : « La mise en oeuvre de la Western Climate Initiative »	39
A-0046 : Extrait (pages 9 et 10) du NPCC Regional Reliability Reference Directory # 1 Design and Operation of the Bulk Power System, December 1, 2009	97
B-68 : (HQD-7, Document 2) Réponse d'Hydro-Québec Distribution aux engagements numéros 4 et 5	155
B-69 : (HQD-7, Document 4) Réponse d'Hydro-Québec Distribution aux engagements numéro 9	155
C-ACEFO-13 Curriculum vitae de M. Michel Bernier	181

R-3748-2010
7 juin 2011

- 8 -

C-ACEFO-14	Extraits des documents « Les délesteurs des charges électriques », ainsi que « Délesteurs de chauffage, Manuel d'installation et d'utilisation »	182
B-70 :	(HQD-6, Document 7) Curriculum vitae de Roger Perron; (HQD-6, Document 8) Curriculum vitae de Marie-France Roussy	198
C-19 :	(RNCREQ) Page du site Internet du Canadian off Grid Utilities Association	287
C-20 :	(RNCREQ) Document HQD-1, Doc 1 page 19 de la demande R-3756-2011	292

R-3748-2010
7 juin 2011

- 9 -

L'AN DEUX MILLE ONZE, ce septième (7e) jour du mois
de juin :

PRÉLIMINAIRES

LA GREFFIÈRE :

Protocole d'ouverture. Audience du sept (7) 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. Vous êtes déjà
prêt, Maître Fraser, pour les engagements?

Me ÉRIC FRASER :

Bonjour, Monsieur le Président. Bonjour à messieurs
les régisseurs. J'ai un engagement, donc je vais le
déposer tout de suite puisque, tant qu'à faire,
évidemment, on est pressé par le temps. Voilà!
Donc, c'est réponse à l'engagement numéro 7 qui a
été demandé par EBM, HQD-7, Document 3 la cote
d'Hydro-Québec, qui va être déposé sous B-67. et on
attend une autre série d'engagements qu'on espère
recevoir ce matin. Merci.

B-67 : (HQD-7, Document 3) Réponse d'Hydro-Québec

Distribution à l'engagement numéro 7.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Fraser. Avant de débiter ou de poursuivre le contre-interrogatoire par le GRAME, vous annoncer que la Régie prévoit, compte tenu de l'horaire, compte tenu de la possibilité de... en fin de compte ce qu'on regarde, c'est la possibilité de tenir une rencontre... une rencontre, c'est-à-dire les audiences jeudi matin à partir de neuf heures (9 h) pour pouvoir poursuivre l'audience et débiter les preuves, la présentation des preuves des intervenants. Ça fait que s'il y a des commentaires, je vous laisse mijoter ça et vous pourriez peut-être intervenir un peu plus tard au retour de la pause. Maître Paquet, bonjour.

Me GENEVIÈVE PAQUET :

Bonjour, Monsieur le Président. Bonjour, Messieurs les Régisseurs. Donc, Geneviève Paquet pour le GRAME. Bonjour aux membres du panel.

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

L'AN DEUX MILLE ONZE (2011), en ce septième (7e)

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 11 - Me Geneviève Paquet

jour du mois de juin, ONT COMPARU :

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

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

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me GENEVIÈVE PAQUET :

Q. [1] Pour le premier enjeu que je voudrais aborder
avec vous ce matin, c'est par rapport aux
approvisionnements additionnels. Puis je vous
demanderais de consulter les réponses à la demande
de renseignements du GRAME à la pièce HQD-4,
Document 5 à la page 27 à la réponse 4.6. Donc, en
réponse à la question 4.6 de la demande de
renseignements numéro 1 du GRAME, le Distributeur
indique que :

Le résultat des appels d'offres
déterminera la provenance et le type
de ressources qui contribuera aux
besoins du Distributeur.

Donc, pouvez-vous nous indiquer à quels appels d'offres le Distributeur fait-il référence exactement? C'est la toute dernière phrase de la réponse.

M. HANI ZAYAT :

R. Oui. En fait, dans la question 4.6 que vous mentionnez, on fait référence à la... on fait référence à la stratégie d'utilisation possible du marché de l'Ontario pour pouvoir acheter de la puissance, que ce soit en Ontario ou au Michigan.

Q. [2] Oui, vous référez à la nouvelle interconnexion...

R. C'est ça.

Q. [3] ... de mille deux cent cinquante (1250). Oui.

R. Et donc, cet achat de puissance, si on devait passer par là, ferait l'objet d'un, ferait éventuellement l'objet d'un appel d'offres.

Q. [4] Il n'y a pas encore d'appels d'offres qui sont lancés?

R. Non, certainement pas de ce côté-là.

Q. [5] Donc, suite au résultat des appels d'offres, est-ce que c'est possible pour le Distributeur de connaître la provenance, le type de ressources qui vont être utilisées par rapport à disons quand vous recevez l'appel d'offres, vous savez la provenance,

quel type d'énergie va être utilisée? Est-ce que c'est possible de le savoir?

R. Je vais vous donner une réponse qui est plus à titre indicatif dans le fond de comment fonctionne un achat de puissance sur les marchés de court terme si on parle de l'utilisation de marché de court terme possiblement. Donc, un achat de puissance, on veut s'assurer qu'il y a une centrale qui est désignée dans le fond et qui est en opération, qui est prête à être en opération à un court préavis pour pouvoir fournir l'énergie. Donc, typiquement, oui, la centrale est connue. Par contre, l'énergie, lorsqu'on fait appel à de l'énergie au moment besoin, en général, l'énergie, elle vient du système. Donc, quand je dis « du système », donc de l'ensemble du marché de la zone de réglage où la centrale est placée. Par ailleurs, les critères de sélection dont on dispose pour les achats de puissance de court terme sont évidemment le critère et le prix.

Q. [6] Merci. Maintenant, au niveau de la contribution des marchés de court terme en puissance toujours, à la réponse 3.1.5 de la demande de renseignements du GRAME, je vous amène à la page 15. Donc, à la réponse 3.1.5, le Distributeur énonce :

Outre les appels d'offres qui
répondent aux décrets du gouvernement
du Québec spécifiant une source
particulière d'approvisionnement en
électricité, le Distributeur ne fait
pas de distinction entre les sources
d'approvisionnement.

Donc, concernant spécifiquement le potentiel
d'achat en puissance sur les marchés de court terme
de mille cents mégawatts (1100 MW), est-ce qu'il
est toujours, est-ce qu'il est quand même possible
malgré votre réponse antérieure de pouvoir
identifier les types de ressources et leur
provenance?

R. Non, je suis obligé de m'en remettre à la réponse
de tantôt dans la mesure que ces appels d'offres ne
sont pas faits, ces achats ne sont pas faits. Je
peux juste dire que, pour ce qui est du recours au
marché de court terme, bien, ça peut être n'importe
quelle centrale qui, dans notre planification
viendrait essentiellement du marché de New York,
puisque c'est celui qui est identifié. Donc,
théoriquement, n'importe quelle centrale qui est
présente dans l'État de New York pourrait être...
pourrait « bider » pour répondre à notre appel

d'offres de court terme. Et évidemment je dis New York pour illustrer, mais en fait c'est les marchés de court terme qui nous sont disponibles.

Q. [7] Mais concrètement est-ce que les appels d'offres peuvent quand même vous permettre d'identifier, ça vous permet d'identifier la centrale uniquement, est-ce que c'est ce que je peux comprendre, sans la provenance de l'énergie?

R. Oui, effectivement, dans un appel d'offres on demande d'identifier la centrale. Et c'est ce qui fait que, en fait c'est notre façon de nous assurer qu'il y a vraiment un équipement qui nous est... qui est... qui nous est dédié d'une certaine façon même si l'énergie qui est produite après ne provient pas nécessairement de la centrale. La mécanique, la façon dont ça fonctionne cette mécanique-là, dans le marché de New York en tout cas, c'est que, une fois qu'on a identifié la centrale et qu'elle est présente, une fois qu'on fait les appels d'énergie, les appels d'énergie viennent du système. Et le producteur de cette centrale-là, donc la centrale qui nous a été dédiée, lui, il est obligé de la même façon à fournir de l'énergie dans le système. Donc, c'est comme ça qu'on fait l'appariement dans le fond.

Q. [8] Donc, c'est plus une question de prix et de fiabilité?

R. C'est effectivement une question de prix et de fiabilité. Après ça, les modalités de prix sont convenues avec le fournisseur. Donc, il y a une composante prix pour ce qui est de la puissance. Et lorsque l'énergie est appelée, il y a une formule de prix qui est convenue dans l'appel d'offres dans le fond.

Q. [9] Donc, peut-être pour résumer, dans votre réponse à 3.1.5, lorsque le Distributeur indique qu'il ne fait pas de distinction entre les sources d'approvisionnement, c'est donc que le type de ressource n'influence pas aucunement le choix du Distributeur quant à ces approvisionnements sur le marché de court terme?

R. Effectivement, pour les appels d'offres de court terme, le critère de sélection est un critère de prix en puissance et en énergie.

Q. [10] Donc, c'est exact que, à ce niveau-là, le choix du Distributeur n'est pas un choix clairement vert?

R. C'est un choix pour équilibrer le bilan à court terme, donc pour répondre aux besoins d'approvisionnement du Québec à court terme.

09 h 10

Q. [11] Maintenant, tout en accordant un traitement égal à toutes les ressources d'approvisionnement, est-ce qu'il serait quand même possible pour le Distributeur de pouvoir se fixer un objectif à atteindre en matière d'approvisionnement en énergie renouvelable?

R. Je crois que le portefeuille du Distributeur est déjà presque essentiellement constitué d'énergie renouvelable. Qu'on pense à l'énergie éolienne, on est rendu à trois mille cinq cents mégawatts (3500 MW) d'énergie éolienne, à de la biomasse, au programme d'achat de petites centrales hydrauliques ou même au contrat patrimonial qui est essentiellement de l'énergie, des énergies renouvelables faites à partir d'hydraulique. Donc, je pense que, je n'ai pas refait le ratio, mais on est certainement à un très haut pourcentage si ce n'est pas cent pour cent (100 %) d'énergie renouvelable.

Q. [12] Puis ça c'est au Québec, mais peut-être au niveau des importations est-ce que ce serait possible peut-être d'avoir un objectif juste au niveau des importations?

R. Bien, je rappelle que les importations viennent

compléter l'équilibre de bilans à très court terme. On est plutôt en mode surplus qu'en mode importation. Et je dirais le peu d'importations qu'il y a c'est pour des achats de très court terme de puissance et pour laquelle l'utilisation en énergie est relativement marginale. Donc, même s'il y a une centrale qui est dédiée pour l'approvisionnement en puissance, ce n'est pas des centrales auxquelles on fait appel de façon régulière.

Donc, même quand on va tenir compte de l'utilisation des importations et de ces centrales-là ça risque de ne même pas être visible en termes de décimales au niveau du bilan du Distributeur.

Q. [13] Est-ce que ça serait quand même possible pour le Distributeur de se fixer un objectif? On sait qu'un objectif ce n'est pas nécessairement obligatoire.

R. Bien, à partir du moment où on tire sur l'énergie, je vais revenir sur ce qu'on a dit tantôt, c'est que ça vient du système. Donc, là on ne fait pas, on n'identifie pas d'où ça vient spécifiquement.

Q. [14] Merci. Maintenant j'aborde la gestion de la consommation et puis mes questions sont en lien toujours avec, bien encore avec la procédure

d'appel d'offres en fait qui prévoit que des projets en efficacité énergétique peuvent faire l'objet d'une procédure d'appel d'offres au même titre que les sources d'approvisionnement.

Maintenant, on comprend que présentement le plan d'approvisionnement en réseau intégré comporte des surplus et qu'il n'y a aucun appel d'offres pour des projets en efficacité énergétique qui est prévu. Mais par contre, est-ce que le Distributeur a quand même commencé à identifier le potentiel technico-économique d'offre de projets à efficacité énergétique qui pourraient être disponibles ou qui sont disponibles au Québec?

R. Quand on regarde les enjeux qui sont identifiés dans le plan d'approvisionnement, les besoins sont des besoins de puissance. En tout cas dans l'horizon, dans l'horizon envisageable c'est un besoin de puissance à peu près autour des années deux mille quinze (2015). Et là ce n'est pas nécessairement de l'efficacité énergétique au sens de contribution en énergie, mais de quelle façon on peut identifier des moyens de gestion, de gestion de la demande pour pouvoir répondre à ce besoin-là. Et dans ce sens-là on pourrait penser à des formules de gestion de la demande qui pourraient

répondre à notre besoin de puissance. Donc, c'est quelque chose qu'on commence à regarder puis voir un peu quels sont les joueurs dans les marchés qui pourraient nous offrir ce type de produit.

Q. [15] Merci. J'aborde maintenant les attributs environnementaux. Et je vous demanderais de consulter la réponse à la demande de renseignements du GRAME à la page 23, la réponse 3.3.5 où le Distributeur indique que :

Le Vermont, seul État de la Nouvelle-Angleterre à avoir officiellement reconnu les grands projets hydroélectriques comme étant des projets de source renouvelable, n'a pas établi de RPS.

Donc, est-ce que vous pouvez fournir la référence sur laquelle vous vous appuyez pour indiquer le Vermont n'a pas établi de RPS? Peut-être en engagement simplement avoir la référence si c'était possible.

M. LUC BERNIER :

R. Bon. Écoutez, si vous me posiez la question contraire ça serait sûrement possible de vous donner une référence, mais vous comprenez c'est quelque chose qui est su dans le marché. On sait,

on pourrait vous donner une référence à l'effet que le Massachusetts en a, le Connecticut en a, mais quand il n'y en a pas c'est plus difficile de vous fournir une référence. C'est simplement, c'est quelque chose qui est connu dans le marché, c'est tout.

Q. [16] Est-ce que vous êtes au courant que le Vermont a tout de même un « RPG » qu'on appelle, comme un « Goal » au lieu d'être un standard?

R. Ils ont des objectifs, mais ils n'ont pas établi en tant que tel de marché où on échange des...

Q. [17] Donc, ils ont des objectifs. Est-ce que vous êtes, j'imagine que vous avez consulté la preuve du GRAME. Et puis dans cette preuve le GRAME a introduit à la page 58 un extrait indiquant que l'objectif d'utilisation des ressources renouvelables a été augmenté au Vermont en deux mille huit (2008) de sept (7 %) à vingt-cinq pour cent (25 %) pour l'horizon deux mille vingt-cinq (2025). Donc, est-ce que vous voyez un lien entre la reconnaissance des grands projets hydroélectriques par le Vermont et l'augmentation de sept (7 %) à vingt-cinq pour cent (25 %) d'ici deux mille vingt-cinq (2025) de l'objectif d'utilisation de ressources renouvelables au

Vermont?

R. Je pourrais peut-être voir un lien. Mais je ne vois pas nécessairement le lien avec notre plan d'approvisionnement d'une façon très très directe, pour le moment.

Q. [18] Bien, en fait pour le Distributeur est-ce que cette reconnaissance-là de l'hydroélectricité comme ressource renouvelable, est-ce que ça a peut-être permis un meilleur positionnement du Distributeur sur ce marché?

R. Écoutez, ici on parle de grands projets hydroélectriques. Lorsqu'on parle de votre question 3.3.5 on parle de la reconnaissance des grands projets hydroélectriques. En ce qui concerne le Distributeur, on n'a pas nécessairement nous-mêmes, outre l'électricité patrimoniale qui est du « system power » fourni par HQP, outre cette source d'approvisionnement qu'est l'électricité patrimoniale, nous n'avons pas d'autres contrats liés à des grands projets hydroélectriques. Donc, ce n'est pas vraiment un dossier où nos intérêts sont affectés.

Q. [19] Et dans l'avenir peut-être vous pourriez voir une ouverture à ce marché?

R. Pardon? Pourriez-vous répéter?

- Q. [20] Peut-être dans le futur est-ce que vous pourriez voir une ouverture par rapport aux attributs environnementaux avec le marché du Vermont?
- R. Autant qu'au Massachusetts ou au Connecticut, et ça on en a, je pense que la question a été abordée dans à peu près tous les sens jusqu'ici dans le dossier.
- Q. [21] Merci. Maintenant quant à l'entente de modulation avec le Producteur qui a aussi fait l'objet de questions. Vous avez indiqué à maître Turmel que les attributs environnementaux ne font pas partie des négociations actuellement. Et un peu plus tard dans la journée du trois (3) juin vous avez indiqué aussi à maître Hamelin qu'il n'y avait rien de prévu quant à la cession des attributs environnementaux. Donc, moi ma question serait le Distributeur ne devrait-il pas proposé une clause portant sur les attributs environnementaux dans le cadre de cette entente?
- 9 h 20
- M. HANI ZAYAT :
- R. En fait, ce qu'on a fait, c'est qu'on a regardé un peu qu'est-ce que ça... Je pense qu'on a déjà parlé des possibilités de... l'utilisation des attributs

environnementaux sur les marchés voisins et on en fait un certain... Je pense que dans le plan d'approvisionnement, il y a une série de... pas un balisage, mais un scan, dans le fond...

Q. [22] Deux pages.

R. ... de ce qui est... ce qui peut être fait autour. Et pour l'instant, on ne voit pas nécessairement d'application. Et donc, ce n'est pas inclus dans le... ou ce n'est pas envisagé dans les discussions, pour ce qui est de l'entente de modulation.

Q. [23] Je comprends, mais cette entente-là va durer quand même plusieurs années. Donc, ce ne serait pas mieux de prévoir une entente immédiatement pendant que vous allez... au moment où vous allez signer l'entente, pour le futur, peut-être pour réserver vos droits là, à tout le moins?

R. Pour l'instant, il n'y a pas vraiment d'intérêt.

Q. [24] Merci. Maintenant, en matière d'appel d'offres, est-ce qu'il est exact qu'il y a un contrat type en matière d'appel d'offres pour l'éolien qui contient une disposition qui prévoit le traitement des attributs environnementaux, qui serait l'article 24.2, si ça vous dit quelque chose là? On aurait produit.

M. LUC BERNIER :

- R. Effectivement, dans le cadre des contrats que HQD signe avec... que le Distributeur signe avec les producteurs éoliens, il y a un article qui, effectivement, permet au Distributeur de s'approprier les attributs environnementaux reliés à la production éolienne.
- Q. [25] Et ça, on le retrouve dans le contrat type. Et ce contrat type-là, est-ce qu'il se retrouve dans tous les appels d'offres éoliens?
- R. Il y a des différences au niveau des contrats types entre les appels d'offres, entre le premier et le deuxième et entre le deuxième et le troisième, des différences mineures. Je ne pourrais pas nécessairement vous dire exactement si le « wording » est le même en ce qui concerne les attributs environnementaux.
- Q. [26] Merci. Donc, le GRAME a reproduit dans son rapport une copie justement de l'article 24.9 qui se retrouve au contrat type de l'appel d'offres... de l'appel d'offres A/O-2005-03, mais considérant que cette pièce-là a été déposée au dossier sous la cote A-0031, mais les annexes n'étaient pas présentes. Donc, je vais vous référer au rapport du GRAME qui, lui, reproduit l'article qui était en

annexe. Donc, c'est à la page 55 du GRAME, C-GRAME-009.

Donc, les clauses qui sont prévues dans le contrat type déposé en annexe 10 de l'appel d'offres pour l'énergie éolienne A/O-2005-03 prévoient que les crédits futurs ou existants appartiennent au Distributeur et que, un peu plus loin :

Le Fournisseur s'engage à effectuer toutes les démarches nécessaires et à produire tous les documents requis auprès des autorités compétentes pour obtenir et maintenir en vigueur les droits visés au présent article.

Donc, dans le cadre de cet appel d'offres, est-ce que certains fournisseurs ont entamé des démarches afin de respecter cet engagement?

R. À notre connaissance, non.

Q. [27] Et est-ce que le Distributeur a effectué un suivi de cet engagement-là?

R. À partir du moment où ce n'est pas notre objectif de vendre des attributs environnementaux ou de les valoriser sur le plan économique, les démarches de certification, dans le fond, ne viseraient qu'à tirer un avantage économique. Il faut dire que ces

démarches de certification-là sont coûteuses et qu'on ne veut pas nécessairement que personne engrange des... ou engage des coûts pour finalement poursuivre un objectif qui n'est pas dans les vues du Distributeur.

M. HANI ZAYAT :

R. Si vous permettez, je vais me permettre aussi juste de replacer la clause dans le contexte. C'est sûr que ce qu'on dit, c'est que le Distributeur est propriétaire de ces droits-là, mais il faut lire aussi l'article dans son contexte, le contexte québécois, canadien. Et donc, ce que ça visait, c'est que la certification des centrales et de la production éolienne puisse être faite pour pouvoir profiter du programme de... du programme écoÉNERGIE du gouvernement fédéral qui est donc donner une subvention à la production éolienne jusqu'à hauteur d'un certain... Il y avait un seuil dont je... que je n'ai pas en tête. Et donc, le but ici, c'est de... Et comme c'est le Distributeur qui est propriétaire de ces droits-là, on voulait s'assurer, dans le fond, que le fournisseur fasse les démarches.

Maintenant, les contrats prévoyaient, de mémoire, un partage avec les producteurs de cette

subvention-là, mais c'est dans cette optique-là, je pense que l'article a été écrit. C'est sûr que l'obligation du fournisseur, ce n'est pas de certifier ses centrales partout en Amérique du Nord. Je ne pense pas qu'on peut le lire de cette façon-là.

Q. [28] Mais, quand même, il s'engage quand même à effectuer des démarches là.

R. Bien, ils l'ont fait dans le cadre du programme écoÉNERGIE et on a bénéficié donc de ces réductions-là dans le cadre du programme écoÉNERGIE pour les centrales qui étaient admissibles, jusqu'à l'épuisement de l'enveloppe qui était associée à ce programme-là.

Q. [29] Merci. Maintenant, au niveau de... Vous m'aviez dit tantôt que le... ce n'est pas nécessairement la même clause qui est dans tous les contrats types. Par exemple, à l'article 24.2 qu'on retrouve dans le contrat type pourrait différer. Est-ce que ce serait possible de savoir dans quels autres appels d'offres on retrouve cette clause portant sur les attributs environnementaux?

R. Écoute, ce qu'on me dit, c'est que cette clause-là ou une clause qui est très proche parente à ce qui est écrit là, est présente dans nos appels d'offres

pour ce qui est de l'électricité... pardon,
l'électricité produite à partir d'éoliennes ou à
partir de biomasse. La seule incertitude qu'on a
ici, c'est est-ce que c'est inclus dans le
programme d'achat pour les petites centrales
hydrauliques. On n'en est pas certain.

Q. [30] À ce moment-là, est-ce que ce serait possible
de vérifier par un engagement?

M. LUC BERNIER :

R. Le programme d'achat, en ce qui concerne les
petites centrales hydroélectriques, c'est
complètement différent. Les contrats seront déposés
pour approbation à la Régie lorsqu'ils seront
signés. Il y a plusieurs contrats qui n'ont pas
encore été signés, donc le processus n'est pas
terminé. Ce serait très embêtant là de vous donner
quelque précision que ce soit pour le moment.

Q. [31] Très bien. J'accepte votre réponse. Merci. Je
vais revenir pour l'appel d'offres pour l'énergie
éolienne, on revient à l'appel d'offres A/O 2005-
03. Lui, il a été déposé sous la cote A-0031 à la
Régie. Et cet appel d'offres-là prévoit également
une clause spécifique portant sur les attributs
environnementaux. Donc, si je comprends bien, la
clause du contrat type était plus une clause

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 30 - Me Geneviève Paquet

générale et puis là c'est une clause spécifique qui s'applique pour ce contrat... cet appel d'offres, en fait.

Donc, je vous ai déposé une copie parce que je pensais que vous n'aviez peut-être pas l'appel d'offres au complet avec vous. Donc, c'est l'article 2.2, c'est à la page 11 du document PDF, pour ceux qui ont accès à Internet, sinon c'est la page 6 du document écrit. Donc, cet article 2.2 indique que :

Tous les attributs environnementaux associés au parc éolien et à sa production sont la propriété exclusive d'Hydro-Québec Distribution.

Et puis, je passe le deuxième paragraphe et j'arrive au troisième paragraphe :

Le soumissionnaire peut offrir une option à Hydro-Québec Distribution en vertu de laquelle le soumissionnaire sera propriétaire des attributs environnementaux autrement dévolus à Hydro-Québec Distribution. Pour ce faire, il doit l'indiquer à la section 2.2.1 de la Formule de soumission (Annexe 11) et proposer une formule

alternative de prix d'achat de
l'électricité, en sus de la formule de
prix qui s'applique lorsqu'Hydro-
Québec Distribution est propriétaire
des attributs [...].

Donc, est-ce qu'il y a des soumissionnaires qui ont
déjà offert cette option au Distributeur d'être
propriétaire des attributs environnementaux qui
seraient autrement dévolus là au Distributeur?

09 h 30

M. HANI ZAYAT :

R. Là vous nous amenez à un appel d'offres spécifiques
qui est l'appel d'offres 2005-03 en vertu duquel le
Distributeur a octroyé des contrats pour deux mille
mégawatts (2000 MW) d'éolienne. On y va de mémoire.
À notre connaissance, non il n'y a personne qui a
offert ça. Mais les contrats, je tiens à insister,
les contrats sont déjà signés, ils sont déjà
approuvés et les premiers parcs vont commencer à
produire bientôt.

Q. [32] Donc, à votre connaissance il n'y aurait pas
de soumissionnaires qui auraient tenté de
bénéficier de cette clause. Donc, à votre
connaissance j'imagine qu'il n'y a aucune formule
alternative de prix d'achat d'électricité qui vous

aurait été soumise pour vous permettre de
bénéficier d'un prix plus bas?

R. Je ne suis pas sûr de saisir la question. On a évalué, ce que je peux vous dire c'est qu'on a évalué, si c'est ça, on a évalué les soumissions de deux mille (2000) appels d'offres en fonction des différents critères qui étaient en place qui incluait la soumission, la combinaison de parc qui donnaient le prix le plus bas. La combinaison tenait compte du prix de chacune des soumissions, des formules de prix qui étaient associées, des coûts de transport qui pouvaient être impliqués, des volumes minimum qui étaient requis, des conditions spécifiques qui étaient imposées par les fournisseurs de turbines. En tout cas je ne veux pas repasser à travers le processus d'appel d'offres.

Q. [33] Non, ça je n'en doute pas. Ce n'est pas de ça dont je doute. En fait c'est par rapport à la formule, on dit, l'article 2.2 dit qu'un soumissionnaire pourrait quand même offrir une formule alternative de prix d'achat. Et puis j'imagine que si eux sont propriétaires des attributs environnementaux c'est que le prix de l'électricité serait donc plus bas. Donc, vous

pourriez bénéficier d'un prix plus bas. Mais à ce moment-là l'article en continuant dit que :

Hydro-Québec fait l'analyse des
soumissions uniquement en se basant
sur les formules de prix du scénario
où elle conserve les attributs
environnementaux.

Donc, en premier lieu le Distributeur ne devrait pas considérer cette formule-là. Mais plus tard, s'il acceptait la proposition d'un soumissionnaire d'être propriétaire des attributs, alors là il pourrait se prévaloir de la formule alternative de prix d'achat. Donc, c'est à ce moment-là que le prix serait plus bas?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Donc, juste pour confirmer ce qui a été mentionné. Donc, à notre connaissance, effectivement il n'y a pas eu de formule de prix qui faisait l'objet de cette mécanique-là dans laquelle le fournisseur nous demandait d'être propriétaire des attributs environnementaux. Donc, là on vous dit ça de mémoire parce qu'on était là à ce moment-là. On a quand même eu quatre mille mégawatts (4000 MW) d'offre, on a signé plusieurs contrats. Il y a quand même eu quatre mille mégawatts (4000 MW) de

soumissions qui ont été fournies, déposées.

Et puis donc, ce que j'aimerais vous dire aussi c'est que les contrats sont publics. Et je répète il y a à notre connaissance, puis avec une grande certitude, il n'y a pas eu, même dans les offres qui ont été déposées il n'y a pas eu aucun fournisseur, à notre mémoire sous toutes réserves, qui a proposé ce type de mécanique.

Q. [34] Parfait, c'est clair. Merci. Maintenant, on comprend que pour la cogénération à la biomasse en vertu de l'appel d'offres AO2009-1, il y a les orientations du récent cadre réglementaire sur les émissions atmosphériques qui fait en sorte que les attributs vont rester la propriété du fournisseur. Mais par rapport à la production éolienne, les petites centrales hydroélectriques, le couplage éolien-diesel, donc comment le Distributeur entend profiter de certaines opportunités et éviter que ces fournisseurs soient exclus d'un marché qui pourrait provenir, qui pourrait fournir des revenus de l'extérieur? De manière vraiment générale.

M. HANI ZAYAT :

R. Bien, je dirais que ce qui est, malgré les clauses qui sont là, en fait les clauses sont là pour s'assurer que les attributs environnementaux sont

la propriété du Distributeur. Mais au-delà de ça le but des appels d'offres est essentiellement de fournir la charge, la charge québécoise. Donc, c'est pour répondre à des besoins, à des besoins de la charge, des besoins du Distributeur plutôt, je devrais parler des besoins du Distributeur, et s'assurer dans le fond que tous les appels d'offres je pense qui sont faits sont dans ce cadre-là et dans le cadre d'un développement des énergies renouvelables au Québec. Et ce n'est pas dans un but de faire de l'exportation ou de faire de l'argent avec les attributs environnementaux sur les marchés extérieurs.

Q. [35] Je comprends que le Distributeur, là on le sait, c'est en preuve qu'il n'entend pas nécessairement profiter immédiatement des crédits. Mais est-ce que vous pensez, vous avez commencé à penser, à prévoir des mécanismes pour pouvoir les comptabiliser, premièrement, les crédits de réduction d'émissions, avez-vous commencé à prévoir des mécanismes ou pas du tout?

R. En fait il n'y a pas, je vais juste le reprendre, il n'y a pas de besoin de les comptabiliser pour les besoins, pour les besoins du Distributeur pour le marché au Québec pour le marché du Distributeur.

Au-delà de ça on pense que sur les marchés extérieurs ce n'est pas quelque chose dont on peut se servir de façon réaliste pour toutes les raisons qu'on a invoquées au cours des derniers jours. Donc, il n'y a pas nécessairement d'intérêt pour nous à faire de la comptabilisation qui ne nous amène pas nécessairement vers une utilité spécifique.

Q. [36] Maintenant, la question des opportunités des marchés, des crédits CER, attributs environnementaux a été vraiment abordée, a été décrite à la pièce HQD-1, Document 1, pages 29 et 30. Maintenant, à la lecture de la preuve on constate que le Distributeur n'a pas abordé la question des marchés des crédits d'énergie renouvelable de la « Western Climate Initiative » qui doit s'appliquer à partir du premier (1er) janvier deux mille douze (2012) au Québec. Mais est-ce que le Distributeur est au fait de cette initiative et de la participation du Québec à ce système d'échanges qui doit s'appliquer à partir de janvier deux mille douze (2012)?

M. LUC BERNIER :

R. Oui, effectivement. C'est quelque chose qu'Hydro-Québec, Hydro-Québec est au courant.

Q. [37] Puis donc, vous êtes au courant qu'il s'agit d'un système de plafonnement d'échanges d'émissions de gaz à effet de serre qui est régional. Est-ce que vous connaissez les provinces et les États qui vont y participer?

R. J'espère que vous ne me demanderez pas de les énumérer.

Q. [38] Non non.

R. Tout ce que je peux vous dire c'est que la plupart des voisins avec lesquels on transige n'y font pas partie.

Q. [39] Par contre, êtes-vous au courant que le Québec et l'Ontario en font partie?

R. Le Québec et l'Ontario et plusieurs États de l'Ouest sont également, en font également partie.

Q. [40] Et est-ce que, étant donné que vous connaissez, est-ce que vous pouvez peut-être élaborer sur les intentions du Distributeur par rapport à sa participation à ce système d'échanges?

R. Écoutez, il y a des engagements du gouvernement du Québec. Nous, à cet égard-là on doit faire du « reporting ». Et effectivement, pour le moment on s'en tient à faire le « reporting » nécessaire ou à mettre en place les outils nécessaires dans le but ultérieurement de faire du « reporting » sur les

gaz à effet de serre qui sont la conséquence des actions qu'on prend, qu'on prend pour assurer les approvisionnements, l'approvisionnement du marché québécois.

Et effectivement, il y a un système à Hydro-Québec qui est mis en place tranquillement, qui est en train d'être mis en place en fait pour faire le « reporting » nécessaire.

Q. [41] Est-ce que ça fait un certain moment que vous faites ces démarches-là, peut-être la raison pour laquelle vous n'en avez pas parlé dans la preuve, pour quelle raison?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. J'aimerais peut-être apporter une petite précision. Les démarches qui ont lieu au niveau du WCI ce n'est pas nous directement, ce n'est pas le Distributeur qui est impliqué directement au niveau de ces démarches-là. Donc, c'est Hydro-Québec via ses unités corporatives qui assure un suivi. Donc, évidemment, si on est consulté on peut avoir des questions de leur part, mais ce n'est pas nous directement qui faisons les démarches pour assurer une présence au niveau, pas comité, mais cet objectif en soi.

Q. [42] Merci. Juste un instant. Donc, je vous ai

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 39 - Me Geneviève Paquet

déposé, je vous ai fait parvenir par le biais de votre procureur un article de revue de la Revue Choc qui est décrit comme le magazine de l'Association de l'industrie électrique au Québec, qui est intitulé « La mise en oeuvre de la Western Climate Initiative » qui est écrit par madame Blais du ministère du Développement économique de l'innovation et de l'exportation. Et je vous réfère à la page 8. Oui, j'aimerais le déposer sous la cote C-GRAME-12.

C-12 : (GRAME) Article intitulé : « La mise en oeuvre de la Western Climate Initiative »

Et puis je vous réfère donc à la page 8 de la revue à la troisième colonne, dernier paragraphe :

La WCI prévoit que les établissements du secteur de la production d'électricité devront acheter leurs droits d'émission sur le marché, puisqu'ils ne se qualifient pas en tant qu'industries « Energy Intensive Trade Exposed ».

Donc, on comprend que les établissements de

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
- 40 - Me Geneviève Paquet

producteurs d'électricité auront à acheter des droits d'émission. Est-ce que le Distributeur ne pourrait-il pas vendre ses crédits par exemple aux producteurs d'électricité en Ontario ou peut-être à d'autres participants à ce système?

9 h 40

M. LUC BERNIER :

R. Les modalités de ce qui va être appliqué au Québec ne sont pas encore connues, donc il y a plusieurs détails là-dedans lorsqu'il y a des transactions d'électricité qui sont faites avec les marchés externes qui peuvent être impliquées et la façon dont ça va être appliqué, la façon dont tout ça va être comptabilisé, ce n'est pas encore connu. Donc, c'est très difficile pour le moment de dire qu'est-ce qu'on va devoir « trader » comme... ou qu'est-ce qu'on va devoir échanger comme droit.

Q. [43] À ce moment-là, est-ce qu'au niveau de l'état d'avancement du Plan d'approvisionnement, est-ce qu'on pourrait avoir un peu plus d'informations à ce niveau-là, pensez-vous?

R. Ce serait difficile. En tout cas, pour le prochain état d'avancement, je ne pourrais pas vous le... je ne pourrais pas vous dire, mais à partir du moment où le mécanisme va être en place, ça va être plus

facile.

Q. [44] Très bien. Donc, merci. Le dernier point que je voudrais aborder avec vous concerne les groupes électrogènes de secours. Donc, le Distributeur nous indique qu'il ne compte plus sur ce moyen pour satisfaire ses besoins de puissance. Ensuite, en réponse à la demande de renseignements numéro 1, vous n'êtes pas obligé de prendre la demande, mais à la question numéro 5 de l'ACEF de l'Outaouais, le Distributeur indiquait qu'il n'avait reçu aucune demande d'adhésion pour cette option malgré une baisse du prix du diesel. Et puis, enfin en réponse en audience à maître Falardeau, vous avez indiqué que les groupes électrogènes de secours entraînaient également des nuisances en termes d'odeurs.

Donc, pour toutes ces raisons, moi, je vous demande : pour quelle raison le Distributeur souhaite maintenir cette option dans le texte des Tarifs et conditions s'il ne compte plus sur ce moyen pour satisfaire ses besoins de puissance?

M. HANI ZAYAT :

R. En fait, c'est une option. On ne compte plus là-dessus, pas parce qu'on ne voulait plus compter là-dessus, c'est parce qu'il n'y a pas d'offre de ce

côté-là. Et dans ce sens-là, c'est une option qui est présente dans les Tarifs et conditions du Distributeur, mais les quantités qui sont reçues en vertu de cette option-là sont quasiment nulles. Après ça, c'est à chacun des propriétaires de groupes électrogènes de décider s'il veut participer ou pas. J'ai juste illustré hier le pourquoi il y a peu d'offres et c'est les échos qui nous sont venus du marché en termes de... en termes de nuisance. Mais, peut-être que dans certains cas, les effets de nuisance dont j'ai parlé n'existent pas ou ne sont pas... ne sont pas là ou sont moins ressentis par nos clients.

Q. [45] Mais, si on suit cette tendance, on peut penser que cette tendance va continuer. Dans combien de temps est-ce qu'on peut envisager que le Distributeur va retirer l'option du texte des Tarifs et conditions?

M. STÉPHANE VERRET :

R. Il n'est pas envisagé pour le moment de retirer cette option-là des tarifs et conditions. On mentionne que, pour l'instant, il n'y a pas... il n'y a pas l'offre, sauf que l'option est en place. Et dans la mesure où, dans le futur, ça pourrait répondre à un besoin, bien, l'option sera

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Geneviève Paquet

- 43 -

disponible, elle sera présente.

Mme MICHÈLE LABRECQUE :

R. Je peux compléter.

Q. [46] Oui.

R. Donc, oui, effectivement, cette opportunité-là est toujours dans le portefeuille et nos délégués commerciaux continuent de parler de cette option-là aux clients et, éventuellement, il pourrait y avoir des situations où ce serait disponible.

Q. [47] C'est la raison pour laquelle vous voulez le conserver. Parfait. Donc, je vous remercie. Ça complète mes questions. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Paquet. Maître Fortin pour la Régie.

INTERROGÉS PAR Me PIERRE R. FORTIN :

Q. [48] Merci, Monsieur le Président. Alors, bonjour Madame, bonjour Messieurs du Panel. Je voudrais vous interroger, en premier lieu, concernant les possibilités d'approvisionnement en provenance de la Nouvelle-Angleterre et plus particulièrement du New-Hampshire.

Je vous réfère à la pièce B-005, HQD-1 Document 2, Annexe 4B, à la page 189, je vais vous lire l'extrait en question qui concerne la Nouvelle-Angleterre. Vous indiquez ce qui suit :

Si la nouvelle interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre se réalisait, une capacité d'importation d'environ 1 000 MW pourrait être disponible à partir de ce marché. Les ressources existantes en Nouvelle-Angleterre pourraient alors facilement être offertes dans le cadre des appels d'offres du Distributeur.

fin de la citation. Advenant le cas où cette interconnexion-là n'était pas réalisée, on voit dans les médias présentement qu'il y a beaucoup de controverses concernant, tant du côté du Québec que du côté du New-Hampshire, quant à la possibilité de réalisation éventuelle de cette interconnexion.

Sans présumer du résultat des démarches qui seront faites, advenant le cas où ce projet-là ne soit pas réalisé, quels seraient les impacts du point de vue du Distributeur sur la satisfaction des besoins québécois en pointe sur l'horizon du Plan, du présent Plan d'approvisionnement?

M. HANI ZAYAT :

R. En fait, pour l'instant, on fait état, comme vous pouvez le constater dans cette annexe-là, des marchés qu'on suit ou du potentiel qui peut venir

soulager ou des nouveaux moyens qui pourraient être disponibles pour le Distributeur. Mais, le Plan aujourd'hui ne tient pas compte de cette interconnexion-là, donc elle n'est pas présente, elle ne contribue pas au comblement des besoins ni en puissance ni en énergie.

Q. [49] Pas jusqu'en deux mille quinze (2015), à tout le moins là, qui serait la date prévue.

R. En fait, ni en deux mille quinze (2015) ni par la suite, dans ce cadre-ci. C'est juste... c'est lorsqu'on aura des indications que... dans le fond, que cette ligne-là serait disponible pour le Distributeur, dans le fond, pour approvisionner les besoins du Distributeur, on l'inclura à ce moment-là. Mais, les bilans tels qu'ils sont présentés là ne tiennent pas compte de cette ligne.

9 h 50

Q. [50] Parfait. Merci. Je voudrais maintenant aborder le sujet des transactions financières avec le Producteur dans le cadre des conventions d'énergie différée. Je vous réfère à la pièce B-023, HQD-4, Document 1, soit les réponses à la demande de renseignements numéro 2 de la Régie. Et plus particulièrement, dans un premier temps à la page 25.

Alors, en réponse à la question 12.2, vous indiquez à la fin du premier paragraphe que l'utilisation des transactions de vente avec le Producteur pour deux mille onze (2011) n'est pas remise en question. En plus à la question 12.3 vous répondez que :

Selon le scénario moyen de la demande présenté dans le présent plan, le Distributeur confirme qu'il ne serait pas requis de recourir à ce type de transaction visant à réduire l'énergie associée au contrat en base au-delà de 2011.

Ma première question c'est est-ce que vous avez conclu à ce jour, au moment où on se parle est-ce que vous avez conclu des transactions financières pour deux mille onze (2011)?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Oui.

Q. [51] Est-ce que vous pouvez indiquer les quantités et les périodes qui sont visées?

R. C'est donc sensiblement les mêmes quantités qu'on avait indiquées dans la tarification l'année passée. Donc, ça vise la période du premier (1er) avril au trente (30) septembre deux mille onze (2011). Donc,

c'était selon la date de préavis qui doit être émise, de mémoire, au vingt-huit (28) février selon les modalités des conventions. Donc, ce volume-là on parle d'un point huit térawattheure (1,8 TWh), un point neuf térawattheure (1,9 TWh), sensiblement les mêmes quantités qui avaient été présentées dans la tarification de mémoire, je pense, je vais arrondir à un point neuf, deux térawattheures (2 TWh). Mais c'est sensiblement les mêmes quantités et ça a été effectivement conclu en fin d'hiver.

Q. [52] Alors, c'est pour la totalité de ce que vous aviez indiqué dans le dossier tarifaire R-3740 qui était prévu pour deux mille onze (2011) si vous entendiez y recourir?

R. C'est pour la totalité de l'énergie découlant du contrat en base. Évidemment, ces quantités-là sont revues au jour le jour. Parce que là ce que je vous dis aujourd'hui dans le fond c'est que, ce que je veux dire c'est que je ne peux pas confirmer que les quantités finales seront d'un point huit (1,8 TWh) à deux térawattheures (2 TWh). Par exemple, on pourrait avoir un aléa sur la demande ou un accroissement de charge comme l'année passée on a vécu avec Alcan lorsqu'on a eu à faire face à des besoins additionnels. Donc, je peux vous dire

que ça a été utilisé, on a fait moins de financier qu'on le pensait.

Donc, cette année c'est sûr que cet effet-là s'est dissipé, ce qui fait que ce qu'on voyait pour l'année passée, ce qu'on voyait pour deux mille onze (2011) le deux térawattheures (2 TWh), bien, pour l'instant c'est toujours en ligne. Évidemment, comme je vous mentionnais tantôt, bien, les quantités qui font l'objet du financier c'est réévalué au jour le jour et les quantités, en fait les quantités qu'on conserve c'est évalué au jour le jour et les quantités qui doivent faire face, excusez, qui doivent faire l'objet d'un règlement financier c'est la même chose, c'est des quantités qui sont évaluées sur une base quotidienne.

Q. [53] Mais votre préavis portait sur la totalité de ce que vous aviez indiqué comme projection dans le dossier R-3740 pour le moment?

R. Oui. Le préavis du vingt-huit (28) février, sous toutes réserves si je ne me trompe pas au niveau des dates, portait sur cette période-là de l'ordre d'un point huit (1,8 TWh) à deux térawattheures (2 TWh) pour deux mille onze (2011).

Q. [54] Et est-ce que vous avez l'intention de faire appel également, d'en conclure d'autres

transactions financières d'ici la fin de deux mille onze (2011) au-delà de cette quantité que vous aviez projetée ou que vous aviez indiquée dans le dossier tarifaire ou si c'est limité à ce montant d'un point huit térawattheure (1,8 TWh), cette quantité d'un point huit térawattheure (1,8 TWh)?

R. Pour le moment ce qu'on voit avec l'équilibre offre/demande à plus court terme dans le fond au niveau de l'année en cours, je ne peux pas vous mentionner si les mois d'octobre, novembre vont être visés par cette transaction-là. Pour l'instant il n'y a pas d'indication puis je n'ai pas les chiffres en tête. Mais ça devrait se limiter à cette période-là d'avril à septembre. Évidemment, si on arrive au mois de septembre, de mémoire la date de préavis c'est le premier (1er) septembre si je ne me trompe pas au niveau des conventions, et le premier (1er) septembre on doit envoyer un avis pour les périodes d'octobre à novembre. Donc, ces décisions-là vont être prises évidemment au premier (1er) septembre en fonction de l'équilibre offre/demande qu'on aura vécue, donc les huit mois réels e ce qui va venir pour les quatre autres mois. Donc, je ne peux pas vous confirmer si on va devoir faire ce type de transaction pour le mois

d'octobre, novembre.

Q. [55] Supplémentaire à la quantité, on s'entend bien supplémentaire à la quantité déjà, faisant déjà l'objet du préavis que vous avez mentionné?

R. Oui. Mais par contre, en mode planification il y a toujours des petites quantités. Nous on regarde, on assume toujours qu'on peut conclure ce type de transaction-là. Et même si on n'a pas de certitude qu'on peut le faire, comme l'année passée dans le fond on n'avait pas de certitude qu'on pourrait les reconduire en deux mille onze (2011), on les a simulées. Maintenant, quand on regarde les mois d'octobre et novembre deux mille onze (2011), plus spécifiquement novembre je vous dirais que le contrat de base est pratiquement utilisé à quatre-vingts pour cent (80 %) et plus de facteur d'utilisation, le FU. Octobre c'est un peu plus contrasté. Alors, la décision sera prise au premier (1er) septembre, mais on n'est pas dans le même pattern, on n'est pas dans le même genre de besoins que l'été, et les besoins commencent à être un peu plus importants à partir du mois d'octobre. Donc, ça va être à évaluer le premier (1er) septembre.

9 h 55

Q. [56] Bon. Dans ce contexte-là, je vous ramène à la

réponse 12.2 à laquelle je vous ai référé tout à l'heure. Au début de la réponse, vous indiquez que :

La révision présentée à la réponse à la question 12.1 montre que le solde d'énergie différée serait écoulé à la fin de l'hiver 2025 après l'intégration des quantités octroyées lors du 3e appel d'offres éolien.

Et si on va au tableau à la page 23, donc deux pages précédant cette réponse, on voit effectivement que votre prévision, vous en avez fait état antérieurement dans votre témoignage cette semaine ou la semaine dernière, qu'effectivement le solde prévu du compte d'énergie différée serait de zéro à partir de deux mille vingt-cinq (2025).

Est-ce que vous pouvez nous indiquer pour quelle raison, à la lumière de votre scénario moyen de la demande que vous prévoyez est avec effectivement un scénario selon lequel vous prévoyez arriver à zéro en deux mille vingt-cinq (2025)? Qu'est-ce qui justifie que vous fassiez quand même appel à des transactions financières avec le Producteur et en particulier de l'ordre que

vous venez de mentionner?

Parce que dans le dossier 3740 ce qui était prévu, c'était que vous prévoyez avoir, vous craignez, si ma mémoire est bonne, avoir un solde de vingt-six (26) à vingt-huit térawattheures (28 TWh) en deux mille vingt-sept (2027). Et, là, présentement, votre prévision est plutôt que vous auriez un solde de zéro en deux mille vingt-cinq (2025).

Alors qu'est-ce qui justifie que vous ayez fait appel à ce préavis et que vous prévoyez la possibilité de faire appel même à l'automne à un préavis pour ces quantités-là de un point huit térawattheure (1,8 TWh) et plus éventuellement, malgré le fait que vous avez révisé votre prévision quant au solde de compte d'énergie différée, quant aux quantités que vous prévoyez avoir?

R. D'accord. Donc, si je prends l'exemple d'octobre et novembre, la question qu'on doit se poser, c'est : Doit-on conclure ce type... doit-on prendre livraison ou pas? Est-ce qu'on peut prendre livraison... Est-ce qu'on peut différer ou doit-on prendre livraison pour gérer le solde? Bon. Exemple, dans le cas d'octobre, novembre, lorsqu'on devrait prendre une décision au premier (1er)

septembre, on regardera de, un, l'équilibre d'offre-demande qui est devant nous.

Mais ce que je vous dirais, c'est, c'est beaucoup plus... le problème est beaucoup plus à long terme. Donc, évidemment, si on constate que les facteurs d'utilisation du contrat en base sont faibles, nous, on a tout avantage à différer cette énergie-là dans le temps pour satisfaire des besoins futurs. Bon. Tantôt, je mentionnais octobre, novembre, mais ce n'est pas l'impératif à court terme, c'est toujours l'impératif à moyen et long terme.

Donc, peut-on différer des quantités additionnelles dans le compte d'énergie différée? Bon. Ce qu'on a mentionné... Comme je l'ai mentionné, c'est important, parce que la décision, ce n'est pas sur une vue court terme, c'est plus au niveau du long terme. Question : Peut-on différer? Maintenant, lorsqu'on aura mis à jour les bilans énergétiques du Plan d'approvisionnement en fonction de l'appel d'offres, l'octroi du deux cent quatre-vingt-onze mégawatts (291 MW) d'éolien plutôt que le cinq cents (500). Effectivement, on constate que le solde du compte d'énergie différée qui était dans le Plan à zéro en deux mille vingt-

six (2026), il est ramené à zéro, je pense, en deux mille... mars, donc à la fin de l'hiver deux mille vingt-cinq (2025).

Bon. Quand on regarde ça, il y a plusieurs choses qui disent, notre stratégie, nous, ce n'est pas... quand on dit zéro deux mille vingt-sept (2027), ce n'est pas l'objectif de ramener ça à zéro en mars. Dans le fond, c'est février deux mille vingt-sept (2027). Donc, c'est de se garder une marge de manoeuvre pour être capable de faire face à une baisse, un, additionnelle de la demande au niveau des besoins; deux, on a l'incertitude au niveau de l'offre.

Donc, comme je le mentionnais, je pense, la semaine passée, quand on regarde la page 23, ce qu'on a déposé en demande de renseignements, on considère que les rappels ne sont pas contraints à quatre cents (400). Ils sont à huit cents (800). Si je regarde, par exemple, deux mille quinze (2015) jusqu'à deux mille vingt-trois (2023), les rappels sont à huit cents mégawatts (800 MW) pendant trois à quatre mois.

Donc, on le sait. On l'a dit abondamment. Il n'y a pas de certitude sur le dernier quatre cents (400). Donc, je faisais un exemple, un

exemple l'autre jour, je pense que c'est jeudi, je mentionnais que cent mégawatts (100 MW) de moins pour un hiver, c'est un térawattheure (1 TWh) directement qui, dans le fond, qui se retrouverait dans le solde à la fin.

Donc, l'incertitude au niveau de l'offre, la demande, j'ai mentionné, de l'offre au niveau strictement des conventions, de l'utilisation des conventions, le dernier quatre cents (400), et on l'avait mentionné l'année passée, au niveau de l'offre, il y a l'incertitude au niveau du déploiement des moyens. Un, c'est TCE. Donc, pour arriver à cette évaluation-là, nous, on suppose que... et, ça, c'est quand même... c'est une hypothèse, c'est une hypothèse qu'on prend, mais on n'a pas le choix, il faut prendre des hypothèses en mode planification, c'est qu'on peut avoir une contribution de TCE strictement à nos besoins, selon nos besoins. Donc en hiver.

Ce qui fait que TCE, dans notre planification, dans le tableau R-12.1C, est le même que dans l'annexe qu'on a présenté l'évolution du solde, TCE n'engendre pas de surplus additionnels d'été. Donc, on suppose une utilisation optimale de TCE qui fait que la centrale contribue en hiver

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Interrogatoire
- 56 - Me Pierre R. Fortin

strictement, selon nos besoins. Bon. On le sait, on l'a dit souvent, on n'a toujours pas d'entente pour faire ça. Donc il y a ça. Donc il faut...

Et l'autre chose, comme je l'ai mentionné, on l'a dit souvent, l'aléa sur l'offre, l'autre point que je voulais mentionner, c'est quand je parlais de déploiement des moyens, c'est, est-ce qu'on va devoir intégrer des nouveaux approvisionnements dans le bilan. Bon. On l'a vu, je pense, c'est la semaine passée, les intentions sont là d'avoir un nouveau bloc de, je pense que c'est cent cinquante mégawatts (150 MW) d'énergie biomasse, bien, c'est un point cinq térawattheure (1,5 TWh) de plus par année.

Je l'ai mentionné aussi, ce n'est pas un point cinq térawattheure (1,5 TWh) de plus par année qui va se retrouver dans le solde de fin parce que, bon, déjà on est à pleine capacité. Quand on regarde l'énergie différée, bien, à partir de deux mille douze (2012) jusqu'à deux mille vingt-quatre (2024), deux mille vingt-trois (2023), on est à pleine capacité, on diffère la totalité du trois cent cinquante mégawatts (350 MW).

Donc, le un point cinq (1,5 TWh) de plus du cent cinquante mégawatts (150 MW) de biomasse ne se

retrouvera pas dans le solde à la fin parce qu'il va être... il va plutôt être en revente. Les conventions sont déjà utilisées à pleine capacité. Donc, c'est pour ça que l'année passée, on avait indiqué que la marge de manoeuvre qu'on veut se donner, c'est vingt-cinq (25), vingt-six (26). Ce n'est pas de ramener le solde, on dit, ramener le solde à zéro, mais on ne veut pas ramener ça à zéro.

C'est sûr, l'objectif ultime, c'est, oui, zéro en février vingt-sept (27). On mentionnait hier qu'il y a des clauses qui permettent de tenir compte d'un solde positif. Oui, c'est correct un solde positif, mais pas de cinq, dix térawattheures (10 TWh). Donc, c'est pour ça qu'on se garde une marge de manoeuvre pour faire face aux différents aléas que je mentionne. Donc, c'est pour ça qu'on indiquait que, pour l'instant, la stratégie est maintenue.

Q. [57] Maintenant, dans la réponse 12.3, vous indiquez que vous ne prévoyez pas recourir à ce type de transactions au-delà de deux mille onze (2011). C'est encore exact au moment où on se parle?

R. Je vous dirais qu'on est en train d'élaborer

différentes stratégies pour deux mille douze (2012). Notamment, il y a la modulation qui va venir en compte, qui va être à prendre en compte dans tous ces scénarios-là. La stratégie complète n'est pas arrêtée pour le déploiement des moyens deux mille douze (2012). Donc, tout est à considérer. Que ce soit... il y a un nouvel élément qui est à prendre en considération... en considération, c'est l'entente globale de modulation. Les quantités, donc des quantités en surplus; la prévision de la demande qui va être mise à jour dans la tarification. Et pour l'instant, toutes ces options sont observées. Et je ne peux pas vous confirmer pour l'instant qu'il n'y a pas de... nouveaux éléments qu'on va présenter bientôt, qu'il y aura ou qu'il n'y aura pas de transactions ou de tout autre type d'entente pour arriver à nos fins. C'est de rééquilibrer les bilans à moindre coût.

Q. [58] Donc, si je comprends bien, vous allez faire une évaluation à chaque année de l'opportunité ou pas de recourir à ce genre de transaction?

R. C'est ça. Comme je le mentionnais tantôt, c'est que, nous, ce qu'on regarde à chaque fois, la décision qu'on prend, on doit décider trois fois

par année si on diffère ou pas. Et si on le fait trois fois par année, alors, là, l'option qu'on a, c'est si on ne peut pas ajouter des quantités additionnelles d'énergie dans le compte, on va l'appeler comme ça, bien, il faut regarder ce qu'on fait avec ça. Est-ce qu'on revend sur les marchés aux conditions qu'on connaît? On en a parlé abondamment, c'est jusqu'à M moins dix-sept (17) et plus. Ou on peut convenir de toute autre entente préférable.

Bien, là, nous, pour l'instant, deux mille dix (2010), deux mille onze (2011), on a réussi à combler l'entente qui était avantageuse par rapport à son alternative. Et, ça, c'est évalué à chaque... trois fois par année minimum. Évidemment, nous, on fait des simulations. Si on peut, si on a des éléments nouveaux, on tente de les regarder de façon plus approfondie. Mais les questions qu'on se pose à chaque fois, c'est : Peut-on différer et pourra-t-on reprendre ces quantités-là ultimement avant la fin des conventions?

10 h 05***

Q. [59] Dernière question sur ce sujet. Est-ce que vous pouvez confirmer que votre décision de recourir ou non à la transaction financière, à des

transactions financières pour deux mille douze (2012), est-ce que vous allez inclure, vous allez faire une demande d'autorisation à la Régie par le biais du dossier tarifaire comme vous l'avez fait l'an dernier au niveau des quantités et du montant projeté?

R. Effectivement, s'il y a lieu, je ne peux pas confirmer. Pour l'instant tout est en déploiement.

Q. [60] Excusez, vous avez dit « s'il y a lieu, je ne peux pas confirmer », est-ce que c'est ça?

R. Excusez-moi. S'il y a lieu, oui c'est un peu redondant. S'il y a lieu, s'il y a matière à reconduire ce type d'ententes-là, évidemment on va les présenter dans le dossier tarifaire. Mais pour l'instant je ne peux pas confirmer rien évidemment parce qu'on n'a pas, on est en train d'établir le dossier tarifaire. Actuellement c'est ce qu'on fait, en tout cas pas là. Et ça, effectivement, ça va être présenté, si le cas se présente on va présenter ça au début du mois d'août dans le dossier tarifaire prochain.

Q. [61] Parfait. Merci. Vous avez fait référence il y a quelques instants au contrat avec TCE. Relativement à l'entente de modulation des livraisons de TCE, vous avez fait état dans votre

témoignage, vous ou monsieur Zayat, je ne me souviens plus qui d'entre vous, qu'en réalité les discussions étaient très embryonnaires et c'est dans votre preuve écrite également. Et que c'est en fonction de deux mille quinze (2015) si je me souviens bien que vous pourriez faire appel à cette entente de modulation-là. C'est exact?

R. C'est exact.

Q. [62] Bon. Lorsque vous aurez arrêté votre décision, excusez-moi l'anglicisme, vous aurez arrêté votre décision sur le fait d'entrer dans des négociations plus actives avec TCE à ce sujet, est-ce que la Régie doit prendre pour acquis que vous déposerez les caractéristiques envisagées dans une telle négociation de la même façon qu'on vous l'a demandé pour l'entente globale de modulation ici, que vous allez le déposer préalablement à la conclusion d'un contrat afin d'obtenir l'avis de la Régie quant aux caractéristiques de ce type d'approvisionnement?

M. HANI ZAYAT :

R. Bien, je crois que dans l'ensemble, sans vouloir présumer du reste, mais je dirais que c'est un dossier qui risque de prendre la même forme que nos précédents dossiers. C'est-à-dire si on arrive à s'entendre avec TCE, on va présenter l'entente qui

serait conclue et qui serait nécessairement sujette à une condition qui est l'autorisation de la Régie.

Q. [63] Ma question est sur l'étape préalable à la conclusion d'un contrat de la même façon que ce que vous vivez présentement relativement à l'entente globale de modulation. Elle n'est pas conclue l'entente globale de modulation. Par contre, la Régie vous a demandé de fournir les caractéristiques, et vous savez qu'il y a eu plusieurs échanges documentaires dans le dossier à ce sujet de même que lors de la présente audience pour que la Régie connaisse les caractéristiques et se prononce sur les caractéristiques du contrat que vous envisagez de conclure au niveau de l'entente globale de modulation. Ma question est similaire au niveau d'une entente éventuelle de modulation de TransCanada Energy. Je comprends que la date n'est pas arrêtée quant à ces négociations-là. Il est possible qu'on se retrouve à l'étape du dépôt du prochain plan d'approvisionnement qui est prévu pour le premier (1er) novembre deux mille treize (2013). Alors, on est conscient de cet aspect-là.

Notre question est est-ce que vous entendez déposer à la Régie au préalable avant d'entrer dans des négociations actives pour la conclusion ferme

d'un contrat avec TCE, déposer les caractéristiques de ce que vous envisagez pour ce mode alternatif d'approvisionnement au contrat TCE tel qu'il existe présentement?

M. STÉPHANE VERRET :

R. Je vais fournir l'élément de réponse sur cette question-là. Effectivement, au fur et à mesure qu'on avancera. Et là dans votre prémisse à votre question vous avez mentionné avant d'entreprendre des négociations intensives ou non.

Q. [64] C'est exact.

R. Dépendamment de l'état d'avancement des discussions, comme présentement au niveau de l'entente globale de modulation il y a beaucoup de discussions intensives. Et en parallèle de ça on a fait parvenir, on a fourni l'information sur les caractéristiques tout de même à la Régie, donc ce qui a permis à la Régie d'avoir de l'information au préalable.

Donc, effectivement, au fur et à mesure qu'on avancera avec les discussions pour TCE, on a différents rendez-vous qui sont prévus à la Régie, que ça soit les états d'avancement ou le plan d'approvisionnement en tant que tel, et on pourra faire part à la Régie des caractéristiques

envisagées. J'allais dire c'est une exigence de faire part de ces caractéristiques-là. Mais ça n'exclut pas qu'une fois l'entente sera conclue, bien, bien entendu on fera comme monsieur Zayat vient de mentionner, déposer l'entente et demander à la Régie son approbation auprès de la Régie.

Q. [65] Approbation formelle du contrat lui-même par la suite. D'accord. Merci.

Maintenant à la pièce B-023, HQD-4, Document 1, donc la même pièce que tout à l'heure mais à la page 28. En réponse à une demande de la Régie à la question 14.3, vous indiquez qu'aucune discussion, et je cite :

Aucune discussion n'a eu lieu entre le Distributeur et le Producteur quant aux possibilités d'utiliser la centrale de TCE pour répondre aux besoins du Producteur au cours des prochaines années.

Et dans la question de la Régie on vous réfère à la possibilité, par exemple, le remplacement de la centrale de Tracy comme moyen de production du Producteur.

Maintenant à la pièce B-060, HQD-5, Document 6, page 7. C'est la réponse à la demande

de renseignements numéro 1 d'UC.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Quelle page?

Q. [66] À la page 7. Alors, en réponse à la question 9.2 d'UC qui vous demandait si la centrale de TCE pouvait fournir de l'énergie à l'année longue après l'éventuelle entente entre le Distributeur et TCE relativement à sa modulation, vous indiquez en complément de réponse, et je cite :

Même si le Distributeur et TCE conviennent d'une suspension, arrêt pour une période d'un an ou d'une entente de modulation, arrêt pour une période moindre qu'un an de la production de la centrale de TCE, le Distributeur entend conserver le plein potentiel de production de la centrale pour combler ses besoins en énergie lorsque requis.

Est-ce qu'on doit entendre, est-ce qu'on doit comprendre de ce dernier commentaire que ça serait, c'est considéré comme un obstacle par le Distributeur à la conclusion d'une entente tripartite avec TCE et soit le Producteur ou toute autre partie intéressée pour partager la production

de la centrale. Comme je crois que c'est maître Sicard qui a abordé ce sujet avec vous antérieurement, parlait d'un « partnership », et vous avez longuement fait état des contraintes possibles relativement, par exemple, à l'accès au marché américain à cet égard. Mais qu'en serait-il, par exemple, au niveau du Producteur lui qui est situé au Québec? Alors, on voudrait savoir, je voudrais que vous élaboriez un petit peu sur votre réponse là-dessus, quelle est votre position par rapport à l'extrait que je viens de vous citer de votre réponse, et plus particulièrement par rapport par exemple au Producteur?

10 h 15

R. Pour commencer, peut-être pour répondre à votre question sur la question 9.2 là à UC, en complément de réponse. Donc, ce qu'on y mentionne, c'est que dans l'éventualité où on aurait une entente, bon, on l'a appelée « modulation » là, mais une entente de... en tout cas, on va dire une entente de modulation avec TCE pour strictement avoir des livraisons en période d'hiver.

Donc, ce qu'on mentionnait, c'est que ce type d'entente-là, on ne veut pas... évidemment, on ne veut pas se limiter à dire « on conclut une

entente pour les mois d'hiver, puis pour les huit autres mois, c'est zéro ». Donc, on veut se garder la possibilité que, un jour, hein, on s'entend que les prévisions de la demande vont évoluer et que peut-être qu'en deux mille vingt-quatre, vingt-cinq, vingt-six (2024-25-26) qu'on aura besoin de livraisons sur cinq à six mois par année, peut-être à la limite plus que ça.

Donc, le sens de la réponse, c'était ça. C'est que même si on avait une entente pour modulation d'hiver, évidemment, on ne veut pas perdre la possibilité d'avoir recours à la production plus qu'au-delà des mois d'hiver.

Bon. Maintenant, on en a parlé, suite à une demande de maître Sicard de l'Union des consommateurs, effectivement, on a démontré à plusieurs reprises là que, au cours des dernières années, que lorsque les quantités d'énergie de TCE... si les quantités d'énergie de TCE devaient être mises sur les marchés, il n'y a pas d'économique pour le Distributeur de faire ce type d'activité là. Donc, cette hypothèse-là, elle est bonne pour nous, elle est bonne pour les autres.

Donc, je reprends un peu ce qui a été mentionné. Il y a toujours la même contrainte,

effectivement. Le « partnership », bien, ça prend quelqu'un qui puisse avoir les éléments pour transiter cette énergie-là sur les marchés voisins, de un.

Donc, on parle quand même de trois térawattheures (3 TWh) d'énergie disponibles potentiellement. Si, nous, dans nos bilans, on met un point un (1,1), donc il en reste trois point deux (3,2) d'énergie disponible en été; et cette énergie-là doit transiter. Est-ce que quelqu'un pourrait être intéressé à prendre possession de ça et de soit la stocker ou la revendre sur les marchés? Pour l'instant, il n'y a pas de... il n'y a pas de discussion à proprement dit sur cet élément-là.

Évidemment, on n'est pas... nous, on n'est pas fermé à quoi que ce soit, mais pour l'instant, il n'y a pas... on a démontré que ce n'était pas rentable pour l'instant, et il n'y a pas de discussion autre que ça.

Q. [67] Mais, est-ce que je comprends que vous n'avez pas eu de discussion avec le Producteur parce que vous présumez que le Producteur aura le même point de vue que le Distributeur quant à la rentabilité pour lui de partager, par exemple, avec le

Distributeur, d'essayer de partager avec le Distributeur ce qui pourrait provenir de la centrale TCE sur une base annuelle? Et je vous pose la question en rapport avec... Vous avez référé tout à l'heure, il n'y a pas d'intérêt économique, et caetera, mais vous avez aussi discuté avec maître Sicard qu'un des obstacles à la conclusion d'une telle entente par le Distributeur seul avec le TCE, c'était évidemment le prix que TCE pourrait vouloir vous facturer ou demander pour conclure une entente par laquelle vous auriez finalement une utilisation partielle seulement en hiver de la production de la centrale.

Mais, notre questionnement est : est-ce que le Producteur qui est situé au Québec, qui a les capacités à ce niveau-là, n'a pas nécessairement les mêmes contraintes que les autres utilisateurs auxquels vous avez fait référence, est-ce qu'il ne serait pas approprié, de votre point de vue, de vérifier auprès du Producteur l'intérêt qu'il pourrait avoir et dans quelle mesure les intérêts communs du Producteur et du Distributeur pourraient effectivement arriver à un mariage économique, un mariage financier qui puisse être acceptable pour TCE et vous fournir ce que vous recherchez par une

entente éventuelle de modulation?

M. HANI ZAYAT :

R. Si je peux juste reprendre la problématique qui est associée à la centrale TCE et à nos bilans et à ceux du Producteur aussi, sans les connaître, mais juste de remettre un peu les paramètres qu'on regarde.

Un peu comme je le mentionnais hier, TCE est une centrale qui est « designer » pour fournir de l'électricité pendant douze (12) mois par année. Donc, l'obstacle est un obstacle de coût d'opération de la centrale d'une façon plus ponctuelle. C'est quelque chose qu'on avait... je pense, qu'on a envisagé au début des discussions avec TCE, donc avant le premier dossier d'arrêt de la production de la centrale TCE, où on a essayé de voir quelles étaient les possibilités d'en arriver à un mode de fonctionnement, un mode d'opération de la centrale qui pourrait contribuer à nos besoins d'hiver et sans contribuer aux surplus d'été.

Bon. À l'époque, on n'a pas... les obstacles étaient plus importants, je vais le dire comme ça, et on était arrivé à une conclusion que le meilleur scénario, ce serait l'arrêt de la centrale pour l'ensemble de l'année. Donc, au-delà

de la variable de prix que TCE pourrait charger, c'est une composante de coût d'opération dans le fond pour une centrale qui est faite pour durer toute l'année, pour fonctionner quelques mois.

Maintenant, la question, votre question, c'est qu'est-ce qu'on fait avec les mois où on n'en a pas besoin. Si on regarde les quatre mois, que fait-on avec les huit autres mois.

Ce qu'on pense, c'est que les huit autres mois, s'il n'y a pas d'économie pour nous de prendre cette électricité-là et de l'envoyer ailleurs, de l'envoyer sur les marchés, il n'y en aura pas pour quelqu'un d'autre, c'est une mécanique de marché, c'est une réalité de marché, quel que soit l'opérateur de la centrale.

Pour ce qui est du Producteur, c'est un peu de la même façon pour lui. Lui, il regarde ses bilans, puis il regarde c'est quoi la meilleure... c'est quoi ses alternatives et c'est quoi la meilleure façon de s'approvisionner.

Donc, pour lui, l'alternative de TCE, c'est une alternative parmi d'autres. Lui, il peut faire des achats l'été, il peut faire ses achats... il peut gérer son parc, il peut faire ses achats à des moments... à des moments hors pointe, notamment, où

il bénéficie de prix beaucoup plus intéressant pour lui qu'une centrale au gaz qui tourne vingt-quatre (24) heures par jour et qui va devoir tenir compte des prix du gaz donc vingt-quatre (24) heures par jour, et caetera. Donc, même pour le Producteur, la réalité n'est pas nécessairement présente dans la mesure où il a d'autres alternatives qui sont probablement plus économiques pour lui qu'une telle... que l'utilisation d'une telle centrale, que ce soit pour la période d'été ou pour l'ensemble de l'année.

Q. [68] Pour terminer sur ce point, je comprends de votre raisonnement que c'est tout de même l'évaluation que fait le Distributeur de ce que le Producteur conclurait probablement, par rapport à ce que je viens de vous parler. Mais, est-ce que je dois comprendre que vous n'avez pas l'intention de demander au Producteur s'il pourrait être intéressé?

On fait référence... dans le contexte actuel, on fait référence à des... certains investissements que le Producteur pourrait être appelé à faire, que ce soit pour la centrale de Tracy ou que ce soit pour la centrale de Gentilly. Est-ce qu'il pourrait effectivement voir un certain

intérêt, malgré le fait qu'il ait un portefeuille plus varié, comme vous venez de le mentionner, est-ce qu'il ne serait pas approprié de faire valider votre évaluation, qui est du point de vue du Distributeur, par le Producteur qui, évidemment, sans mettre en doute votre compétence à ce sujet, est quand même le mieux placé pour évaluer s'il pourrait y voir un certain intérêt?

10 h 25

- R. Je dirais que la porte n'est pas fermée, on peut faire cette validation-là. Si c'est le voeu de la Régie on va faire cette validation-là.
- Q. [69] Parfait, merci. Merci. Je passe à un autre sujet. Concernant les appels d'offres en puissance que vous prévoyez faire au cours de l'horizon de dix (10) ans, mais plus particulièrement pour des livraisons à la pointe à compter de deux mille quinze (2015), deux mille seize (2016). Je vous réfère à la pièce, toujours la même pièce que tout à l'heure B-023, HQD-4, Document 1. En premier lieu à la page 34.

Alors, vous indiquez que préalablement au lancement d'un appel d'offres de long terme ouvert aux fournisseurs localisés dans les marchés limitrophes, vous devez procéder à une évaluation

des coûts de transport afin d'intégrer les livraisons sur les interconnexions. Et vous indiquez au troisième paragraphe que les études préalables à cet appel d'offres en question devraient débuter en deux mille onze (2011). Et ce que j'aimerais savoir c'est est-ce qu'effectivement ces études ont débuté à votre connaissance?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Je peux vous confirmer qu'on a eu certaines discussions avec le Transporteur. Notamment, hier on a mentionné, ou avant-hier, sur la réfection du poste Châteauguay. Ça c'est une option que pour l'instant on a mis un peu de côté.

Par contre, ce qui était prévu et ce qui est toujours prévu, et je vous dirais que c'est imminent, c'est les demandes d'étude au Transporteur pour justement ce qui est visé on en a parlé régulièrement, c'est le nouveau lien, le lien, le nouveau lien avec la Nouvelle-Angleterre. Donc, là on a mentionné qu'on suivait ça au niveau des échéanciers. Alors, c'est l'étape qu'il nous reste à franchir c'est d'aller plus loin et de voir maintenant quels pourraient être, évidemment si c'est le cas, est-ce qu'il y aura des coûts additionnels à l'intégration de quantités de

puissance qui pourraient provenir d'un nouveau lien d'interconnexion. Donc, on parle évidemment de la zone du Québec. Si ça passe de l'autre côté, bien, maintenant l'étude qu'il resterait à compléter c'est est-ce que le marché peut absorber un douze cents mégawatts (1200 MW) de plus à la pointe.

Q. [70] Parfait. Et un petit peu plus loin dans la même réponse vous indiquez que l'appel d'offres sera lancé au plus tard en deux mille treize (2013) pour les livraisons à la pointe de deux mille quinze (2015), deux mille seize (2016) à laquelle j'ai référé. Est-ce qu'effectivement à ce jour c'est toujours la même prévision que vous avez quant au lancement d'un appel d'offres?

R. Oui, pour l'instant c'est toujours au plus tard en deux mille treize (2013).

Q. [71] Parfait. Maintenant aux pages 36 et 37 de la même pièce. La Régie vous demandait d'élaborer sur le choix de chacune des cinq caractéristiques envisagées pour l'appel d'offres de puissance, et ça c'est en référence à vos documents originalement déposés à la pièce B-04, pages 49 et 50.

Dans un premier temps, je vais vous référer à la deuxième caractéristique qui est indiquée à la page 37, soit la durée minimale de cinq ans. Vous

indiquez à la fin du commentaire relatif à cette
durée-là que :

Cela réduit le risque relié à la
renégociation d'une trop grande
quantité d'approvisionnement en
puissance lors d'une même année.

Et en tenant compte des achats de puissance de
mille cent mégawatts (1100 MW) sur les marchés de
court terme et du recours à l'électricité
interruptible pour huit cent cinquante mégawatts
(850 MW). Est-ce que vous pouvez confirmer que pour
un tel appel d'une telle durée, plus la période est
longue plus le prix risque d'être élevé par rapport
à une période plus courte pour un tel appel
d'offres? Est-ce que cette présomption est fondée?

R. Je vous dirais que plus ou moins. Parce que ce
qu'on vise dans un premier temps on l'a présenté
dans le plan, c'est notamment les capacités
existantes. Donc, on voudrait bien profiter des
capacités existantes dans les marchés voisins. On
l'a mentionné New York, Nouvelle-Angleterre. Bien,
toujours faut-il que ça prend des liens, c'est ce
qu'on dit. On voudrait bien accéder à cette
quantité de puissance-là, mais ça nous prend la
capacité de l'importer. Même chose pour l'Ontario.

On voudrait bien accéder à ces quantités de puissance-là qui sont disponibles à l'hiver pour nous qui pourraient être disponibles, mais il faut être capables de les acheminer.

Donc, pour ça l'appel d'offres qu'on envisagerait, tantôt je parlais deux mille treize (2013), évidemment c'est en fonction de l'offre/demande. Si c'est devancé ça pourrait être plus tôt ou si c'est reporté ça peut être plus tard aussi. En fonction du plan c'était deux mille treize (2013).

Mais donc, c'est pour ça qu'on disait cinq ans. C'est que le cinq ans c'était dans l'objectif d'aller acquérir des capacités qui sont existantes. Alors, c'est pour ces raisons-là. Il n'y a pas matière à penser que le prix qui pourrait être obtenu va être supérieur à si on avait à acquérir des moyens sur une plus longue période. Des moyens sur une plus longue période, effectivement ça fait référence à des nouveaux équipements. Si on demande à quelqu'un de construire un nouvel équipement puis lui on lui dit, bien, par ailleurs on va signer un contrat de cinq ans avec toi. Ça peut coûter effectivement, ça peut être un peu salé comme facture. Mais là ce n'est pas à ça qu'on s'adresse,

on s'adresse à des capacités existantes dans les marchés.

Q. [72] Mais du point de vue cependant des fournisseurs éventuels en réponse à l'appel d'offres, de leur point de vue à eux s'engager à fournir cette puissance-là sur une longue période, ils doivent tenir compte des risques et des pertes d'opportunités qui peuvent y être associées. Et en ce sens-là est-ce qu'on ne peut pas présumer que plus la période est longue, de leur point de vue ils sont susceptibles de requérir, c'est-à-dire de requérir, d'offrir de répondre à l'appel d'offres à un prix plus élevé que si l'appel d'offres était pour une période plus courte?

M. HANI ZAYAT :

R. Ça dépend des conditions et du type d'équipements. Si je faisais le parallèle avec nos contrats d'achat d'énergie, mettons les éoliennes notamment. C'est sûr qu'une période plus longue, un contrat ferme sur une période de vingt (20) ans est une valeur sûre. Et dans le cadre des appels d'offres éoliens on pense qu'avoir un contrat d'une durée de vingt (20) ou de vingt-cinq (25) ans permet et a permis d'obtenir des prix qui auraient été nettement, qui sont beaucoup plus intéressants que

ce qui aurait été le cas si les contrats avaient été de cinq ans.

Évidemment donc, la question c'est quels sont les investissements qui sont requis pour pouvoir nous fournir le produit qui est en question. Et dans la mesure où quand l'équipement est existant et qu'on profite d'un équipement qui est existant qui n'est dédié à personne et on est juste là pour en profiter, c'est sûr qu'on peut avoir des opportunités à court terme. Ce qu'on fait notamment à travers les marchés de court terme. Le mille cent mégawatts (1100 MW) se retrouve un peu dans cette situation-là.

Mais à partir du moment où on veut sécuriser un approvisionnement pour un besoin qui est présent de façon plus importante, qui peut nécessiter des investissements pour son maintien ou qui peut, ça peut être un nouveau projet. J'avais en tête entre autres les moyens de gestion de la consommation, on en a parlé ce matin. Si on veut l'implantation de moyens de gestion de la consommation qui pourraient répondre aux besoins du Distributeur en puissance peuvent nécessiter des investissements qui ont un délai de récupération qui peut être certainement supérieur à un an. Ça

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Interrogatoire
- 80 - Me Pierre R. Fortin

peut être trois, quatre, cinq ans.

Et si on regarde ça avec cet objectif-là en tête, c'est sûr qu'un délai de cinq ans ne serait pas, je dirais contribuerait à la minimisation des coûts et à avoir des prix plus compétitifs.

Q. [73] Parfait. Merci. Toujours à la même pièce et la même réponse, je vous réfère à la quatrième caractéristique où on indique :

Aucun engagement ferme du Distributeur
à accepter les livraisons d'énergie.

Ça serait une des caractéristiques. Et vous indiquez à l'appui de cette caractéristique le commentaire suivant :

Un contrat de puissance dont
l'objectif est de satisfaire les
besoins de pointe comporte rarement
une obligation de prendre livraison de
quantités importantes d'énergie.

Ma question est la suivante. Est-ce qu'à la connaissance du Distributeur ce type de contrat comporte normalement une obligation de prendre livraison d'une certaine quantité d'énergie, qu'elle soit jugée importante ou non?

10 h 35

R. Les contrats de puissance qui sont signés par le

Distributeur sur le marché de court terme année après année ne comportent effectivement aucune obligation d'utiliser l'énergie qui provient du fournisseur.

M. HANI ZAYAT :

R. Je pourrais peut-être donner quelques exemples, dans le fond, pour illustrer.

Q. [74] Oui.

R. Je pense, c'est un peu ce qu'on... ce à quoi on réfère ici. Donc, les marchés de très court terme, les marchés du UCAP. Évidemment, donc c'est une centrale qui est disponible, mais qui produit uniquement sur demande. Donc, il n'y a pas d'obligation de prendre les livraisons d'énergie.

Autre exemple, électricité interruptible, donc aussi un moyen de puissance qui est disponible, qui est disponible sur demande, mais on n'a pas d'obligation de prendre livraison de l'énergie. Elle est... enfin, dans ce cas-ci, ce n'est pas de prendre livraison de l'énergie, mais c'est une énergie qui s'efface et qu'on rémunère, donc dans ce sens-là, il n'y a pas d'obligation.

Et à la limite, je peux parler du contrat cyclable qui a, dans le fond, une composante où il... c'est une centrale qui est disponible, c'est

un contrat plutôt, un moyen qui est disponible sur lequel on peut tirer, mais il n'y a pas d'obligation, c'est plutôt des quantités maximales qui seraient... qui seraient utilisées.

Maintenant, au niveau de l'appel d'offres de puissance, je pense qu'on pourrait raffiner à ce moment-là et voir si, dans certains cas, on peut jouer à l'intérieur de balises, à ce qu'aucun engagement peut être un engagement minimum ou... C'est sûr qu'il y a une certaine calibration à faire pour ce moyen-là et du besoin qui est... des besoins qui sont requis pour le Distributeur.

C'est sûr qu'avec aucun engagement, c'est flexibilité totale pour le Distributeur. La question, c'est est-ce qu'on pourrait avoir un moyen qui est peut-être un peu moins flexible, mais qui répond quand même aux besoins du Distributeur à moindre coût. C'est sûr que c'est quelque chose qui serait à évaluer avant de lancer un appel d'offres avec... avec des contraintes aussi... aussi précises du point de vue du fournisseur, ou une flexibilité aussi totale du point de vue du Distributeur.

Q. [75] Vous venez justement d'évoquer, à la fin de votre réponse, l'aspect coût qui était une des

préoccupations que nous avons. C'est est-ce que le prix qui vous serait demandé pour ce genre de produit, étant donné qu'il n'y a pas d'engagement ferme est susceptible d'être plus élevé que s'il y avait une certaine quantité garantie au niveau du fournisseur?

R. Je vous dirais, oui, et c'est certainement à lire pas de façon... pas de façon indépendante même, ça va dépendre aussi de l'entente de modulation qu'on peut avoir avec TCE. Donc, si... et je vais vous donner juste un cas extrême. Si l'entente avec TCE, c'est pour... c'est pour une centrale qui tourne pendant l'ensemble des quatre mois d'hiver et qu'on prend livraison de l'ensemble de l'énergie de la centrale de TCE pendant ces quatre mois, c'est sûr qu'on va avoir plus de besoins d'un moyen qui contribue en puissance et qui n'amène pas d'énergie, donc on a besoin de plus de flexibilité.

Maintenant, si à l'inverse, il y a une entente possible pour la... ou il y a une façon d'opérer la centrale de TCE de façon plus flexible, où elle serait disponible plus sur demande, avec un préavis de... que ce soit de quelques heures ou de quelques jours, bien, c'est sûr qu'à ce moment-là, étant donné la flexibilité qui serait présente

avec... la modulation TCE, bien, il y aurait peut-être moins de besoins de flexibilité à travers l'appel d'offres qui est là. Donc, c'est deux moyens qui sont... qui sont complémentaires et qui doivent certainement être analysés aussi l'un par rapport à l'autre. Bien, pas l'un par rapport à l'autre, mais plutôt l'un en complément de l'autre.

Q. [76] D'accord. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Maître Fortin, on passe à une autre ligne de questions, je crois.

Me PIERRE R. FORTIN :

Absolument.

LE PRÉSIDENT :

On pourrait donc prendre une pause d'une quinzaine de minutes.

Me PIERRE R. FORTIN :

Absolument.

LE PRÉSIDENT :

Donc, on suspend jusqu'à moins dix. Merci.

SUSPENSION

Me PIERRE R. FORTIN :

Q. [77] Alors, je continue, Monsieur le Président.

Merci. Je veux maintenant traiter des services complémentaires associés à l'électricité

patrimoniale.

À la pièce, toujours à la même pièce, B-23, HQD-4, Document 1, je vous réfère à la page 16, plus particulièrement à la réponse 9.1 à la Régie. La Régie vous demandait d'indiquer la fréquence et l'ordre de grandeur des dépassements pour chaque service complémentaire pour lequel des dépassements sont enregistrés.

Dans votre réponse, et c'est en bas du tableau, vous indiqué :

En ce qui concerne les dépassements
des balises concernant la provision
pour écart de prévision court terme de
la demande [...]

que

[...] des évaluations sont
actuellement en cours et seront
disponibles sous peu.

Est-ce que ces évaluations sont disponibles
maintenant?

M. LUC BERNIER :

R. Non, les évaluations ne sont pas encore
disponibles.

Q. [78] Quand prévoyez-vous qu'elles le seront?

R. C'est des évaluations qu'on effectue dans le cadre

des travaux qui se situent dans le cadre de l'entente globale de modulation, donc ce sont des travaux qui sont en cours.

Il y a des données qui doivent nous être fournies par TransÉnergie, donc il y a une question de fourniture de données, vérification de données, compilations. Donc, ça se fait dans le cadre de la négociation de l'entente globale de modulation.

Q. [79] Est-ce qu'on doit prendre pour acquis qu'elles seront terminées avant le premier (1er) novembre deux mille onze (2011)? Si elles sont reliées à l'entente globale de modulation, compte tenu du témoignage de monsieur Zayat, si je vous ai bien compris, vous entendiez déposer l'entente, vous espériez ou vous entendiez, je ne me souviens plus du terme exact, vous avez commencé par dire « avant l'automne ou au mois d'août » et ensuite vous avez dit « avant l'automne ». Bon. Alors, peut-être juste préciser un petit peu par rapport à ça.

M. HANI ZAYAT :

R. En fait, c'est aussi la... Je pense, j'y ai fait référence au cours des derniers jours aussi. Dans cet item-là, on a des... je ne dirais pas des difficultés, mais au-delà des modalités de prix et des paramètres de prix qu'on a identifiés comme

étant des bases de référence qui vont servir à l'entente de modulation. Pour ce qui est des services complémentaires, il y a des services où l'évaluation des quantités est à parfaire, ce n'est plus... Donc, oui, il faut nécessairement une base pour pouvoir... sur laquelle établir l'entente de modulation.

Mais, pour le service qui est là, c'est plus au niveau des dépassements ou du besoin additionnel requis où les évaluations ne sont pas complétées. Et c'est sûr qu'on vise à ce que ce soit fait avant... avant l'entente de modulation ou sinon il va falloir trouver une... une approche qui va nous permettre soit de mettre ça de côté, soit d'arriver avec quelque chose qui fait du sens.

10 h 55

Q. [80] Est-ce que vous entendez, est-ce qu'il est probable que ce soit prêt avant le premier (1er) novembre cependant en ce qui concerne ces études-là, ces évaluations-là, je m'excuse?

R. Je le souhaite vraiment. J'espère bien. Oui, c'est probable que ça soit avant le premier (1er) novembre ou si jamais pour une raison ou pour une autre les quantités, l'évaluation n'est pas spécifique, n'est pas spécifiée pour l'entente de

modulation, il faudrait au moins avoir adressé le problème et trouver une solution dans le fond à comment l'adresser, si ce n'est pas le cas.

Q. [81] Est-ce qu'au minimum on peut s'attendre que vous en ferez état dans l'état d'avancement du présent plan, l'état d'avancement deux mille onze (2011) s'entend?

R. J'ai du mal à m'engager. Je pense que notre engagement c'est de faire état des quantités si elles sont disponibles, si on arrive à les quantifier de façon acceptable ça sera fait. Que ça soit dans l'entente, l'objectif premier est de faire état de cette quantification pour ce service-là, on s'entend. On parle d'une composante des services complémentaires.

Q. [82] Oui, effectivement.

R. Donc, l'objectif premier est que cette dernière composante-là des services complémentaires soit évaluée pour l'entente de modulation, ça c'est l'objectif premier. Si ce n'est pas le cas et que c'est fait dans le cadre avant le premier (1er) novembre, on en fera état dans le suivi du plan, dans l'état d'avancement au premier (1er) novembre. Si jamais même là il subsistait des doutes, bien, on y fera référence dans l'état d'avancement puis

on fera part de nos difficultés, le cas échéant.

Q. [83] Parfait. Maintenant, dans cette réponse 9.1 vous traitez des dépassements de deux des services, celui dont on vient de parler, la prévision pour l'écart de prévision court terme de la demande, mais aussi au premier paragraphe vous traitez des dépassements concernant le service de réglage de production. Et vous avez fourni dans les deux cas les quantités, le nombre de dépassements et les quantités. Qu'en est-il cependant du réglage de fréquence? Et je vous réfère ici à la pièce B-054, HQD-5, Document 1 qui est votre réponse à la demande de renseignements numéro 3 de la Régie, plus particulièrement aux pages 13 et 14. Vous indiquiez, et je suis ici au bas de la page 13, vous indiquez et je cite :

Depuis l'entente de 2005 concernant
les livraisons associées à
l'électricité patrimoniale, ...

Donc, vous indiquez :

... depuis le Distributeur s'est doté
de moyens d'approvisionnement dont les
livraisons comportent des variations
horaires importantes et souvent
imprévisibles qui occasionnent des

dépassements du niveau de certains des services convenus lors de l'entente de 2005.

Et là vous indiquez trois services qui sont affectés, les deux que j'ai mentionnés au tout début et celui de réglage de fréquence, paragraphe 3 de l'annexe A de l'entente. Est-ce qu'il y a effectivement des dépassements dans le cas du réglage de fréquence?

M. LUC BERNIER :

R. Bon. Je vais vous référer en ce qui concerne le réglage de fréquence aux études qu'on a déposées, entre autres, dans le cadre de l'état d'avancement de deux mille neuf (2009). Alors, l'état d'avancement de deux mille neuf (2009) mentionnait au chapitre du réglage de fréquence deux différents, ou du moins séparait le problème entre les besoins de régulation automatique de fréquence, ce qu'on appelle en anglais « automatic generation control », et référerait également aux impacts sur les moyens pris en compte pour le suivi de la charge. Donc, c'est deux, c'était comme deux aspects ou deux, deux aspects qui sont reliés ou deux initiatives qui doivent être prises pour assurer que la fréquence soit stable sur le réseau.

Lorsqu'on se réfère maintenant aux services complémentaires, à l'entente sur les services complémentaires qui s'appelle « Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la fiabilité et la sécurité de l'électricité patrimoniale », on retrouve les services découpés de manière légèrement différente. Donc, le RFP, qui est un des services où on mentionne effectivement que le Producteur doit fournir entre cinq cents (500 MW) et mille cinq cents mégawatts (1500 MW) d'une capacité qui est située entre cinq cents (500 MW) et mille cinq cents mégawatts (1500 MW) qui sont assujettis au réglage automatique de production. Alors, ça c'est un des aspects du service.

Cet aspect du service-là c'est TransÉnergie qui devrait être responsable le jour où ça va arriver de nous mentionner si, effectivement, il enregistre des dépassements ou il enregistre des besoins additionnels par rapport à ce qui lui est actuellement fourni. Le Distributeur ne possède pas l'expertise, ne possède pas les données pour positionner quelque besoin à cet égard-là.

D'ailleurs, si je vous réfère aux évaluations qui ont été déposées, soit celles qui

ont été déposées en marge de l'état d'avancement de deux mille neuf (2009) ou en marge, ou dans le cadre des questions qui ont été posées par la Régie dans le présent plan où on a produit une étude additionnelle à cet égard-là, vous allez voir qu'effectivement les besoins de régulation de fréquence, autrement dit de « AGC », qui sont reliés à la présence d'éoliennes sont relativement faibles et ne sont pas, en fait TransÉnergie ne nous a pas fait à l'heure actuelle de constat à l'égard qu'il y a des besoins additionnels à cet égard-là.

Quand on regarde maintenant l'autre aspect de la régulation fréquence/puissance qui est davantage associée au suivi de la charge. À ce moment-là vous allez voir que dans l'entente entre Hydro-Québec Production et Hydro-Québec Distribution sur la fourniture de services complémentaires, vous allez voir que le suivi de la charge il est balisé de manière différente qu'un suivi de la charge aux cinq minutes ou aux dix (10) minutes comme il est évalué dans le cadre des études qui ont été faites par l'IREQ.

À ce moment-là, nous on se réfère, dans le cadre de nos ententes avec HQP on se réfère à un

balisage horaire de ce service-là. Donc, il est pris en charge. Je pense l'annexe A, le service numéro 6 qui est décrit à l'annexe A de l'entente entre HQP et HQD fait une description du service tel qu'il est balisé et, effectivement, on voit qu'Hydro-Québec Production s'est engagée à fournir jusqu'à trois mille mégawatts (3000 MW) d'incrément horaire de production pour faire face aux besoins.

Évidemment, ce trois mille mégawatts-là (3000 MW) est modulé lorsque la charge est plus basse et elle est définie comme étant onze pour cent (11 %) de la production maximale journalière. Donc, à cet effet-là on s'en remet au service de suivi de la charge tel qu'il est décrit au paragraphe auquel vous faisiez référence tout à l'heure. Je ne sais pas si ça répond bien à votre question.

11 h 05

- Q. [84] Je comprends, je crois comprendre votre réponse. Cependant, est-ce que vous avez quand même, même si vous réferez au fait que c'est plus TransÉnergie qui est responsable de, qui a l'expertise davantage que le Distributeur, si j'ai bien compris votre réponse, en la matière, est-ce que vous avez eu effectivement un état du nombre de

dépassements et de leur fréquence, leur ordre de grandeur? Parce que si vous négociez, évidemment, une nouvelle entente de service complémentaire, on peut présumer que ces données-là puissent être pertinentes à votre évaluation?

R. Les évaluations qui ont été faites à l'heure actuelle, ce sont les évaluations de l'IREQ et ce sont des évaluations prospectives. Donc, effectivement, ce qu'on remarque, c'est que, après avoir intégré trois mille mégawatts (3000 MW), ce qu'on évalue, c'est qu'après avoir évalué... après avoir intégré trois mille mégawatts (3000 MW) d'éoliennes, il pourrait y avoir des besoins additionnels de réglage automatique de fréquence, de groupes assujettis au réglage automatique de production.

Maintenant, TransÉnergie, à l'heure actuelle, ne nous a pas donné de signal à l'effet que la quantité de groupes qui étaient fournis par Hydro-Québec Production et assujettis à ce genre de réglage automatique était nécessaire. Donc, pour le moment, au moment où on se parle, en deux mille onze (2011), il n'y a pas de besoins additionnels.

Q. [85] Merci. Je vous réfère maintenant, toujours au sujet des services complémentaires associés à

l'électricité patrimoniale, je vous réfère à l'entente elle-même, dont vous avez fait mention, l'entente de deux mille cinq (2005) qui est à la pièce B-05 (HQD-1, Document 2) à l'annexe 3A aux pages 139 et suivantes. Je vais vous référer plus particulièrement au premier service qui est indiqué, à l'annexe A de l'entente, soit la planification des ressources en puissance. Je vais la citer pour les fins de la transcription pour qu'on puisse suivre ensuite la raisonnement. Donc ce service est décrit comme suit, et je cite :

Planifier les ressources en puissance pour respecter le critère de fiabilité à l'effet qu'un délestage de la charge associée au volume d'électricité patrimoniale ne se produise pas plus d'une fois par dix ans, en tenant compte notamment d'une variation de la charge correspondant à une distribution normale dont l'écart type est fixé à 4,5 %.

Fin de la citation. Monsieur Zayat, vous avez fait référence, vous avez utilisé l'expression, si je me souviens bien, la semaine dernière à tout le moins à quelques reprises, l'expression « zéro point un

jour par an » et non pas une fois par dix ans, zéro point un jour par an. Et hier, je crois que vous avez utilisé l'expression « une fois par dix ans » ou un événement par dix ans.

J'aimerais maintenant... Ce que je cherche à clarifier, c'est par rapport au critère du NPCC que je vais déposer, qui a été revu, je crois, en deux mille neuf (2009) si mon information est exact. Et je vais le déposer avant de poser la question. Alors, on m'indique que la cote de ce document serait A-0046.

Et pendant que vous consultez le document, je vais en faire la description du titre pour les fins de la transcription et de la sténographie. Alors, c'est un document intitulé « NPCC Regional Reliability Reference Directory # 1 Design and Operation of the Bulk Power System ».

Et l'extrait que je produis a été adopté... enfin le document lui-même a été adopté par les membres du NPCC le premier (1er) décembre deux mille neuf (2009). Et l'extrait particulier que je dépose est la page 9 de ce document. Je m'excuse. Ce sont les pages 9 et 10. C'est recto verso.

A-0046 : Extrait (pages 9 et 10) du NPCC

Regional Reliability Reference
Directory # 1 Design and Operation of
the Bulk Power System, December 1,
2009.

Alors, je vous réfère au paragraphe 5.2 qui est au
bas de la page 9. Et je vais le citer pour les fins
de la transcription encore une fois et la meilleure
compréhension par la suite quand on lira la
transcription. Alors je cite :

Resource Adequacy - Design Criteria.
The probability (or risk) of
disconnecting firm load due to
resource deficiencies shall be, on
average, not more than one day in ten
years as determined by studies
conducted for each Resource Planning
and Planning Coordinator Area.
Compliance with this criterion shall
be evaluated probabilistically, such
that the loss of load expectation
(LOLE) of disconnecting firm load due
to resource deficiencies shall be, on
average, no more than 0.1 day per
year.

Et je n'ai pas besoin de citer le reste. Dernière

référence, à la pièce C-UMQ-017, qui est le rapport d'expertise de monsieur Marcel-Paul Raymond, si j'ai bonne mémoire, plus particulièrement à la page 5 de son rapport, monsieur Raymond propose de modifier la description du service comme suit, et je cite :

Planifier les ressources en puissance
pour respecter le critère de fiabilité
à l'effet qu'un délestage de la
charge...

Excusez-moi! Je vois, Monsieur Bernier, vous cherchez le document? À la page 5. C'est une recommandation de monsieur Raymond.

M. STÉPHANE VERRET :

R. Quel numéro de recommandation?

Q. [86] Je vais vous dire ça immédiatement. Parce que j'avais simplement retranscrit l'extrait en question. Ça serait à la page 5 de la pièce C-UMQ-017 qui était la réponse à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie à l'UMQ, et c'était à la page 5 de 8. C'était en réponse à la question 3.1 de la Régie. Est-ce que vous avez le document, Monsieur Bernier?

M. LUC BERNIER :

R. Si je comprends bien, ce sont les réponses qu'a
fournies l'UMQ...

Q. [87] Oui.

R. ... aux questions de la Régie?

Q. [88] Exactement. Et c'était sur le rapport
d'expertise de monsieur Raymond. Donc, j'ai peut-
être mal présumé, mais j'ai présumé que la réponse
provenait de monsieur Raymond. Ça sera à lui de me
corriger, le cas échéant, dans son témoignage. Ceci
étant dit, la réponse est quand même enregistrée au
dossier. Et je veux simplement obtenir votre
opinion quant aux divers textes que je viens de
vous citer. Donc, je reviens à la recommandation
qui est indiquée à cette réponse-là à la demande de
renseignements de la Régie. Donc, il est indiqué ce
qui suit, ça devrait être... la description du
service devrait être le suivant :

Planifier les ressources en puissance
pour respecter le critère de fiabilité
à l'effet qu'un délestage de la charge
associé au volume d'électricité
patrimoniale ne se produise pas plus
de 24 heures par dix ans, en tenant
compte notamment des variations de la

charge correspondant aux variations
climatiques horaires observées depuis
1971.

Je vais vous poser deux questions relativement à ces textes. La première concerne le critère de une fois par an ou zéro point un jour par an versus vingt-quatre (24) heures par dix ans, dans un premier temps. Ensuite, je traiterai des questions de variation.

Alors, est-ce que vous pouvez nous éclairer par rapport à ce que vous voyez ici qui est le critère du NPCC par rapport à ce que l'on trouve comme définition actuellement dans l'entente de deux mille cinq (2005)? Est-ce qu'il y aurait lieu de modifier l'entente de deux mille cinq (2005) à ce sujet-là pour avoir un texte identique au NPCC? Le cas échéant nous faire part des différences ou des distinctions qu'il y a à faire s'il en est.

M. HANI ZAYAT :

R. C'est... J'allais dire, c'est essentiellement le même critère. Je vais enlever le
« essentiellement ». C'est le même critère. C'est peut-être différentes façons de l'exprimer. Et ça peut être différentes façons de le modéliser. C'est plus dans la modélisation qui est en arrière de ce

critère-là. Mais ce que ça représente, ce que ça décline, c'est que, dans le fond, il faut qu'on soit fiable tout le temps. Le tout le temps a un coût.

Donc, on est prêt à supporter un événement une fois par dix ans. C'est ce qui est généralement reconnu. On peut l'exprimer de différentes façons. On peut dire, c'est une fois par dix ans qui est la façon illustrative de le dire. On peut dire point un jour par année, ce qui revient aussi à une fois par... quand on multiplie par dix les deux côtés, ça fait un jour par dix ans. À une certaine époque, on l'exprimait comme étant deux point quatre heures par année, qui est donc un dixième d'une journée, deux point quatre heures par année.

Même si les modalités de modélisation en arrière de ça peuvent être différentes dépendamment du type du modèle qui est utilisé, c'est le même critère. Donc, je ne crois pas qu'il y ait des modifications, qu'il y ait des modifications à faire ni au Directory du NPCC ni à ce qui est décrit là. On a le même critère de fiabilité.

Q. [89] Donc, le vingt-quatre (24) heures par dix ans qui est proposé par l'UMQ équivaut au deux point quatre fois, deux point quatre heures par an,

auquel vous avez référé qui existait auparavant?

R. En fait, c'est le vingt-quatre (24) heures par dix ans, il me semble. Je n'aurais pas choisi cette formulation-là. Comme je le mentionnais hier, ce n'est pas un délestage pendant vingt-quatre (24) heures. C'est un événement. J'aime mieux l'expression un événement par dix ans.

Donc, c'est un délestage à la pointe dans le fond, une fois aux dix ans. C'est sûr que ce n'est pas un délestage qui dure vingt-quatre (24) heures. Ce que les modèles mesurent, c'est la fiabilité à la pointe. Donc, c'est cet événement-là qu'on cherche à éviter. Et c'est sûr que la pointe, elle ne dure pas vingt-quatre (24) heures, elle dure quelques heures, une heure de pointe. D'habitude, c'est une plage horaire de deux ou quatre heures dépendamment des événements.

Q. [90] Parfait. Maintenant, dans le critère actuellement en vigueur pour le Distributeur, donc on fait état de la variation de la charge qu'il faut tenir compte notamment d'une variation de la charge correspondant à une distribution normale dont l'écart type est fixé à quatre point cinq pour cent (4,5 %). Est-ce que ce critère-là est encore approprié ou s'il a lieu d'être révisé? Est-ce

qu'il est encore adéquat?

R. C'est le critère qui est utilisé, qui... Je vais le dire autrement. C'est le critère qui venait avec le « package » du patrimonial. Donc, c'est... Je l'ai illustré la semaine dernière en parlant d'une photo à un moment donné. C'est le quatre point cinq pour cent (4,5 %), la distribution et l'écart type de quatre point cinq pour cent (4,5 %), représentait l'écart type de la demande qui est associé à l'électricité patrimoniale, donc qui est associé à la demande qui existait au moment où on a pris la photo patrimoniale, et donc qui est associé aux services, qui devait être fourni en fonction de l'électricité patrimoniale.

La traduction de ce critère-là... pas la traduction mais plutôt l'application de ce critère-là a donné lieu à une réserve, à l'évaluation d'une réserve requise qui a été faite en fonction de ces paramètres-là et qui a donné trois mille cents mégawatts (3100 MW) de réserve. C'est sûr que, aujourd'hui, quand on regarde l'évolution de la demande, bien, le quatre point cinq pour cent (4,5 %) a évolué... quatre point trois (4,3 %) aujourd'hui.

Donc, il y a une variation de ce critère-

là. La demande... Puis il peut, il va encore évoluer, hein, en fonction donc de la composition de la charge du Distributeur, des aléas de la demande, et caetera. Mais un peu comme tout ce qui est production au-delà du patrimonial est la responsabilité du Distributeur, les contrats postpatrimoniaux. L'évolution de la demande aussi au-delà du patrimonial est la responsabilité du Distributeur.

Et dans ce sens-là aussi bien les augmentations de la charge, donc les ajouts de charge, l'augmentation par rapport au cent soixante-dix-huit térawattheures (178 TWh) que les variations de l'aléa sont pris... sont absorbés par le Distributeur.

Depuis deux mille cinq (2005), la partie aléa a été, je dirais, était plutôt favorable au Distributeur. Dans le sens que le quatre point cinq (4,5) étant révisé à la baisse. Ça veut dire que la réserve que le Distributeur doit assumer est plus faible que ce qu'elle aurait été si on avait tenu compte de quatre point cinq pour cent (4,5 %).

Mais, nous, ce qu'on regarde, c'est l'aléa en date d'aujourd'hui, la réserve qui est requise en fonction du critère de point un jour par année

une fois aux dix ans et la réserve qui est associée à ça en tenant compte du fait que l'électricité patrimoniale est venue avec une quantité d'énergie qui est fixe, une quantité de puissance qui est fixe et une réserve requise qui est fixe.

11 h 20

Q. [91] Est-ce que je dois bien comprendre de votre réponse à ce moment-là que la variation de la charge dont il s'agit ici n'est pas reliée uniquement aux variations climatiques? Quand vous faites référence aux variations de la demande, et caetera, dans le critère ici, est-ce qu'on parle, comme monsieur Raymond semble y référer dans son critère, ce serait une correspondance aux variations climatiques horaire. Est-ce que je dois comprendre que le critère actuel, du point de vue du Distributeur, lorsqu'on parle de variation de la charge, ce n'est pas limité aux variations climatiques, ce qui est visé là?

R. Je crois que c'est présenté dans la section « demande » du Plan, donc c'est la combinaison des deux aléas, donc l'aléa de la demande et l'aléa climatique, c'est l'aléa global.

Q. [92] Parfait.

R. Et c'est cet aléa global qui était de quatre point

cinq (4,5) au moment de la photo patrimoniale et qui est aujourd'hui de quatre point trois pour cent (4,3 %).

Q. [93] Parfait. Merci. Je veux maintenant traiter avec vous des critères de fiabilité en puissance et plus précisément, au modèle de simulation.

Je vais vous référer, en premier lieu, à la pièce C-UMQ-014, le rapport d'expertise de monsieur Raymond qui a été déposé dans le présent dossier. Évidemment, mes questions relatives aux preuves de d'autres intervenants, je tiens à le préciser, sont évidemment toujours faites sous réserve de la preuve qu'ils feront lors de leur témoignage. Évidemment, là c'est le dépôt de documents que nous avons présentement, mais il est possible qu'il y ait des modifications en cours de témoignage ou qu'il y ait des ajouts ou des précisions.

Alors, évidemment, mes questions sont toujours posées sous réserve de l'adoption des preuves déjà déposées par les témoins lorsqu'ils seront appelés à témoigner.

Donc, au rapport de monsieur Marcel-Paul Raymond, à la page 9 plus précisément, à sa recommandation 28, il recommande :

[...] que le Distributeur utilise un

modèle de simulation chronologique
Monte Carlo pour effectuer ses
évaluations de fiabilité en puissance.
[...] comme celui présenté en annexe 1
[...]

de son rapport d'expertise

[...] ou comme FEPMC [...]

c'est-à-dire Fiabilité en puissance Monte Carlo.

Je vous résume ici ce que nous avons
observé et compris de son rapport. Je vais vous
donner les références, mais ce n'est pas nécessaire
d'aller au texte. C'est un résumé sous réserve de
ce qu'il... des corrections qu'il pourrait apporter
si ce résumé n'est pas exact.

Ce que nous comprenons, c'est que, selon
monsieur Raymond :

L'aspect stochastique des divers
paramètres doit être représenté le
plus fidèlement possible [...] et les
éléments déterministes doivent être
évités.

Vous trouverez ça à la page 28 de son rapport.

Ainsi, l'approche stochastique chronologique
devrait être utilisée, entre autres, pour
représenter l'aléa climatique. C'est à la page 33.

Pour mieux prendre en compte, notamment, la dépenses chronologique des pannes des groupes turbines-alternateurs. C'est à la page 43. Et pour mieux prendre en compte la restriction hydraulique due à la couverture de glace. C'est à la page 45. Alors, ça, c'est ce que nous comprenons de l'essentiel de son rapport.

Maintenant, dans le présent dossier, et je vous réfère à la pièce B-040. HQD-4, Document 9, à la page 32, il s'agit des réponses à la demande de renseignements numéro 1 de l'UMQ. Alors, plus particulièrement aux pages 31 et 32.

D'abord, en réponse à la question 22.1 - et vous avez témoigné un petit peu plus tôt dans le cours de ce dossier, je crois que c'est monsieur Dufresne qui a témoigné à cet effet, que :

Le modèle utilisé par le Distributeur dans ses évaluations de fiabilité est le modèle MARS (« Multi-Areas Reliability Simulation Program ») développé par General Electric.

Et vous ajoutez :

Le modèle FEPMC n'a jamais été utilisé par le Distributeur dans ses exercices de fiabilité. [...]

Mais, vous faites une exception ici, vous en avez témoigné, je pense, c'est monsieur Zayat, vous en avez témoigné que pour l'électricité, l'option d'électricité interruptible, effectivement, ce modèle-là... le modèle FEPMC n'a été utilisé qu'à cette fin-là.

Maintenant, aux pages 92 et 94 de son rapport, monsieur Raymond présente diverses lacunes du modèle MARS, à son avis, ainsi que ses avantages. Je ne vais pas lire au complet ses lacunes et ses avantages, mais j'aimerais vous entendre cependant, d'avoir vos commentaires, d'abord, dans un premier temps, sur les lacunes du modèle MARS tel que les indique monsieur Raymond. Qu'est-ce que vous pensez de son évaluation quant aux lacunes du modèle MARS? Et ensuite, je vous demanderai votre évaluation des avantages, dans un deuxième temps, mais on va y aller dans un certain ordre. Alors, si vous voulez prendre les pages 92 à 94 et faire les commentaires, s'il vous plaît.

R. Je vais peut-être commencer par faire un commentaire général, replacer, sans vouloir refaire l'historique des différents modèles, mais juste replacer le contexte.

Avant deux mille cinq (2005), le Producteur

était responsable des exercices de fiabilité pour la zone de contrôle, donc pour le Québec. À ce titre, le Producteur avait développé ses propres outils pour faire ces exercices-là qu'il a exprimés à travers un critère qui est « probabilité de délestage » de deux point quatre (2,4) heures par année.

Ce modèle-là s'appelait initialement FEP et après ça, il a été amélioré par le Producteur et est devenu FEPMC, mais c'est un modèle qui est propre... qui était propre à Hydro-Québec. Je vais le dire comme ça. Et qui n'était utilisé que par Hydro-Québec. C'était un modèle qui est développé pour les besoins du Producteur.

Quand en deux mille cinq (2005) on a commencé à... quand on a pris la responsabilité des attestations, des exercices de fiabilité en puissance, notamment, donc c'est sûr, on a commencé par regarder le modèle qui a toujours été... qui avait toujours été utilisé par Hydro-Québec et on a regardé aussi qu'est-ce que les autres... qu'est-ce que les autres juridictions faisaient. Et c'est là qu'on... en tout cas, de mon point de vue, on a constaté que tout le monde utilisait un modèle MARS qui est un modèle développé, bon, on mentionne par

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Interrogatoire
- 111 - Me Pierre R. Fortin

GE, mais en coordination avec le NPCC. Et c'est l'ensemble de nos... de nos vis-à-vis du NPCC qui utilisaient ce modèle-là.

Donc, plutôt que de développer une expertise de programmation pour maintenir à jour le modèle FEPMC que... uniquement pour nos besoins, on a opté par une approche qui est plus une approche de marché, un logiciel qui est disponible, qui est maintenu à jour, qui évolue et qui est utilisé par l'ensemble des... des utilités et des zones de réglage du Nord-Est. Donc, ça explique un peu le passage de FEP, FEPMC, MARS. On est dans un mode ouvert.

Je comprends que tout le monde n'a pas l'expertise avec MARS. Il y en a qui connaissent plus FEPMC, mais ça, il y a des particularités à chacun... à chacun des deux modèles.

Il est important de constater là, je veux dire, je ne passerai pas nécessairement à travers l'ensemble des points que monsieur Raymond mentionne, mais FEPMC n'est pas un... Excusez-moi. MARS, MARS n'est pas un modèle déterministe, il tient compte de l'incertitude. Il tient compte des aléas qui sont associés aux moyens de production. Il tient compte de l'incertitude qui est associée à

la demande, que ce soit les facteurs propres à la demande ou du climatique, il les exprime à sa façon. Évidemment, je le redis, chaque modèle peut être modélisé de façon différente, mais il vise exactement la même chose, à traduire l'incertitude qui est associée aux moyens de production, l'incertitude qui est associée à la demande, pour aboutir à un critère de délestage qui est fixe là, quelle que soit la façon de l'exprimer.

Et donc, à la lecture des recommandations de l'UMQ, j'avais l'impression qu'on faisait fausse route en partant, en prenant pour acquis que MARS était un modèle déterministe et qu'il était basé uniquement sur des scénarios déterministe. Ce n'est pas le cas. Ce n'est pas le cas. Il exprime l'incertitude, il la modélise et il est utilisé par tout le monde.

11 h 30

Je vais peut-être rajouter en faisant un scan rapide. Ceci dit, le modèle MARS est utilisé de façon globale pour les exercices de fiabilité de la zone de contrôle et pour le Distributeur. Maintenant, lorsqu'il y a des problématiques spécifiques qu'on pense qu'ils peuvent être mieux modélisés à travers un autre modèle, on le fait et

on reporte les résultats à l'intérieur du modèle MARS.

C'est l'exercice qui a été fait pour l'électricité interruptible. C'est l'exercice qui a été fait pour l'évaluation en puissance des parcs éoliens. Donc, on n'est pas fermé à d'autres modèles. On prend le meilleur outil disponible pour pouvoir, pour faire les évaluations selon le besoin. Mais on n'est pas promoteur d'un logiciel plus qu'un autre, d'une façon de modéliser plus qu'un autre. C'est plutôt de regarder quel est le meilleur outil disponible pour adresser les problématiques dont on a besoin.

Q. [94] Donc, sans vous demander évidemment de commenter chacun des inconvénients que monsieur Raymond voit à l'utilisation du modèle MARS, vous venez quand même de faire référence au fait que vous utilisez d'autres modèles lorsque nécessaire, notamment pour l'électricité interruptible, qui est une des préoccupations de monsieur Raymond, et la production éolienne également. Ceci étant dit, au niveau des avantages, et là je réfère un petit peu plus loin dans son document, au niveau des avantages des modèles de simulation chronologique Monte-Carlo, que pensez-vous de son évaluation de

ces avantages-là? Et il en énumère près d'une dizaine.

R. Quand il parle des avantages, ces avantages-là ne sont pas limités. En tout cas, quand je lis les avantages qu'il énumère, on sent qu'il a évidemment une connaissance très particulière du modèle FEPMC. Et c'est ça qui est récurrent dans ce mémoire-là. Ce n'est pas limité, ce n'est pas limité au modèle de simulation Monte-Carlo tel que FEPMC. Je le redis, MARS, il simule l'incertitude aussi, peut-être par une distribution, par la voie d'une distribution plutôt que par une simulation aléatoire.

Donc, cet avantage-là est adressé ailleurs. Je peux parler de... On parlait d'une « implantation très simple et programmation informatique qui n'exige que quelques mois de travail ». Tant qu'à moi, ce n'est pas un avantage. C'est un inconvénient. On ne souhaite pas développer une expertise informatique spécifique. On s'entend qu'on est un distributeur, qu'on fait état de la fiabilité du Distributeur.

Je ne considère pas qu'on a besoin de développer pour le Distributeur des modèles qui sont spécifiques pour la fiabilité. C'est quelque

qui existe et qui se fait ailleurs. On n'est pas les seuls à rendre compte de la fiabilité dans le nord-est. Je vais me contenter du nord-est parce que c'est le marché que je connais. Mais je pense, tout le monde le fait à travers des modèles qui sont, qui existent et qui font la job partout ailleurs. On n'a pas nécessairement besoin de développer cette connaissance-là.

« N'importe quel aléa peut être ajouté facilement ». Je peux dire la même chose pour le modèle MARS. N'importe quel aléa peut être ajouté facilement. La difficulté d'un aléa, ce n'est pas tant de le modéliser, mais c'est de le comprendre et de savoir le représenter. Ce qui compte, c'est de comprendre c'est quoi l'aléa de la demande, c'est quoi l'aléa climatique.

Une fois qu'on a cette connaissance-là, on est capable de le représenter à travers n'importe quel modèle. Mais il faut savoir de quoi il s'agit. Donc, ce n'est pas un problème de programmation. C'est un problème de connaissance et de conception de ce qui est en arrière. C'est vrai aussi pour... c'est vrai aussi pour la contribution des éoliennes et leur façon de produire. Là aussi l'aléa, c'est un peu quel est le lien entre... quelles sont les

incertitudes qui entourent la production éolienne et comment... Puis après ça, on peut voir comment on les représente.

Finalement, les contraintes de transport. Je peux parler des contraintes de transport puisque le modèle MARS aussi tient compte des modèles de transport... des contraintes de transport. Et je dirais au-delà de ça, puis là aussi je ne suis pas vendeur pour le modèle MARS, mais il évolue en fonction des critères du NPCC et en fonction des besoins.

Donc, lorsque NPCC va demander que les contraintes de transport soient intégrées avec leurs propres incertitudes, bien, c'est sûr que MARS va évoluer en fonction de l'incertitude associée au modèle de transport. Et MARS a été le premier à introduire les contraintes de transport à un modèle de fiabilité.

Donc, on se retrouve, on se retourne dans le fond vers un fournisseur spécialisé qui a un marché assez vaste et qui est à l'affût des changements aussi bien technologiques, réglementaires, conception de critères où on n'a pas besoin de maintenir une équipe de programmeurs pour faire ça.

Q. [95] Qu'en est-il de la corrélation entre deux ou plusieurs aléas? Monsieur Raymond indique que les modèles de simulation chronologique Monte-Carlo, qu'en vertu de ces modèles-là, la corrélation entre deux ou plusieurs aléas est bien représentée.

Qu'est-ce que vous pensez de cette opinion-là?

R. Je vais vous répondre deux exemples précis. Le premier, c'est la corrélation d'aléa de la demande et de l'aléa climatique. Donc, évidemment, ça, la combinaison est faite en amont. Et on est capable de la représenter à travers, à travers tous les modèles, y compris le modèle MARS.

Quand est-ce qu'on a utilisé l'autre modèle, qui est donc plus un modèle horaire dans le fond? C'est lorsqu'il a été question de regarder de façon plus spécifique la contribution en puissance de l'énergie provenant des éoliennes et la corrélation entre, entre le vent et donc la production probable d'éolienne et les occurrences de température.

Donc, à ce moment-là, étant donné qu'on disposait de courbes horaires pour ce qui est de la demande et de courbes horaires pour ce qui est de la production éolienne, l'utilisation de l'autre modèle, le modèle FEPMC a permis de venir raffermir

les hypothèses, de tester les choses de façon plus,
plus spécifique pour ces deux corrélations-là.

11 h 40

Q. [96] Merci. Maintenant un autre aspect du critère
de fiabilité en puissance, toujours dans le rapport
de monsieur Raymond et je vous réfère plus
particulièrement aux pages 79 et 80. Monsieur
Raymond y traite de ce qu'il intitule le cas
particulier de Churchill Falls et sa
recommandation, je veux simplement avoir votre
opinion quant à sa recommandation qui se retrouve à
la page 80. C'est en caractères gras.

Monsieur Raymond recommande :

[...] qu'au plus tard dans la
prochaine revue triennale, la centrale
des Churchill Falls soit modélisée
comme une centrale (en déduisant la
charge à laquelle CF(L)Co a droit)
comme c'est le cas des autres
centrales du Producteur, et en
considérant l'historique à jour des 5
dernières années pour établir les
aléas sur le taux de pannes.

Qu'est-ce que vous pensez de cette recommandation
de monsieur Raymond.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Donc juste un peu pour éclaircir cet élément-là, lorsqu'on réalise les études de fiabilité pour le NPCC, on l'a mentionné la semaine passée abondamment, c'est qu'on ne prend pas strictement nos ressources, les ressources patrimoniales qui est un sous-ensemble du parc et nos contrats post-patrimoniaux.

Donc on prend l'ensemble des ressources disponibles sur le réseau, donc la zone de réglage du Québec. Nous évidemment notre principale, les principales ressources là, le principal fournisseur c'est Hydro-Québec Production. C'est, les ressources la façon dont elles sont modélisées, je vous dirais la façon dont elle doit être modélisée c'est l'information qui nous est fournie par Hydro-Québec Production.

Donc eux entre autres pour le cas du, de Churchill Falls, la façon dont il le modélise dans leur propre étude, dans leur propre étude donc ce qui est déposée ici à la Régie en novembre de chaque année et bien la représentation qu'il nous propose, qu'il nous indique c'est la même chose.

Donc le contrat Churchill Falls est modélisé comme un contrat. Évidemment les

puissances disponibles qui y sont associées fait, tiennent compte des charges qui doivent être alimentées à Terre-Neuve. Donc ce n'est pas notre rôle de venir changer la... on n'a pas de, on n'a pas d'autorité pour dire bien non cette ressource-là on va la modifier parce qu'on pense que c'est autrement.

Donc nous on s'en maintient, on maintient que les données qui leur sont propres, ils ont le contrôle dessus et notamment nous au niveau des attestations de fiabilité en puissance qui sont déposées à la Régie en novembre de chacune des années, le traitement de Churchill Falls que Hydro-Québec Production prend en compte à son attestation est le même que celle que nous on utilise auprès du NPCC dans l'attestation de l'ensemble des ressources du Québec auprès du NPCC.

M. STÉPHANE VERRET :

R. J'aimerais ajouter en complément de réponse à la question. Je pense que votre question était de savoir qu'est-ce qu'on pensait de cette recommandation-là. Je vous dirais d'un point de vue réglementaire, je suis un petit peu surpris d'une telle recommandation dans le rapport de monsieur Raymond.

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Interrogatoire
- 121 - Me Pierre R. Fortin

Nous sommes ici devant la Régie de l'énergie pour faire autoriser le plan d'approvisionnement du Distributeur et on y fait une recommandation à savoir est-ce qu'il devrait être modélisé aux fins d'une revue triennale auprès du NPCC.

Je pense qu'on n'est pas dans exactement dans le bon forum.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Je vais le dire un peu différemment pour reprendre. On l'a mentionné beaucoup, mais je tiens à le rementionner. Les ressources quelles qu'elles soient au niveau du, là je reviens, je reviens dans l'environnement Hydro-Québec Distribution, l'attestation qu'on fait ici. L'attestation fiabilité HQD, on va l'appeler comme ça.

Il n'y a pas d'étiquetage. Donc nous on s'en tient à l'information que l'on obtient du Producteur pour, au niveau de la zone de réglage, l'information qui nous est transmise par lui-même. Et maintenant les équipements qu'on met dans la zone, dans l'attestation HQD, il n'y a pas, on ne fait pas de, de, de finesse au niveau de ces modélisations-là.

On s'en remet à ce que la pratique que lui

utilise et on n'a pas, on n'a pas, on n'a pas de connaissance précise sur ses propres équipements. Donc on est très mal habileté à venir changer ses propres hypothèses pour ses équipements ou ses contrats.

D'ailleurs, j'aimerais mentionner qu'au niveau du NPCC, au niveau des données, dans le fond c'est la même chose quand je prends nos contrats d'approvisionnement, nos propres contrats, c'est des contrats, donc j'ai, j'ai, je les simule, on les simule comme étant des contrats.

Donc il y a une association qui peut se faire, mais je vous le mentionne, nous ce n'est pas, on n'a pas la prétention de, de gérer son parc de production. Alors les hypothèses qui nous sont transmises sont les leurs et ces hypothèses-là sont, je vous rappelle aussi, qu'elles sont clairement, clairement écrites là.

On, je les ai avec moi les différentes revues triennales, deux mille cinq (2005) et deux mille huit (2008). C'est écrit et ça c'est des questions qu'on fait face qui sont soulevées au NPCC.

Q. [97] Ça complète votre réponse?

M. HANI ZAYAT :

R. Je vais juste rajouter deux points dans le fond.

Q. [98] Ah, parfait. Oui?

R. Ce n'est pas une particularité de Churchill, hein, on représente de la même façon la centrale de TCE. Donc lorsque c'est un contrat dans le fond, on tente, on tente de représenter qu'est-ce qui est le critère de fiabilité qui est associé et dans le cas de TCE donc on, on représente le contrat avec une certaine réserve qui est associée. Et de la même façon pour le contrat de Churchill, on illustre le contrat avec une réserve qui y est associée.

Q. [99] Merci. Maintenant je vais traiter de la question de la réserve en puissance associée à l'électricité patrimoniale. Toujours au rapport de monsieur Raymond, aux pages 6 et 7. Excusez, un petit problème, un petit problème de référence. Juste un moment, s'il vous plaît. Excusez-moi, j'ai inversé deux de mes références. Alors les pages, à la pièce C-UMQ-017 et ensuite je reviendrai au rapport de monsieur Raymond.

Alors pièce C-UMQ-017, c'est la réponse à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie à l'UMQ, c'est aux pages 5 à 7.

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Interrogatoire
- 124 - Me Pierre R. Fortin

M. HANI ZAYAT :

R. Excusez-nous, on a perdu le papier.

Q. [100] Prenez le temps qu'il vous faut.

11 h 50

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. On l'a retrouvé.

Me PIERRE R. FORTIN :

Q. [101] Bien. Alors, aux pages 5 à 7, en réponse à la Régie, l'UMQ indique les principales hypothèses qui ont changé depuis mil neuf cent quatre-vingt-dix-sept (1997) concernant la réserve associée à l'électricité patrimoniale. Je ne vous les énumère pas, mais vous pouvez constater qu'il y en a une... il y en a environ huit... il y en a huit d'indiquées. Et à la page suivante, une liste des intrants qui ne sont plus à jour par rapport à mil neuf cent quatre-vingt-dix-sept (1997) est également indiquée.

Dans son rapport, monsieur Raymond - et là je suis à la pièce C-UMQ-014, la même que tout à l'heure, mais aux pages 102 à 105 - monsieur Raymond recommande que... de refaire l'étude pour déterminer la réserve requise associée à l'électricité patrimoniale.

Je ne vous demanderai pas de commenter la

recommandation de monsieur Raymond. Si vous voulez le faire, c'est correct, mais ma principale question est la suivante : si la Régie décidait de suivre cette recommandation, telle que recommandée par l'expert, combien de temps serait requis pour le Distributeur pour mettre à jour cette réserve?

M. HANI ZAYAT :

R. La prémisses de monsieur Raymond est à l'effet que la photo patrimoniale ou l'électricité patrimoniale peut être réévaluée à chaque année. Je voudrais juste faire cette précision-là. C'est comme la prémisses de départ et que l'électricité patrimoniale doit évoluer en même temps que l'évolution du parc du Producteur, en même temps que la demande du Distributeur, en même temps que l'évolution des aléas, qu'ils soient du côté de la demande que ce qui est du côté du Producteur. On pense qu'il n'est pas le cas.

La réserve patrimoniale est spécifique - et d'ailleurs, on parle de réserve patrimoniale, donc elle est associée à quelque chose de très spécifique. Elle est associée à un décret, à un contrat qui spécifie des quantités en énergie et en puissance. Et à ce titre, une réserve, elle est aussi associée à un moyen de production et à une

demande qui est sous-jacente, donc c'est quelque chose qui est spécifique. Et si le contrat patrimonial est patrimonial et qu'il n'évolue pas, bien, on pense que la réserve qui y est associée devrait être aussi patrimoniale et ne pas évoluer.

Pour ce qui est des évaluations, ce sont des exercices que l'on fait de façon régulière, ce n'est pas... ce n'est pas quelque chose de... Cet exercice est fait pour l'ensemble de la zone de réglage, donc ce n'est pas... il n'y a pas de contrainte de temps. En tout cas, ce ne sont pas des efforts qui sont... qui sont importants.

Q. [102] Et dans votre témoignage il y a quelques jours, monsieur... Vous vouliez ajouter quelque chose, monsieur Dufresne?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Oui, s'il vous plaît.

Q. [103] Allez-y.

R. Si vous me permettez.

Q. [104] Oui, oui, pas de problème.

R. Le mémoire mentionnait l'étude de quatre-vingt-dix-sept (97), alors qu'on a mentionné, je pense, c'est hier, que l'étude qui a permis d'établir trois mille cent (3100) ne datait pas de quatre-vingt-dix-sept (97). On était un petit peu avant l'ère

patrimoniale là. On parlait vraiment de deux mille quatre (2004) et c'est en fonction de les... On a vu tantôt dans l'étude... pas dans l'étude, mais dans l'entente sur les services complémentaires, en fait, elle a été signée par après, et c'est là qu'on a cristallisé l'aléa de quatre point cinq (4,5), l'aléa global de quatre point cinq (4,5) selon une distribution normale.

Donc, ces travaux-là, pour établir le trois mille cent (3100), ont été faits au préalable, donc en deux mille quatre (2004), été deux mille quatre (2004). Et ils ont été présentés dans le Plan d'approvisionnement du premier (1er) novembre deux mille sept (2007). Donc, de dire que tout ça date de quatre-vingt-dix-sept (97), ce n'est pas le cas. Ces travaux-là ont été fait en deux mille quatre (2004).

Q. [105] Bien. Maintenant, quand cette évaluation a été refaite en deux mille quatre (2004) et elle a été intégrée pour une réserve de trois mille cent mégawatts (3100 MW) plutôt que celle de trois mille six cents mégawatts (3600 MW) qui existait auparavant, cette nouvelle évaluation - et vous me corrigerez si je fais erreur - a été... elle découlait principalement de la mise à jour des

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Interrogatoire
- 128 - Me Pierre R. Fortin

aléas de la demande et de l'horizon d'atteinte de l'électricité patrimoniale. Mais, les autres hypothèses, selon notre compréhension, dataient de mil neuf cent quatre-vingt-dix-sept (1997) et sont demeurées dans l'établissement, aux fins de l'établissement de la réserve à trois mille cent mégawatts (3100 MW) plutôt qu'à trois mille six cents (3600 MW). Est-ce que notre compréhension est correcte à ce sujet?

R. Je vais vous dire un peu. C'est la réserve de trois mille six cents (3600) qui était initialement présentée dans le plan d'approvisionnement, on parle du premier plan, le plan qui, je pense, qui remonte à deux mille un (2001). À ce moment-là, on n'avait pas, nous, on n'avait pas entamé nos propres études de fiabilité. Donc, ce qu'on proposait, on avait indiqué, c'était de maintenir à titre provision une réserve, hein. Il fallait un peu savoir où on s'en allait avec nos besoins en puissance, nos propres besoins, Hydro-Québec Distribution, et nos ressources, notamment le patrimonial.

Donc, on avait établi, de façon provisoire, une réserve qui était au-delà des besoins, de mémoire, de l'ordre de onze pour cent (11 %), en

tout cas, qui donnait un trois mille six cents mégawatts (3600 MW). Donc, c'est par la suite, on a regardé de façon plus précise, quelle pourrait être cette réserve-là. Et, ça, c'est les travaux de deux mille quatre (2004).

Effectivement, par contre, ce qui a changé entre l'année deux mille un (2001), deux mille deux (2002) et deux mille quatre (2004), entre autres, les aléas, oui, ont été revus à la baisse. Notamment, pour ça, si on prenait une étude triennale déposée au NPCC en deux mille un (2001) ou trois ans plus tôt, on pourrait... si c'est le cas là, le taux de réserve requise là, juste pour l'effet aléas, ça, oui, il y a une baisse.

On peut... on pourrait vérifier, mais ça avait été mentionné. Ça avait d'ailleurs été mentionné en audience publique sur le deuxième plan d'approvisionnement lorsqu'on avait introduit le trois mille cent (3100). Et on indiquait qu'il y avait des travaux qui avait été faits pour justement voir un peu avec plus de précision comment ça devait évoluer, donc...

Et le trois mille cent (3100) après ça a évolué. Je crois qu'il a été ramené, toujours en fonction des derniers résultats des triennales. Et

ça, on n'avait pas encore d'indication à savoir quel devrait être maintenant juste sur la charge patrimoniale, une charge de trente-quatre mille trois cent quarante-deux (34 342), ces travaux-là n'avaient toujours pas été faits, et c'est ça qui a été fait en deux mille quatre (2004).

Q. [106] Et que vous avez présenté dans le cadre du dossier 3550-2004, pour les fins de la transcription. C'était le deuxième plan d'approvisionnement.

R. Effectivement.

Q. [107] Mais, ceci étant dit, est-ce que vous admettez que les autres hypothèses que celles que j'ai mentionnées datent de mil neuf cent quatre-vingt-dix-sept (1997) et en deux mille quatre (2004), elles ont été quand même été utilisées pour les fins d'évaluation deux mille quatre (2004)?

11 h 55

R. Non. L'évaluation de deux mille quatre (2004) n'était pas basée sur les hypothèses de quatre-vingt-dix-sept (97). Je, évidemment, je me suis, on a regardé nous-mêmes les notes sténographiques pour ce qui est de, ce qui a été dit dans, parce que quand on a vu ça un peu dans le mémoire de l'UMQ, on se questionnait beaucoup d'où venait le mille

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Interrogatoire
- 131 - Me Pierre R. Fortin

neuf cent quatre-vingt-dix-sept (1997).

On a regardé les notes sténographiques et bon ce qui avait été mentionné, c'est que bon on parlait de mémoire le trois mille cent (3100) ou les chiffres qui étaient évalués, qui étaient mis sur la table de façon provisoire datés d'une, donc d'une ancienne revue.

Ça on n'a pas vérifié avec plus de parcimonie à savoir si c'était des, des études de quatre-vingt-dix-sept (97) ou de deux mille un (2001) ou de deux mille quatre (2004), mais oui on peut présumer que s'il y a eu une baisse du taux de réserve de l'ensemble de la zone de réglage, taux de réserve de l'ensemble de la zone de réglage s'il y a une baisse de la réserve requise, ça peut passer soit par une baisse, une baisse des besoins, mais aussi par une baisse de l'aléa sur la demande.

M. HANI ZAYAT :

R. Permettez encore une fois. Je crois qu'il est important de clarifier que les exercices de fiabilité qui sont faits, sont toujours faits avec la dernière information disponible. Donc c'est fait avec des données à jour.

Quand on fait l'exercice pour la zone de réglage du Québec, c'est fait avec les données à

jour en termes de, des centrales qui sont là ou qui ne sont pas là. Donc lorsqu'une centrale est retirée, elle est retirée, elle ne figure plus dans l'exercice de fiabilité.

Maintenant si les taux de pannes sont identiques entre quatre-vingt-dix-sept (97) et deux mille sept (2007), ce n'est pas parce qu'on utilise les hypothèses de quatre-vingt-dix-sept (97), c'est parce qu'on pense ou que l'opérateur de la centrale, l'exploitant pense que les hypothèses sont toujours bonnes et qu'elles sont maintenues.

Ce n'est pas une, donc ce n'est pas qu'on vit sur des vieilles hypothèses, on vit avec des hypothèses à jour qui se trouvent être reconduites, mais tant qu'à moi le dossier est à jour. Et de la même façon pour ce qui est de la demande.

Donc quant on fait l'exercice de façon globale, on regarde l'évolution des hypothèses de la demande en termes de niveau puis en termes d'aléa. Le cas particulier c'est l'électricité patrimoniale où on fait référence à une photo à un moment donné, quelque chose de spécifique. On dit on gèle cette, ces quantités-là, puissance, énergie et réserve et eux on n'a plus besoin de les mettre à jour. Mais par contre dans l'exercice de

fiabilité par la suite, tout le reste est mis à jour.

Q. [108] Bon écoutez, avant de terminer sur ce sujet, je reviens quand même à ma question de départ. Parce que là il y aura sans doute un débat entre ou enfin une, il y aura, il a deux vues opposées au dossier, on va entendre monsieur Raymond éventuellement.

Dans l'hypothèse où la Régie retenait la recommandation de monsieur Raymond de refaire l'étude à ce niveau-là, combien de temps ça prendrait au Distributeur pour le faire? Il ne faut pas présumer que ça va être demandé, mais dans l'hypothèse où ça le serait, nous devons connaître les incidences d'une telle demande si elle était faite par la Régie?

R. Si votre question est d'un point de vue technique, est-ce que c'est long faire les simulations pour illustrer une réserve? Non, cet exercice-là n'est pas long. Les hypothèses, on connaît, on connaît le parc, on connaît nos moyens de distribution, on connaît notre demande et on connaît les aléas qui sont associés.

Donc cet exercice-là c'est peut-être quelque, je ne sais pas moi, quelques jours,

quelques semaines, mais c'est quelque chose de fort raisonnable.

Q. [109] Parfait.

R. Si on reparle de remettre en question l'entente sur les services complémentaires et la réserve requise qui est associée au contrat patrimonial, là ça peut être nettement plus ardu.

Q. [110] Et ça pourrait prendre combien de temps dans ce dernier cas?

R. Je ne voudrais vraiment pas présumer ni du temps ni de l'issue, je ne sais même pas si je peux parler de négociations dans ce cadre-là.

Q. [111] Monsieur Bernier, vous vouliez ajouter quelque chose? Non. Parfait. Merci. J'ai presque envie d'interpréter.

M. LUC BERNIER :

R. La seule chose que j'aurai à rajouter, n'oubliez pas qu'il y a une contrepartie dans le dossier.

Q. [112] Oui. Je passe à un autre sujet, c'est-à-dire toujours sur le même sujet, mais concernant et là je vais vous référer à une pièce en particulier pour être plus spécifique. Dans un premier temps à la pièce HQD-4, Document 9, la pièce B-40, dans sa question 17.1, je suis à la page 26 du document.

Dans sa question au Distributeur dans sa

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Interrogatoire
- 135 - Me Pierre R. Fortin

demande de renseignements numéro 1, l'UMQ vous demandait, indiquait, enfin c'est une affirmation que l'UMQ faisait là, c'est sous réserve de votre réponse que :

[...] le taux de réserve requise en puissance dépend d'hypothèses sur les restrictions s'appliquant aux équipements, par exemple les restrictions d'appareillage et les restrictions hydrauliques causées notamment par les niveaux des réservoirs, par les contraintes de glace et par diverses restrictions hydrauliques.

Et en réponse à la question qui vous demandait de fournir pour les quatre prochains hivers les restrictions en puissance utilisées comme hypothèses. Vous référiez l'intervenant à votre réponse 16.1.

À cette réponse 16.1, vous indiquez que :

Le niveau de détail demandé excède largement les exigences de l'article 15 du chapitre 3 du Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution.

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Interrogatoire
- 136 - Me Pierre R. Fortin

Ceci étant dit. Dans son, dans son, ceci étant dit,
si on regarde effectivement le Guide de dépôt à
l'item 16 et je vais le citer :

Présenter le taux de réserve requise
en puissance sur l'horizon du plan
d'approvisionnement. Fournir les
hypothèses utilisées pour l'établir,
notamment

J'insiste sur le mot notamment

celles associées à l'aléa de la
demande et à l'aléa climatique et
celles associées aux pannes et aux
indisponibilités des équipements.
Comparer ces taux avec ceux du dernier
plan d'approvisionnement et ceux du
dernier état d'avancement de ce plan.

Est-ce que le Distributeur a des réserves à fournir
les restrictions sur les équipements dans le
prochain plan d'approvisionnement si cela était
requis par la Régie au-delà de l'interprétation que
fait le Distributeur du paragraphe 16 que je viens
de citer, de l'annexe 1A du Guide, pas de l'annexe
1A, mais du Guide?

M. HANI ZAYAT :

R. Si vous permettez, je crois qu'on, qu'on fait état

des réserves qui sont associées aux moyennes, aux moyennes de production qui sont sous le contrôle du Distributeur et à ce titre il y a une réserve qui est associée à l'électricité patrimoniale, il y a une réserve qui est associée à l'électricité interruptible, il y a une réserve qui est associée aux contrats qui sont TCE.

Les, les, évidemment les contrats éoliens, je ne sais pas si je l'ai déjà mentionné ou pas, donc il y a une réserve, une réserve qui est associée à chacun des, à chacun des moyens qui est présent dans le bilan du Distributeur et qui est contributif à combler ces besoins en puissance.

De cette façon-là la réserve qui est associée au contrat patrimonial est aussi identifiée avec les hypothèses qui sont présentes. Et à chaque plan d'approvisionnement on remet à jour les paramètres. Notamment le paramètre le plus variable étant celui de l'aléa de la demande, donc l'aléa global de la demande, donc incluant le climatique.

12 h 05

Q. [113] Ma question si vous permettez.

R. Oui.

Q. [114] Elle est assez précise. C'est est-ce que vous

avez des réserves à fournir les restrictions sur les équipements dans le prochain plan, de la même façon et sous la même forme, le cas échéant, que vous fournissez ici les taux de pannes et les taux d'entretien? C'est juste ça qu'on veut savoir. Ça fait partie, c'est un élément qui est pris en compte dans l'établissement de la réserve de puissance associée à l'électricité patrimoniale. Alors, on voudrait savoir si vous avez des réserves à fournir également ce type d'information au même titre que les taux de pannes et les taux d'entretien.

R. On a un petit... On présente les taux de pannes ou les hypothèses pour l'ensemble de façon agrégée pour le Québec dans le cadre des revues triennales et cette information-là est disponible de façon publique. On n'a aucun problème à la présenter à nouveau pour la Régie. Je pense qu'on a plus de réticence à présenter de l'information de façon détaillée, moyens de production par moyens de production dans la mesure où ces moyens de production ne sont pas ni exploités par le Distributeur ni sous la juridiction du Distributeur. Ce dont on dispose comme Distributeur c'est un seul moyen de production agrégée qui est

associé à l'électricité patrimoniale.

Q. [115] Donc, vous pourriez le fournir d'une façon similaire à celle qui est à la présentation que vous faites pour les taux de pannes et les taux d'entretien qui est agrégée à ce moment-là?

R. Vous faites référence à la réserve?

Q. [116] Aux restrictions. Aux restrictions. Oui oui, nous ne parlons que des restrictions qui sont dans l'élément de la question 17.1 de l'UMQ.

R. Vous le demandez pour l'ensemble du parc du Producteur?

Q. [117] Oui.

R. C'est ça la question?

Q. [118] Oui. Ce qui est pris en compte pour l'établissement de la réserve associée à l'électricité patrimoniale.

R. Je veux juste être sûr. Parce que c'est deux choses, c'est deux choses différentes. L'ensemble du parc du Producteur c'est l'ensemble des moyens dont il dispose.

Q. [119] Oui.

R. Et c'est ça, donc juste pour donner un chiffre, quarante mille mégawatts (40 000 MW). C'est l'ensemble des moyens dont le Producteur dispose pour fournir ses engagements vis-à-vis du

Distributeur et vis-à-vis des tiers.

Pour l'électricité patrimoniale ce n'est pas l'ensemble..., c'est cet ensemble de parcs-là mais ce n'est pas l'ensemble du parc qui est sous contrat avec le Distributeur. C'est une partie de ce parc-là, une composante en puissance et une composante en énergie. Et on pense, on l'exprime comme étant un parc patrimonial pour les fins de la modélisation, mais ce n'est pas, ce n'est qu'une représentation de la réalité.

Autrement dit, les centrales patrimoniales n'existent pas. Il n'y a pas de centrales patrimoniales.

Q. [120] Non, je ne prétends pas cela non plus. Mais je vous demande simplement si vous pouvez fournir cette information-là de la même façon que pour les taux de pannes, les taux d'entretien qui servent, qui sont des facteurs considérés pour l'établissement de la réserve associée aux approvisionnements patrimoniaux. Et je vous précise que ça pourrait être de façon agrégée, on ne cherche pas nécessairement centrale par centrale du Producteur. Ça peut être en pourcentage, ça peut être de façon agrégée.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Alors, je vais peut-être éclaircir le sujet. Dans la demande de renseignements de la Régie, la demande de renseignements numéro 1, HQD-3, Document 1, on a présenté les taux d'entretien typiques selon la triennale deux mille cinq (2005). C'est ce qu'on mentionnait. On mentionnait qu'il n'y avait pas de changement par rapport au plan R-3550-2004. Donc, ce qu'on voyait là taux de pannes.

Q. [121] Excusez, est-ce que vous pouvez donner la référence exacte, s'il vous plaît, ça va être plus facile?

R. Oui. HQD-3, Document 1, page 9.

Q. [122] Page 9. Merci.

R. C'était la question 3.1.

Q. [123] Parfait, oui.

R. Donc, on indiquait les entretiens typiques, entretiens typiques avec lesquels nous on fonctionne pour établir l'équipement, le parc, à la limite ça serait une machine, le parc patrimonial.

Bon. Ça ici c'était basé sur la triennale deux mille cinq (2005). Même chose pour les taux de pannes triennale deux mille cinq (2005). La façon dont on modélise les ressources, le parc patrimonial c'est après restrictions. Donc, les

restrictions sont déjà prises en compte. Donc, je n'ai pas ces informations-là, d'une part. Et c'est la même chose au niveau du NPCC, ces informations-là, ce qu'on appelle nous la production disponible. Donc, c'est après prise en compte des restrictions. Donc, à ça on ajoute des taux d'entretien et des taux de pannes.

Dans le parc patrimonial, dans le sous-ensemble, on ne révisé pas ça. On ne les révisé pas.

Q. [124] Parfait.

R. On ne les révisé pas parce que si on révisait ça, bien, là il faudrait revoir l'ensemble des éléments. Monsieur Zayat en a mentionné. L'aléa, bon, est-ce qu'on veut une réserve plus basse. Et quand on regarde l'évolution des taux de pannes il n'y a pas matière à revoir tout ça, il n'y a pas, je dirais ce n'est pas en notre faveur. O.K.

Je reprends. Les taux de pannes ici qui sont présentés, les taux d'entretien typiques ce n'est pas les taux d'entretien, évidemment ils sont remis à jour. Et tout ça est remis à jour. Et ce tableau-là ici il va être remis à jour cette année dans la triennale deux mille onze (2011) déposée au NPCC pour l'ensemble des ressources du Québec et

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Interrogatoire
- 143 - Me Pierre R. Fortin

non pas juste pour le parc patrimonial, l'ensemble des ressources et l'ensemble des engagements, donc la charge, les besoins réguliers du Distributeur et les engagements du Producteur envers les autres. Donc, il y a nous, patrimonial. Mais, évidemment, on ne fait pas la distinction. C'est les BRD et les engagements hors Québec ou s'il y a d'autres engagements au Québec.

Donc, ces informations-là, nous, c'est ce qui est présenté au niveau du NPCC, le tableau ici qu'on parle à la question 3.1. Et c'est avec ça que nous on travaille pour calibrer. En fait quand on présente l'attestation, nos bilans en puissance, si je séparais indirectement mon bilan de puissance patrimonial, postpatrimonial, dans le bilan de puissance, excusez l'expression, mais patrimonial, je retrouverais mon trois mille cent (3100) à .1. Je respecterais mon critère à .1, j'obtiens trente-sept mille quatre cent quarante-deux (37 442). Donc, le modèle est calibré comme ça avec l'entente qu'on connaît.

Et là après ça on évolue. On met à jour les aléas. Je me répète un peu. On met à jour les aléas, on rajoute nos ressources, nos ressources postpatrimoniales, la nouvelle demande. On n'est

plus à trente-quatre mille trois cent quarante-deux (34 342), on parle de trente-sept mille (37 000).

Donc, c'est ça que je vous dis c'est que ces données-là qu'on présente ici c'est les données qui sont statiques au niveau Québec, au niveau HQD, parc patrimonial, mais elles évoluent dans l'exercice NPCC lorsque le tout est considéré dans son ensemble.

12 h 10

Q. [125] Merci pour cette question. Maintenant j'aimerais traiter de la contribution de l'électricité interruptible au bilan en puissance. Je vais vous référer à quelques pièces, je vais vous les énumérer immédiatement pour faciliter le déroulement.

Je vais vous référer en premier lieu à la pièce B-04, qui est HQD-1, Document 1, aux pages 26 et 38. En second lieu je vais vous référer à la pièce B-05, HQD-1, Document 2, aux pages 58 à 62. En troisième lieu, je vous référerai à la pièce B-028, HQD-4, Document 3, à la page 3. Et enfin je vous référerai aux observations déposées par l'AQCIÉ-CIFQ dans le présent dossier.

Et essentiellement je veux traiter avec vous de la justification du maintien à huit cent

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Interrogatoire
- 145 - Me Pierre R. Fortin

cinquante mégawatts (850 MW) de la contribution d'électricité interruptible pour les deux prochains hivers.

Alors plus particulièrement à la pièce B-028, HQD-4, Document 3, en réponse à EBM, la réponse 1.1. Alors en réponse à cette question il y a le tableau R-1.1 qui montre que pour le bilan de l'adhésion à l'option d'électricité interruptible grande puissance en mégawatts, la quantité de huit cent cinquante et un mégawatts (851 MW) a été atteinte en deux mille neuf, deux mille dix (2009-2010) et l'année suivante la quantité était de cinq cent soixante et onze mégawatts (571 MW).

Je crois que dans vos présentations vous avez fait et dans votre témoignage il y a quelques jours vous avez fait référence au fait que vous ne pouviez pas prévoir pour plus que deux années en avant. Vous ne pouvez pas prévoir pour plus que deux années, c'était seulement sur les deux premières années que vous établissiez cette contribution.

Ma question c'est, comment, comment justifier le maintien à huit cent cinquante et un mégawatts (851 MW) de la contribution d'énergie interruptible au bilan en puissance alors que pour

la période deux mille dix, deux mille onze (2010-2011), le montant, la quantité atteinte a été de cinq cent soixante et onze (571)?

Et je vous pose cette question évidemment en rapport avec les témoignages qui ont eu lieu quant à la, la baisse de la demande au niveau anticipé, au niveau du secteur des pâtes et papiers. Ça vous trouvez ça à la pièce B-05, HQD-1, Document 2, page 62, à laquelle je vous ai référé un peu plus tôt où on voit une baisse de quatre térawattheures (4 TWh) d'anticipée sur la période deux mille dix, deux mille vingt (2010-2020) au secteur des pâtes et papiers.

M. HANI ZAYAT :

R. Peut-être juste une clarification, je pense qu'on a fait état de, en fait on compte sur l'électricité interruptible, on la met dans nos bilans de façon prospective, donc pour l'ensemble de l'horizon du bilan, on met une contribution jusqu'à huit cents mégawatts (800 MW) et, huit cent cinquante mégawatts (850 MW) et c'est année après année. Donc on confirme ces quantités-là une année à la fois, donc...

Q. [126] D'accord.

R. ... avant l'hiver.

Q. [127] Hum, hum.

R. Parce que vous avez fait référence à deux ans.

Q. [128] Bien ce que j'avais compris, vous me corrigerez si je fais erreur, je n'ai pas vérifié la transcription exacte avec le travail qu'on a eu dans les derniers jours, mais j'avais cru comprendre, je crois que c'était votre témoignage que vous faisiez, oui, au fur et à mesure la prévision au niveau de l'interruptible c'était seulement sur les deux prochaines années parce que ça évolue, celle dont vous vous serviez au fur et à mesure?

R. C'est le prochain hiver.

Q. [129] Le prochain hiver.

R. En fait on confirme les quantités interruptibles le, pour le prochain hiver.

Q. [130] D'accord.

R. Donc les modalités fines, trente (30) octobre, on a jusqu'au trente (30) octobre pour confirmer, en tout cas, les clients ont jusqu'au trente (30) septembre pour nous soumettre leurs quantités et on a un mois pour leur répondre, ce qui nous amène au trente (30) octobre.

Maintenant pour ce qui est des quantités qui sont, qui sont présentes à ce tableau-là,

effectivement le huit cent cinquante (850) a été atteint à deux années, mais à une différente composante à l'intérieur de ce, de ce tableau-là.

Autrement dit, il y a certaines années à l'intérieur de cet horizon et là j'y vais de mémoire, il y a certaines années où le besoin a été plus faible que huit cent cinquante mégawatts (850 MW). Donc évidemment on dose à chaque année en fonction des besoins. On ne va pas acheter des quantités qui ne sont pas requises. Et à ce titre si les quantités requises sont inférieures à huit cent cinquante (850), on n'a pas d'engagement envers, envers les clients de prendre l'ensemble des quantités qui sont, qui sont soumises par le client. Donc ça peut être inférieur aux quantités qui sont soumises, ce qui est déjà arrivé dans le passé.

Il est déjà arrivé aussi qu'il y ait des quantités qui ont été soumises qui n'ont pas été retenues pour des questions de, pour des questions de fiabilité. Donc quand on avait de l'incertitude quant à la disponibilité de ce moyen-là, parce qu'il y avait une incertitude quant à l'opération des, à l'opération des usines et à la viabilité, à la viabilité financière du client. C'est sûr qu'on

est en mode de fiabilité, donc on n'a pas été se mettre à risque dans ce contexte-là.

Et ça nous a amené des quantités donc plus faibles que le huit cent cinquante mégawatts (850 MW) qui, qui est planifié sur l'horizon du plan.

Q. [131] Maintenant si, tout de même sur l'établissement de, de la quantité de huit cent cinquante mégawatts (850 MW) comme référence, moi je vous réfère à la, aux observations maintenant de l'AQCIE-CIFQ, j'aimerais que vous les regardiez, plus précisément à la page 2.

12 h 20

Q. [132] Au chapitre de l'énergie interruptible, et je cite :

Dans ses prévisions, le Distributeur anticipe pouvoir combler ses besoins en puissance au moyen du programme d'électricité interruptible pour huit cent cinquante mégawatts (850 MW). L'AQCIE et le CIFQ s'interrogent sur le potentiel de ce programme. D'abord, ce dernier a rarement été en mesure de fournir des quantités aussi importantes. De plus, les fermetures

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Interrogatoire
- 150 - Me Pierre R. Fortin

d'usine papetière opérant des procédés thermomécaniques réduiront la participation du secteur des pâtes et papier au programme.

Fin de la citation. Vous avez référé tout à l'heure évidemment qu'à deux reprises au cours des dix dernières années, vous avez atteint de huit cent cinquante (850), c'était huit cent trente (830), je pense, en deux mille trois (2003), deux mille quatre (2004), et huit cent cinquante et un (851) il y a deux ans.

Mais que pensez-vous de ce commentaire de l'AQCIÉ et comment influe-t-il sur votre décision de considérer le maximum que vous avez pu atteindre depuis dix ans au chapitre de l'énergie interruptible comme faisant partie de votre prévision au niveau de la contribution de l'énergie interruptible au bilan puissance?

R. Le huit cent cinquante (850) est un chiffre qu'on considère comme étant un potentiel techniquement et commercialement atteignable. Je pense, nos clients ont été, la majorité du temps, présents lorsque le besoin s'est fait sentir. Et des quantités ont été soumises. Ceci dit, si jamais le potentiel devait être visé, on en tient compte au fur et à mesure.

Je crois qu'on a déjà identifié ce potentiel comme étant à mille mégawatts (1000 MW)...

Q. [133] À combien?

R. À mille mégawatts (1000 MW) au cours des dernières années. Et évidemment, là, on s'est replié sur le huit cent cinquante mégawatts (850 MW) parce qu'on constate que, effectivement, un potentiel de mille mégawatts (1000 MW) était ambitieux. Donc, on avait... on a essayé de voir si c'était possible d'élargir le, d'élargir le bassin de clients qui sont capables de répondre aux... qui sont capables de fournir de l'électricité interruptible. Et, là, on s'en remet au huit cent cinquante (850) qui semble être un potentiel plus réaliste.

Q. [134] Si ce potentiel était révisé à la baisse, comme vous avez évoqué la possibilité il y a quelques instants, comment est-ce que vous combleriez la différence, par des achats à court terme?

R. À très court terme, le moyen dont on dispose, ce serait des achats à court terme. C'est sûr que, ultimement, quand on regarde l'horizon du Plan, si le moyen ne devait pas être disponible et qu'on sait qu'il n'y sera pas, ce que ça va faire, c'est un devancement de notre moyen ultime qui est

l'appel d'offres en puissance. Donc, c'est comme si ça allait venir devancer l'appel d'offres en puissance dépendamment du montant qui est révisé.

Q. [135] Mon propos n'est pas d'argumenter avec vous, mais je vais vous suggérer une hypothèse, c'est pour commentaire. Compte tenu, effectivement, que la dernière année de contribution effective était de cinq cent soixante et onze mégawatts (571 MW) et compte tenu du commentaire de l'AQCIE, avec respect et en dépit de votre évaluation que le potentiel pourrait être à huit cent cinquante (850), est-ce que vous ne pensez pas qu'il pourrait être prudent de réviser un peu à la baisse, par exemple, en prenant la moyenne des deux dernières années, l'évaluer à sept cents (700) ou sept cent cinquante (750), le cas échéant, justement en raison du fait que l'option alternative pourrait être coûteuse, le cas échéant, si vous allez sur les marchés de court terme pour combler une différence en fonction d'un potentiel peut-être, une hypothèse surévaluée dans le contexte? Alors, je veux simplement vous entendre là-dessus. Ce n'est pas nécessairement une conclusion. Ce n'est pas une discussion. Mais je veux avoir vos vues sur cette façon de voir.

R. En fait, je vais mentionner dans le fond que, je

pense qu'on va dans le même sens. Si je faisais une moyenne des deux dernières années, j'arriverais à une contribution potentielle quand même qui est au-dessus de huit cents mégawatts (800 MW). Si je corrigeais l'année deux mille dix, deux mille onze (2010-2011) pour l'incertitude qui était reliée à un client très spécifique, donc dans la mesure où la situation se rétablit pour ce client-là et que la... c'est ça, la situation se rétablit ou se clarifie à tout le moins pour ce client-là, on serait arrivé en deux mille dix, deux mille onze (2010-2011) à des quantités qui sont presque à huit cents mégawatts (800 MW).

Donc, quand on regarde les deux dernières années, on est dans le bon ordre de grandeur. On est dans une quantité qui est entre huit cents et huit cent cinquante mégawatts (800-850 MW). Ce qui m'amène à penser que, dans le fond, que l'évaluation du potentiel telle qu'elle est mise là, potentiel atteignable dans le fond et qu'on obtient lorsque le besoin est, on est dans le bon ordre de grandeur. Je ne pense pas qu'on soit particulièrement optimiste dans ce cas-ci. C'est quelque chose de réaliste.

Q. [136] Parfait. Je vous remercie. Il me reste deux

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Interrogatoire
- 154 - Me Pierre R. Fortin

sujets, Monsieur le Président, à couvrir. Je vais essayer de les terminer si vous le voulez bien avant la pause lunch.

LE PRÉSIDENT :

La Régie va donc, Maître Fortin, prendre la pause.

Me PIERRE R. FORTIN :

La pause lunch?

LE PRÉSIDENT :

La pause lunch.

Me PIERRE R. FORTIN :

Parfait.

LE PRÉSIDENT :

Et revenir à une heure trente (1 h 30).

Me PIERRE R. FORTIN :

Très bien.

LE PRÉSIDENT :

Maître Sicard.

Me HÉLÈNE SICARD :

Je voulais juste vérifier si les engagements 4 et 5 sont arrivés.

Me ÉRIC FRASER :

On est des gens efficaces. Les engagements 4 et 5 sont ici. Ils vont être déposés sous B-68.

Me HÉLÈNE SICARD :

Permettez-vous qu'on les dépose avant la pause s'il

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Interrogatoire
- 155 - Me Pierre R. Fortin

vous plaît?

LE PRÉSIDENT :

Oui. D'accord. C'est une bonne idée, Maître.

Me ÉRIC FRASER :

Donc, c'est une réponse pour les deux engagements.

B-68 : (HQD-7, Document 2) Réponse d'Hydro-Québec
Distribution aux engagements numéros 4 et
5.

Et on a aussi la réponse à l'engagement numéro 9
qui va être déposée sous B-69.

B-69 : (HQD-7, Document 4) Réponse d'Hydro-Québec
Distribution aux engagements numéro 9.

Ce sera tout pour les engagements.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Fraser. Maître Gertler.

Me FRANKLIN S. GERTLER :

Oui. Bonjour, Monsieur le Président. Je veux juste
avertir le panel que nous allons essayer de changer
de place avec un autre groupe pour le contre-
interrogatoire du panel numéro 3 puisque mon
analyste ne peut pas être là jeudi. Alors, on va

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Interrogatoire
- 156 - Me Pierre R. Fortin

consulter les confrères puis on va vous revenir. On aimerait passer aujourd'hui, autrement dit, si cela est possible.

LE PRÉSIDENT :

On va voir le déroulement du panel numéro 3. On souhaite que ça se termine aujourd'hui.

Me FRANKLIN S. GERTLER :

Merci beaucoup.

LE PRÉSIDENT :

Merci. Là-dessus, treize heures trente (13 h 30).

SUSPENSION DE L'AUDIENCE

13 h 30

REPRISE DE L'AUDIENCE

Me ÉRIC FRASER :

Si mon confrère le permet, Monsieur le Président, j'ai une bonne nouvelle, on a réponse à l'engagement numéro 6, que je vais donner verbalement, donc qui concernait le projet de Northern Pass : les études d'avant-projet sont en cours depuis deux mille dix (2010) et donc, à la connaissance du Distributeur, le dossier suit son cours. Donc c'est la réponse à l'engagement numéro

6.

Par ailleurs, en ce qui concerne la disponibilité d'Hydro-Québec Distribution pour jeudi matin, le Distributeur ne sera pas disponible jeudi matin et comme, je ne sais pas si on l'a dit sur, pour les notes sténographiques mais idéalement, on aimerait compléter le panel 3 aujourd'hui et faire une journée, je dirais, une journée... une journée musclée, et on est prêts à, donc en fait toute l'équipe est ici, on sait qu'il y a du transport qui implique cette équipe-là et on est prêts à aller de l'avant jusqu'à ce que ce soit terminé, à moins qu'on soit obligés de faire un marathon, là. Mais le Distributeur est prêt à procéder et à être... et à être efficace. Alors, voilà, ça termine.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Fraser.

Me HÉLÈNE SICARD :

Bonjour. Hélène Sicard, pour l'Union des consommateurs. Pour ce qui est des disponibilités que vous avez demandées pour jeudi, bien, comme le Distributeur, UC n'était pas disponible en avant-midi mais on serait disponibles pour présenter notre preuve en après-midi. Par contre, mes témoins

me demandent d'aviser tout de suite le Banc que la présentation sera un peu plus longue par probablement quinze à vingt minutes que ce qui avait été prévu, pour répondre à certaines choses. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Sicard. Maître Fortin, on peut poursuivre?

Me PIERRE R. FORTIN :

Alors merci, Monsieur le Président. J'aimerais simplement, Monsieur Zalat, j'aimerais simplement faire une petite correction. Quand j'ai mentionné, lorsqu'on traitait de la question de la puissance interruptible, j'avais mentionné que j'avais cru vous entendre dire que vous planifiez seulement pour deux ans. En fait, je ne l'avais pas entendu, j'avais... c'était écrit mais ce n'était pas tout à fait la même chose.

Alors juste pour les fins du dossier, c'est que dans la pièce B-5 (HQD-1, document 2), page 59, à laquelle je vous avais référé, le Distributeur indiquait que sa prévision des ventes aux clients de grande puissance était produite par client sur un horizon de deux ans. Alors c'était en fonction de ça que je faisais un certain parallèle par

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Interrogatoire
- 159 - Me Pierre R. Fortin

rapport à l'évaluation que vous faisiez pour la puissance interruptible même si ça se faisait sur une base annuelle. Alors je m'excuse du malentendu à ce sujet. Je passe maintenant à une autre question.

M. STÉPHANE VERRET :

R. Juste une précision, en même temps, c'est monsieur Zayat.

Q. [137] Zayat. Qu'est-ce que j'ai dit... en tout cas... je m'excuse.

R. Il a eu différents noms tout au cours de l'audience.

M. HANI ZAYAT :

R. Je vous rassure : je me suis reconnu à chaque fois.

Q. [138] J'en avais l'impression par vos réponses. Bon, alors maintenant, on change de sujet, je voudrais traiter de la réduction effective de l'appel de puissance des chauffe-eau à trois éléments, par rapport au... tout simplement. Je vais vous référer à la pièce B-023 (HQD-4, document 1), page 11, donc c'est encore une fois la réponse à la demande de renseignements numéro 2 de la Régie. La Régie vous demandait de :

... donner plus d'information sur le
parc de chauffe-eau électriques

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Interrogatoire
- 160 - Me Pierre R. Fortin

résidentiels au Québec, le nombre de
chauffe-eau, leur contribution
unitaire à la pointe hivernale par
abonnement résidentiel...

À votre réponse, vous avez joint un graphique, le
graphique R-6.1, où on observe que l'appel de
puissance horaire moyen par chauffe-eau est de
l'ordre de zéro virgule huit (0,8) vers huit heures
(8 h) et de zéro virgule huit cinq (0,85) vers dix-
neuf heures trente (19 h 30). Est-ce que vous
pouvez nous indiquer si les pointes qui sont, que
je viens de mentionner, aux heures que je viens de
mentionner, sur le graphique surviennent pendant
les heures typiques de la pointe hivernale du
Distributeur?

Mme MICHÈLE LABRECQUE :

R. Bien, en fait, c'est le profil journalier pour une
journée d'hiver typique.

Q. [139] Oui.

R. Donc j'imagine que je peux conclure que c'est la
pointe typique.

Q. [140] Parfait.

R. On parle de la pointe typique d'une journée
d'hiver. Je ne sais pas comment vous l'avez
formulé, là, mais...

Q. [141] Je vous demandais simplement si ça correspondait à la pointe, aux heures typiques de votre pointe hivernale.

R. Oui.

Q. [142] Bien. Dans ce contexte-là...

M. HANI ZAYAT :

R. Excusez-moi...

Q. [143] ... et là, je vous ramène à la réponse qui est fournie juste avant le graphique... oui?

R. Juste pour ce qui est de la pointe hivernale du réseau, donc typiquement, c'est effectivement, il y a une pointe le matin et une pointe l'après-midi. Notre pointe arrive souvent un peu avant vingt heures (20 h) donc quand c'est une pointe de... une pointe de soir, ou la pointe d'après-midi, ça ressemble plus à dix-huit heures (18 h) que vingt heures (20 h).

Donc juste une précision, dans le fond, oui, la pointe risque de survenir une fois le matin et une fois l'après-midi, mais quand c'est l'après-midi, c'est plus tôt que ça. On parle plus d'une plage entre seize et dix-huit heures (16 - 18 h).

Q. [144] Parfait. Dans votre réponse qui précède le graphique, vous indiquez que :

L'appel de puissance moyen par

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Interrogatoire
- 162 - Me Pierre R. Fortin

chauffe-eau, coïncidant à la pointe

hivernale, est de l'ordre de 0,5 kW.

Est-ce que vous pouvez nous indiquer pour quelle raison ce n'est pas la valeur de zéro virgule huit (0,8) qui est montrée ici, qu'on observe à au moins deux pointes, même si ce n'est peut-être pas tout à fait coïncidant en raison de la précision que vous venez d'apporter pour seize à dix-huit heures (16 - 18 h), pour quelle raison est-ce qu'on utilise une valeur de zéro virgule cinq kilowatt (0,5 kW) plutôt...

Mme MICHÈLE LABRECQUE :

R. Je pourrai vous faire sortir le calcul exact mais nous, on calcule toujours la pointe étant, comme j'ai dit dans les journées passées, entre six et neuf heures (6 - 9 h) et entre dix-sept heures et vingt heures (17 - 20 h).

(13 h 37)

Q. [145] Oui.

R. Donc c'est probablement une moyenne des pointes. On voit, il y a quand même une courbe incrémentale, là.

Q. [146] Oui.

R. J'imagine que c'est une moyenne et non pas la pointe la plus haute de la journée, qui est point

huit (0,8). Mais si vous voulez que je fasse sortir le calcul par les gens de mon équipe, ça va me faire plaisir.

Q. [147] Je vais vérifier... on m'indique qu'on aimerait avoir cette information si vous pouvez nous l'expliquer parce que, effectivement, pour la contribution à la pointe, on penserait que ça serait peut-être la pointe maximale, mais si vous avez une explication à nous donner à ce niveau-là, plutôt que l'appel moyen, si vous avez une explication à fournir avec la vérification, ça sera apprécié.

R. Donc l'explication que vous voulez avoir, c'est le calcul du point cinq (0,5), c'est ça?

Q. [148] Bien, c'est pourquoi on utilise le point cinq (0,5) plutôt que le point huit (0,8), lorsqu'il y a une pointe maximale, pourquoi est-ce qu'on utilise le point cinq (0,5), qui est la valeur moyenne, plutôt que l'appel de puissance maximal observé en termes de contribution à l'effacement de la pointe, finalement, qu'on recherche.

R. Parfait.

Me PIERRE R. FORTIN :

Pas l'effacement de la pointe mais à la pointe.

Merci. Ça sera l'engagement...

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Interrogatoire
- 164 - Me Pierre R. Fortin

Me ÉRIC FRASER :

Numéro 13.

Me PIERRE R. FORTIN :

... numéro 13, parfait.

Me ÉRIC FRASER :

Si je comprends bien, confrère, on veut une explication au chiffre de zéro virgule cinq kilowatt (0,5 kW) qu'on retrouve à la réponse 6.1, qui précède le graphique R-6.1, puisqu'il n'est pas exactement le même que celui qui apparaît au graphique, de zéro virgule huit (0,8)?

Me PIERRE R. FORTIN :

Et aussi l'explication pourquoi c'est cette valeur de zéro point cinq (0,5) qui est utilisée plutôt qu'une valeur de zéro point huit (0,8) observée, ou aux environs de zéro point huit (0,8), qui est observée sur le graphique.

Me ÉRIC FRASER :

C'est ça. Engagement numéro 13.

E-13 (HQD) : À la réponse 6.1 de B-23 (HQD-4, doc.

1), indiquer pourquoi on utilise la valeur de 0,5 kW plutôt que celle de 0,8 kW qu'on observe dans le graphique R-6.1, et donner l'explication

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Interrogatoire
- 165 - Me Pierre R. Fortin

(demandé par la Régie)

Me PIERRE R. FORTIN :

Merci.

Q. [149] Maintenant, Madame Labrecque, concernant le PTE, vous avez témoigné hier à ce sujet en réponse notamment à ma consoeur, maître Lussier; vous avez indiqué que l'évaluation du PTE est constamment mise à jour et vous avez parlé d'une « vigie » qui était continue et dynamique, et pour fins de référence, ça se retrouve aux pages 135 et suivantes de la transcription du six (6) juin deux mille onze (2011).

Est-ce que, dans le cadre de l'élaboration du PGEÉ et de la conception de ces programmes, est-ce que vous incluez des mesures de gestion de la demande comme telle dans ce PTE, et là, à part la question du chauffe-eau, évidemment, la contribution du chauffe-eau dont on a parlé, est-ce qu'il y a d'autres mesures de gestion de la demande qui sont incluses au PTE?

Mme MICHÈLE LABRECQUE :

R. En fait, on ne fait pas un PTE exclusivement pour la gestion de la puissance mais dans le cadre du PTE que l'on fait pour le PGEÉ, on capte aussi

toutes les technologies qui contribuent à la puissance.

Q. [150] Donc il y a des mesures de gestion de la demande qui sont incluses?

R. Oui, il y a des mesures de la gestion de la demande qui sont incluses puis on peut même, on ne l'a pas fait par le passé mais on pourrait donner, dans le fond, la contribution à l'absence du PTE. Ça serait quelque chose qui serait faisable.

Q. [151] Vous pourriez prendre un engagement là-dessus, parfait.

R. En fait, je ne prendrais pas un engagement parce que, là-dessus, ce que je vous propose plutôt, c'est que je vais déposer le PTE bientôt, dans quelques jours, au niveau de la Régie de l'énergie, et je pourrai demander qu'on complète pour le volet puissance. Peut-être que je ne pourrai pas le déposer la même journée, peut-être dans quelques jours, les quelques jours qui vont suivre, vu que c'est aujourd'hui qu'on en discute, mais dans un avenir assez rapproché où, en même temps, je pourrais déposer aussi le volet puissance. Est-ce que ça vous va?

Q. [152] Vous avez justement précédé ma question suivante, qui était de vous demander quand la mise

à jour serait disponible. Alors je viens d'avoir la réponse.

R. Voilà.

Q. [153] Alors, oui, ça répondra, vous pourrez le fournir en même temps, effectivement. Merci.

Dernière question, et je vais vous référer au fameux tableau R-22.1; je dis « fameux » parce qu'on y a référé à de multiples reprises au cours de cette audience. Alors c'est à la pièce HQD-5, document 6, page 12. Je voudrais simplement vous demander de prendre l'engagement de nous fournir une information additionnelle, au niveau des approvisionnements postpatrimoniaux, à la ligne « Achat de puissance », nous avons présentement les dollars, les coûts, nous n'avons pas cependant les quantités ni le prix.

Je comprends que le prix, vous avez témoigné, je pense hier, Monsieur Zayat, que c'était deux dollars cinquante (2,50 \$) du kilowattmois, si je vous ai bien compris, et vous me corrigerez si j'ai fait erreur. Donc ce qu'on aimerait obtenir, c'est un tableau qui reflète, effectivement, le prix et les quantités pour arriver aux montants qui se trouvent à cette ligne-là.

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Interrogatoire
- 168 - Me Pierre R. Fortin

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Peut-être... excusez-moi. Donc les quantités sont déjà présentes dans le plan. Je pourrais vous indiquer exactement où, si je peux trouver mon plan... oui... O.K., donc si on prend HQD-1, document 1, page 38 de 65...

Q. [154] Excusez, page 38?

R. Oui, page 38.

Q. [155] Très bien.

R. Donc si je prends dans l'ordre, si on regarde dans le Bilan, les « Approvisionnements non patrimoniaux », donc l'électricité interruptible fait partie du coût qu'on a intégré au tableau 22.1, je crois, donc c'est basé sur le... sur une hypothèse qu'on prend sur la base, c'est toujours sur la base des coûts évités en puissance. On se souvient, coûts évités en puissance, l'année passée, dix dollars du kilowatt (10 \$/kW) hiver à l'horizon de court terme, qui croît à long terme à quarante dollars (40 \$), le signal de long terme. Évidemment, le coût de l'interruptible, lui, il évolue aux coûts évités de court terme.

13 h 44

Donc c'est deux dollars et demi (2,50 \$) retranchés de la réserve de quatre-vingt-cinq pour

cent (85 %), donc le fameux huit dollars cinquante (8,50 \$). Les autres éléments sont aussi indiqués les quantités, on parle de la contribution des marchés de court terme qui débute à deux cent vingt mégawatts (220 MW) et qui atteint le fameux onze cents mégawatts (1100 MW) à l'horizon deux mille neuf, deux mille vingt (2009-2020).

Bon à ce, cette, l'hypothèse qu'on prend c'est que ces quantités-là sont établies aux coûts évités de court terme qui croit dont le fameux dix dollars (10 \$) du kilowatt hiver, dollars deux mille dix (2010), qui croit à deux pour cent (2 %) d'inflation. Et par ailleurs, le deux cent quarante mégawatts (240 MW) qu'on voit à l'horizon deux mille douze, deux mille treize (2012-2013) et plus, si je prends l'exemple qu'il croit jusqu'à mille neuf cent soixante (1960) de puissance qui devrait être acquise au-delà des contributions des marchés de court terme.

Bien ces quantités-là sont établies, en fait sont, sont, l'hypothèse qu'on prend c'est qu'elles pourraient être acquises, elles devraient être acquises à un coût différent et l'hypothèse c'est que ça serait un signal de plus long terme et c'est le quarante dollars (40 \$) du kilowatt hiver.

Donc c'est le même, les coûts évités, c'est le même profil de coûts évités en termes de prix unitaire, c'est les mêmes coûts évités qu'on avait l'année passée et qui vont être remis à jour cette année. Alors les quantités, je ne sais pas si ça répond à votre question.

Q. [156] Juste un moment. On m'indique que ce tableau-là était révisé, alors peut-être qu'on pourrait aller avec la pièce révisée et je pense qu'on va vous demander de nous présenter quand même un tableau qui va intégrer toute l'information pour qu'on soit sûr, au lieu qu'on fasse des recoupements, qu'on puisse travailler avec le tableau complet qui reflète ce que vous venez de dire.

Je vous donne la référence c'est HQD-4, Document 1 et donc c'était la réponse à la demande de renseignements numéro 2 de la Régie, c'est à la page 22.

R. O.K.

Q. [157] Et c'est le tableau R-12.1-B.

R. Si je ne me trompe pas c'était pour intégrer le deux cent quatre-vingt-onze mégawatts (291 MW) plutôt que le cinq cents (500).

Q. [158] Il y avait, c'était avec les quantités du

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Interrogatoire
- 171 - Me Pierre R. Fortin

troisième appel d'offres éolien...

R. C'est ça.

Q. [159] ... et après déploiement des nouveaux moyens de gestion.

R. Bon je peux peut-être vous confirmer que ce qu'on a présenté, le tableau 22-R-1, le tableau 22.1, le fameux qu'on a fait état, c'était en fonction du tableau 4.2.2.

Q. [160] Oui?

R. Donc ce n'est pas, ce n'est pas en fonction du déploiement de, de, ce n'est pas en fonction des résultats réels de l'appel d'offres du cinq cents mégawatts (500 MW).

Q. [161] C'est en fonction des moyens existants?

R. C'est ça, exactement. Donc c'est pour ça qu'il n'y a pas de mise à jour qui a été faite, le tableau 22.1 c'était fonction de, du tableau 4.2.2.

Q. [162] Après déploiement.

M. HANI ZAYAT :

R. Par ailleurs, juste pour compléter, pour l'année, pour l'année deux mille onze (2011) je crois qu'on avait pris un engagement auprès de EMB d'expliquer ces, ces montants-là ce qui a été déposé ou à la veille de l'être, l'engagement numéro.

Q. [163] 4.

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Interrogatoire
- 172 - Me Pierre R. Fortin

R. 4.

Q. [164] 4, je crois.

R. Pour l'année deux mille onze (2011) évidemment.

Q. [165] Est-ce que ça vous serait possible de
préparer le tableau en intégrant les...

R. Certainement.

Q. [166] ... les données en question, ça serait le
tableau R-22.1, mais révisé pour tenir compte des
explications de monsieur Dufresne.

R. Certainement.

Me ÉRIC FRASER :

Engagement 14.

LE PRÉSIDENT :

Numéro 14, c'est ça, merci.

Me ÉRIC FRASER :

Monsieur le sténographe aimerait, si vous
permettez, on va le reformuler.

LE PRÉSIDENT :

Oui.

Me ÉRIC FRASER :

Donc engagement 14 porte sur le tableau 22.1 de la
pièce HQD-5, Document 6, fournir sur la ligne pour
les approvisionnements post-patrimoniaux des achats
de puissance, les quantités et les prix pour
arriver au montant établi sur cette ligne. Parfait,

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 2 - HQD
Interrogatoire
- 173 - Me Pierre R. Fortin

engagement 14. Merci.

E-14 (HQD) Sur le tableau 22.1 de la pièce HQD-5,
Document 6, fournir sur la ligne pour
les approvisionnements post-
patrimoniaux des achats de puissance,
les quantités et les prix pour arriver
au montant établi sur cette ligne.

Me PIERRE R. FORTIN :

Q. [167] Merci. Alors voilà ça complète mon
interrogatoire, merci, Madame, merci, Messieurs,
merci, Monsieur le Président.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

Merci à vous.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Fortin. Pour la formation, monsieur
Carrier.

INTERROGÉS PAR M. RICHARD CARRIER :

Q. [168] Alors bonjour aux membres de la formation. Ma
question porterait sur une explication sur la
preuve au document 1, HQD-1, Document 1, sur le
bilan en puissance après le déploiement des moyens
de gestion existants. À la page 38, aux lignes 5 et
suivantes, vous mentionnez que :

Le bilan en puissance fait état de besoins excédant la contribution des marchés de court terme, dès l'hiver 2012-2013.

Par la suite lorsque vous présentez les moyens de, les solutions envisagées, les stratégies envisagées, il y a celles de court et moyen terme et ensuite une autre de long terme. Et lorsqu'on va dans les stratégies de court et moyen terme, la première est liée à la modulation des livraisons avec TCE qui est embryonnaire en termes de discussion.

La deuxième et toujours pour TCE, on dit si jamais ce n'était pas possible il faudrait se rabattre sur les marchés de court terme. La deuxième stratégie est celle liée aux conventions d'énergie différée, tenter d'obtenir davantage. Et la troisième étant la négociation d'une entente globale de modulation.

Donc ma question serait si on met de côté la troisième qui est l'entente globale de modulation que vous êtes à négocier avec le Producteur, dans quelle mesure les autres stratégies permettent d'assurer quand même un plan d'approvisionnement réalisable et permettant

d'assurer la fiabilité des approvisionnements sur la base des, peut-être des recours aux marchés de court terme ou d'autres alternatives qui vous sont, qui vous seraient disponibles?

M. HANI ZAYAT :

R. En fait, effectivement il y a comme un élément de, dans le tableau, dans le tableau auquel vous faites référence, donc le 4.2.2 c'est avec uniquement les moyens, le déploiement, le déploiement des moyens de gestion existants. Et effectivement il y a un certain élément de risque, certains éléments de risque à chacun des éléments qui sont, qui sont, qui sont rajoutés par la suite.

Pour ce qui, pour répondre au premier en tout cas, pour ce qui est du quatre cents mégawatts (400 MW) en tout cas dans ce bilan-là l'utilisation de, le recours au, à la, à la puissance associée au contrat d'énergie différée est maintenue à quatre cents mégawatts (400 MW).

Et ce qu'on a présenté dans, dans la preuve dans le fond c'est pour ce qui est du quatre cents (400) supplémentaires, on est capable d'avoir recours soit à la puissance du, du Producteur, donc associé au contrat d'énergie différée, soit si ça n'était pas le cas, à une puissance équivalente

provenant du marché de, du marché de l'Ontario ou d'une alternative. Donc ça viendrait, c'est comme si c'était un moyen, un moyen spécifique avec une composante spécifique qui y est, qui y est associée.

13 h 52

Deuxième moyen, c'est l'entente globale de modulation. Donc, c'est sûr que c'est quelque chose qui est en cours de discussion, qu'on espère qui va être à court terme. En tout cas, on devrait être fixé avant la fin de l'année, je vais le dire comme ça, pour ce qui est du deuxième appel.

Pour le troisième, pour ce qui est de TCE, c'est sûr que les discussions en termes de modulation de TCE, en fonction de ce qu'on souhaite ou de ce qui est un scénario optimal pour nous, ne sont pas vraiment amorcées. On a présenté le scénario qui est idéal en TCE.

Par contre, si ce scénario-là ne devait pas se matérialiser, on pourrait toujours avoir recours à TCE en moyenne de base. Dans le fond, on pourrait toujours utiliser TCE de façon... de façon annuelle, donc prendre de l'énergie pour l'ensemble de l'année, et il va falloir trouver d'autres alternatives, d'autres façons de compenser.

Donc, juste pour dire qu'on ne serait pas... on ne serait pas complètement au dépourvu. Il y a certaines... Oui, il y a des éléments de risques, mais je dirais que pour chacun de ces éléments de risques, il y a une solution de repli qui pourrait être envisagée si jamais le... si jamais le risque se matérialisait.

Q. [169] Et en réponse à maître Fortin tout à l'heure, sur le risque relié peut-être à la provision au niveau de l'électricité interruptible. Vous avez mentionné peut-être le devancement de l'appel d'offres de long terme. Est-ce que vous pourriez élaborer un peu sur cette éventualité ou opportunité-là qui est disponible?

R. En fait, pour ce qui est de l'électricité interruptible, on est relativement confiant. Je dirais que, bon an mal an, on devrait avoir des quantités qui sont... qui sont de l'ordre de ce qui est planifié. Donc, on parle de... on parle de quantités qui sont de l'ordre de huit cent cinquante mégawatts (850 MW).

Quand j'ai mentionné tantôt que c'était, à l'ultime, un devancement d'un appel d'offres de long terme, bien, c'est sûr ce que ce n'est pas la première étape. Donc, la première étape, quand on

voit que l'électricité interruptible n'est pas au rendez-vous ou, du moins, si elle n'est pas au rendez-vous à la hauteur qu'on le souhaite ou qu'on la planifie, bien, la première étape, c'est un recours au marché de court terme, de façon plus rapide.

Donc, si on regarde deux mille onze, deux mille douze (2011-2012), donc je vais vous référer au tableau donc 4.4-4. Évidemment, le recours au marché de court terme est de cinq cent dix mégawatts (510 MW) pour l'année deux mille onze, deux mille douze (2011-2012) en supposant l'électricité interruptible à huit cent cinquante (850 MW).

Évidemment, si les quantités n'étaient pas là, à huit cent cinquante (850 MW), bien, ça voudra dire un recours au marché de court terme plus important, de façon équivalente au manque à... au manque de l'électricité interruptible.

Ultimement, si cette tendance-là devait se maintenir, ce que ça voudrait dire, c'est qu'il va falloir baisser la ligne potentielle d'électricité interruptible et là ça pourrait amener un devancement de l'appel d'offres de long terme.

Q. [170] Je vous remercie. Ça complète mes questions.

LE PRÉSIDENT :

Maître Fraser, ça complète les questions de la part de la Régie. Est-ce que vous avez des questions en réinterrogatoire?

RÉINTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER :

Oui, j'ai une petite question qui traîne sur un bout de papier ici en réinterrogatoire. Ça ne sera vraiment pas très long.

Q. [171] Monsieur Zayat, je m'adresse à vous. Il a été question à quelques reprises d'une transaction de puissance sur le marché ontarien qui aurait été rappelée. On vous a posé la question sur le type de transaction qu'il s'agissait. Vous avez parlé qu'il s'agissait d'une transaction de marché. Et je crois que monsieur Dufresne, sur le même sujet, aurait parlé d'une transaction bilatérale. Donc, ma question est simple, laquelle de ces deux réponses est la bonne?

M. HANI ZAYAT :

R. Effectivement, on parlait d'une transaction en énergie et c'est la réponse de monsieur Dufresne qui était la bonne, donc c'était une transaction bilatérale.

Q. [172] Je vous remercie.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Fraser. Donc, comme je vous disais, il nous reste qu'à vous remercier, Monsieur Bernier, Monsieur Zayat, Monsieur Dufresne, Madame Labrecque. Monsieur Verret. On ne vous libérera pas tout de suite parce que je pense qu'il y a... Est-ce que les engagements de ce panel-là sont terminés? Rapidement là, j'ai... O.K. Il y a l'engagement de maître Fortin, il y a un engagement à la demande de maître Fortin, ça fait que j'imagine que les gens vont répondre. Donc, on va vous garder un petit peu sous réserve.

Me ÉRIC FRASER :

On ne les libérera pas de leur serment parce qu'ils pourraient être rappelés à revenir s'il y avait un problème avec les engagements ou s'il y avait des questionnements.

LE PRÉSIDENT :

C'est ça.

Me ÉRIC FRASER :

C'est bon.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Fraser. Messieurs, Madame, merci. On serait maintenant prêt à procéder à la présentation de la preuve, l'examen de la preuve de l'ACEF de

R-3748-2010
7 juin 2011

- 181 -

PANEL 2 - HQD
Réinterrogatoire
Me Éric Fraser

l'Outaouais. Donc, vous pouvez vous avancer,
Madame, Monsieur. Vous pouvez y aller, Maître
Lussier.

PREUVE DE L'ACEF DE L'OUTAOUAIS

Me STÉPHANIE LUSSIER :

Bonjour, Monsieur le Président. Bonjour, Messieurs
les Régisseurs. Stéphanie Lussier pour l'ACEF de
l'Outaouais qui fera entendre comme témoin monsieur
Mounir Gouja. Et avant de procéder à la
présentation, nous allons déposer deux documents.
Le premier sous la cote C-ACEFO-13 qui est le c.v.
de monsieur Michel Bernier qui est l'un des
coauteurs de l'étude qui a été soumise au dossier
par l'ACEF de l'Outaouais.

C-ACEFO-13 Curriculum vitae de M. Michel Bernier

Et le deuxième document sous la cote C-ACEFO-14 qui
est un document qui présente... qui s'intitule
« Les délesteurs des charges électriques », ainsi
que « Délesteurs de chauffage, Manuel
d'installation et d'utilisation ». Donc, ce sont
des extraits de documents qui ont déjà été déposés

R-3748-2010
7 juin 2011

PREUVE ACEFO

- 182 -

par l'ACEF de l'Outaouais dans le dossier 3740. Ces documents-là ont été déposés dans leur intégralité dans le dossier 3740, et nous en redéposons certains extraits ici.

C-ACEFO-14 Extraits des documents « Les délesteurs des charges électriques », ainsi que « Délesteurs de chauffage, Manuel d'installation et d'utilisation »

14 h 01

Monsieur Gouja, je vais vous demander... bonjour, je vais vous demander de prendre le mémoire de l'ACEF de l'Outaouais, qui a été coté à ce dossier... oui... oui, avant de procéder à ces questions, on va procéder à votre assermentation.

L'AN DEUX MILLE ONZE (2011), en ce septième (7e) jour du mois de juin, A COMPARU :

MOUNIR GOUJA, consultant en énergie, 6683, rue Jean-Talon Est, Saint-Léonard;

LEQUEL, après avoir fait une affirmation solennelle, dépose et dit comme suit :

INTERROGÉ PAR Me STÉPHANIE LUSSIER :

Q. [173] Alors, Monsieur Gouja, je vous demanderais de prendre le mémoire qui a été déposé pour l'ACEF de l'Outaouais dans ce dossier et coté comme pièce C-ACEFO-9, est-ce que vous avez en possession ce document?

M. MOUNIR GOUJA :

R. Oui.

Q. [174] Est-ce que ce document a été préparé par vous ou sous votre responsabilité?

R. Oui.

Q. [175] Est-ce que vous avez des modifications à apporter à ce document?

R. Quelques petites modifications.

Q. [176] D'accord. Alors je vais vous demander de nous amener lentement aux pages où vous souhaitez faire des modifications et de nous les énumérer, s'il vous plaît?

R. Et la première modification, c'est à la page 8, au paragraphe qui commence :

Selon l'ACEFO, les résultats des appels au public à réduire sa demande

R-3748-2010
7 juin 2011

MOUNIR GOUJA - ACEFO
Interrogatoire
- 184 - Me Stéphanie Lussier

en pointe...

au lieu de « sa consommation d'énergie », page 8

alors le paragraphe qui commence :

Selon l'ACEFO, les résultats des
appels au public à réduire sa demande
en pointe...

Deuxième correction, à la page 9, le paragraphe qui
commence :

Or, selon cette étude, si seulement...
au lieu de « 60 % »,

... 43 %...

et je continue la phrase,

... du parc de chauffe-eau électriques
au Québec, soit 2,8...

au lieu de « 1,2 »,

... millions de ces chauffe-eau...

Alors dernière correction, c'est à la page 16,
dernière phrase du premier picot, à la dernière
ligne, « de son plan d'approvisionnement », à
remplacer par :

... de sa prévision de la demande;

Ce sont toutes mes corrections que j'aimerais
porter.

Q. [177] Merci. Une fois ces corrections apportées,
Monsieur Gouja, est-ce que vous adoptez le contenu

R-3748-2010
7 juin 2011

MOUNIR GOUJA - ACEFO
Interrogatoire
- 185 - Me Stéphanie Lussier

de ce document comme faisant partie intégrante de
votre témoignage?

R. Oui, je l'adopte.

Q. [178] Alors, Monsieur Gouja, pour commencer,
j'aimerais que vous nous fassiez part de vos
conclusions concernant la prévision des besoins
futurs en puissance de pointe du Distributeur, s'il
vous plaît?

R. Oui. Permettez-moi, Maître Lussier, d'abord
d'exprimer tous mes remerciements pour la Régie
pour avoir accepté d'aménager le planning pour
notre intervention pour cet après-midi.

Et par rapport à votre question, les
besoins futurs de puissance de pointe du
Distributeur augmenteront à un taux annuel moyen de
un pour cent (1 %). On prévoit qu'ils atteignent,
en deux mille vingt (2020), près de quarante
gigawatts (40 GW). Hydro-Québec indique que le
secteur résidentiel, ou domestique, serait le
premier responsable de cette augmentation.

Le problème qui nous préoccupe se situe non
seulement au niveau du volume de puissance à
atteindre en deux mille vingt (2020) mais aussi
dans la combinaison des deux méthodes différentes
pour le déterminer. Le Distributeur a établi sa

prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver à partir de la prévision de ses besoins en énergie en se référant au profil de consommation appliqué aux différents besoins en énergie prévus par usage.

Le Distributeur nous apprend aussi que les programmes de gestion de la consommation sont traités à même la prévision de la demande des besoins en puissance de pointe, ce qui sous-entend qu'une deuxième méthode, cette fois plus analytique, entre en jeu dans la prévision de la demande en puissance de pointe mais qui ne se réfère pas aux besoins en énergie mais aux impacts en puissance de chaque mesure.

Cela constitue, à notre point de vue, un problème d'ordre méthodologique qui associe deux méthodes ou approches différentes pour prévoir les besoins attendus et les besoins effacés. L'autre problème est que la baisse tendancielle de la demande en puissance de pointe n'est pas prise en considération dans la prévision de la demande, comme c'est le cas pour la baisse tendancielle de la consommation d'énergie.

Cela sous-entend que, en dehors des appels du Distributeur à sa clientèle pour qu'elle

R-3748-2010
7 juin 2011

MOUNIR GOUJA - ACEFO
Interrogatoire
- 187 - Me Stéphanie Lussier

s'efface, ou déplace dans sa demande des heures de pointe aux heures creuses, les clients québécois ne font rien en termes de changements d'habitudes de consommation.

Nous ne sommes pas d'accord avec cette prémisse et nous considérons que les appels annuels d'Hydro-Québec à sa clientèle ainsi que d'autres mesures d'information et de communication doivent nécessairement se traduire, dans une certaine mesure, par une adaptation, hiver après hiver, du comportement de consommation de la population aux besoins de l'entreprise publique et de son réseau.

Nier ce fait revient à nier le civisme et la prise de conscience des Québécoises et des Québécois qui les pousse à continuer à rationaliser leur demande durant les journées de grand froid de l'année et d'agir dans l'intérêt collectif.

L'entrée sur le marché des mesures comme le délesteur réglable et les thermostats programmables contribue par ailleurs à consolider cette baisse tendancielle de la demande en pointe, qui mérite d'être quantifiée par sondage par exemple, ce qui n'est pas difficile à réaliser à notre avis par le Distributeur. Et nous recommandons fortement à la Régie d'ordonner l'exploration de cette piste.

R-3748-2010
7 juin 2011

MOUNIR GOUJA - ACEFO
Interrogatoire
- 188 - Me Stéphanie Lussier

Mon dernier commentaire sur l'exercice de prévision de la demande concerne deux points. L'absence d'une variable reflétant les changements du paradigme actuel pour une nouvelle organisation basée sur le « smart grid ». Ça, ça n'apparaît pas dans la prévision de la demande et généralement, quand on se réfère à des prévisions de long terme, cette variable de trajectoire technologique, généralement, elle apparaît dans les prévisions de long terme, ce qui fait défaut ici.

14 h 10

L'effritement des programmes d'Hydro-Québec aussi, les programmes qui sont déjà mis en oeuvre, cet effritement est calculé sur la base d'hypothèses élaborées lors de l'implantation de ces programmes.

Or, compte tenu de l'historique et des nouvelles leçons à tirer de l'expérience du Distributeur en efficacité énergétique, ces hypothèses qui datent des années quatre-vingt-dix (90) doivent être revues en vue d'éventuelles corrections et mises à jour.

Q. [179] Monsieur Gouja, j'aimerais maintenant que vous expliquiez au tribunal, à la Régie, pourquoi les appels au public doivent figurer parmi les

moyens à utiliser dans le plan d'approvisionnement du Distributeur pour satisfaire les besoins de puissance en pointe?

R. L'expérience passée et les résultats annoncés à chaque fois que le Distributeur lance un appel au public - que j'appellerai « rappel au public » de mon côté parce que l'appel, il se fait une fois, mais le rappel, il se répète plusieurs fois, plus qu'une fois dans l'année ou d'année en année - donc, c'est un rappel au public pour réduire la demande en pointe. Toute cette expérience, donc les résultats prouvent qu'il s'agit d'un outil très prometteur et relativement fiable, bien que jusqu'ici, son application n'est pas optimale et son mode d'évaluation et de quantification ne sont pas bien expliquées par le Distributeur.

Nous venons aussi de comprendre, durant cette audience, que c'est plutôt le Transporteur qui joue le rôle de donneur d'ordre et non le Distributeur, et c'est aussi lui qui évalue les résultats de ce rappel au public et non le Distributeur.

Cependant, cela ne veut pas dire que le Distributeur est en décharge de sa responsabilité vis-à-vis de ce moyen d'approvisionnement ou ne

R-3748-2010
7 juin 2011

MOUNIR GOUJA - ACEFO
Interrogatoire
- 190 - Me Stéphanie Lussier

dispose d'aucun intérêt pour ce moyen, et ce, pour plusieurs raisons.

D'abord, le Distributeur reste en bout de ligne le premier concerné par le... est le premier responsable vis-à-vis de ses clients de la charge locale s'il n'assurait pas le passage de la pointe au moindre coût possible et sans délestage. Il ne peut donc déléguer toute cette fonction d'appel ou de rappel au Transporteur.

Deuxième raison, il y a une forte probabilité que les résultats de ces rappels au public soient sous-estimés, d'abord parce que l'on ne connaît pas... on ne connaît pas bien la méthode de calcul utilisée et aussi à cause de la baisse tendancielle de la demande dont on parlait à l'instant.

En effet, le public peut avoir pris l'initiative de baisser sa demande et réagir aux conditions climatiques avant même de recevoir l'annonce de rappel d'Hydro-Québec. La réaction du public peut également perdurer des heures, voire des jours après les créneaux horaires fixés par Hydro-Québec si les conditions climatiques continuent à se dégrader ou se reproduisent durant les mois d'hiver.

Et comme pour d'autres moyens d'approvisionnement, c'est le cas notamment de l'électricité éolienne où le manque... où l'absence de contrôle direct sur la ressource oblige le Distributeur à accepter de ne compter que sur un certain pourcentage de l'apport total de la ressource appelée - par exemple, trente pour cent (30 %) pour l'éolienne - cette pratique peut, à elle seule, justifier l'obligation du Distributeur de réserver une place au rappel au public dans son plan d'approvisionnement.

Finalement, et compte tenu de l'importance du potentiel exploitable de baisse de la demande de puissance en pointe du rappel au public, l'idéal, selon nous, est que le Distributeur commence à accorder à ce moyen la considération qu'il mérite et en faire l'objet d'un programme de communication en bonne et due forme et ne plus se contenter de lancer à cet égard seulement un communiqué de presse pendant les périodes dures de l'hiver.

Hydro-Québec dispose d'une expérience et d'une expertise incontestable dans la gestion des programmes et l'organisation des événements. C'est pourquoi nous recommandons à ce qu'il oeuvre à mobiliser la population québécoise à chaque saison

hivernale autour d'un objectif sociétal de réduction de la demande en pointe en lançant un défi chiffré réalisable et bien étudié.

La société québécoise le fait déjà pour le Téléthon, par exemple. Avec les compteurs avancés dont on nous annonce l'implantation dès deux mille douze (2012), il serait même possible d'introduire des incitatifs financiers en offrant, par exemple, une remise sur la facture des clients qui s'engagent à réduire leur demande en pointe au-dessous d'un certain seuil de puissance, sans avoir à atteindre même l'application d'une tarification différenciée dans le temps.

Q. [180] Monsieur Gouja, vous n'êtes pas d'accord avec le Distributeur sur le poids qu'il accorde aux mesures de gestion de la demande dans son plan d'approvisionnement et vous suggérez un exemple de technologie, en l'occurrence, les récupérateurs de chaleur des eaux grises qui permettent de réduire les besoins en puissance de pointe. J'aimerais, s'il vous plaît, que vous élaboriez sur ce point.

R. Notre désaccord avec le Distributeur se situe bien en amont de la préparation du plan d'approvisionnement, c'est au niveau de l'évaluation du potentiel de gestion de la demande

R-3748-2010
7 juin 2011

MOUNIR GOUJA - ACEFO
Interrogatoire
- 193 - Me Stéphanie Lussier

qu'on a aussi un problème.

Le Distributeur est parti, en effet, des résultats d'une étude du potentiel technico-économique de gestion de la consommation qui, on l'a entendu hier des témoins d'Hydro-Québec, échappe au suivi, à l'analyse et à la vérification des intervenants et de la Régie.

On nous présente une liste de mesures retenues, selon certains critères fixés en deux mille six (2006), mais nous n'avons pas plus d'information sur la façon de leur mise à jour ni sur les autres mesures ayant été traitées par cette étude ainsi que leur rentabilité.

Il n'y a pas que le récupérateur de chaleur des eaux grises comme mesure de gestion de la demande qui fait défaut dans ce plan. D'autres technologies très prometteuses y font défaut aussi. On avait intégré... interrogé hier les témoins d'Hydro-Québec sur les délesteurs programmables des charges électriques et nous avons décelé un manque de connaissance à ce sujet qui risque d'induire la Régie en erreur en prétendant que ces automates programmables ne peuvent être porteurs de retombées qu'après l'implantation des compteurs communicants, ce qui est complètement faux. Et le document qu'on

R-3748-2010
7 juin 2011

MOUNIR GOUJA - ACEFO
Interrogatoire
- 194 - Me Stéphanie Lussier

vient de déposer le prouve.

Ce sont des fiches techniques qui montrent bien que ces automates peuvent être installés, surtout s'il y a un programme bien structuré, bien élaboré, pour l'implantation de ces mesures dans les nouvelles résidences.

14 h 15

Donc, sans avoir à attendre l'implantation des compteurs avancés et la pleine exploitation de leurs fonctionnalités qui s'annoncent très loin dans le temps, le Distributeur aurait pu mettre en place, et ce depuis des années un programme d'implantation de ses automates, comme il l'a fait d'ailleurs pour les thermostats programmables et les pommes de douche dans le cadre du programme Éconologis, par exemple. Mais il est clair qu'il n'y a pas une réelle volonté pour cela sinon la baisse de la demande en pointe aurait été spectaculaire compte tenu des conditions climatiques ici au Québec.

Maintenant, pour revenir à la mesure de récupération de chaleur des eaux grises le Distributeur la traite comme une mesure d'économie d'énergie et non de gestion de la consommation. Il sous-estime ainsi son impact sur les besoins de

puissance en pointe. Et l'étude que nous avons annexée au mémoire de Michel Bernier montre qu'en plus des économies d'énergie qu'ils produisent, les récupérateurs de chaleur permettent de réduire la demande de puissance en pointe deux fois plus que les chauffe-eau à trois éléments.

Donc, si la moitié du parc de chauffe-eau électriques au Québec était équipé de récupérateur de chaleur, l'impact sur la pointe serait une baisse de cent cinquante mégawatts (150 MW). C'est pourquoi nous recommandons l'inclusion de cette mesure au Plan du Distributeur.

Q. [181] Monsieur Gouja, est-ce que vous avez d'autres commentaires à formuler dans le cadre de ce dossier?

R. Ça termine mon intervention.

Me STÉPHANIE LUSSIER :

Alors, Monsieur le Président, le témoin est maintenant prêt à être contre-interrogé.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Lussier. Est-ce qu'il y a des intervenants dans la salle qui veulent contre-interroger le témoin de l'ACEF de l'Outaouais? personne se lève. C'est beau. Oui, j'ai compris, Maître.

R-3748-2010
7 juin 2011

MOUNIR GOUJA - ACEFO
Interrogatoire
- 196 - Me Stéphanie Lussier

Me ÉRIC FRASER :

Pas de questions, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Fraser.

Me PIERRE R. FORTIN :

Je n'ai pas de questions moi non plus, Monsieur le
Président.

LE PRÉSIDENT :

Maître Lussier, la Régie n'aura pas de questions
pour monsieur Gouja. Il ne me reste qu'à vous
remercier et à vous libérer.

M. MOUNIR GOUJA :

R. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Merci.

Me STÉPHANIE LUSSIER :

Merci. La preuve de l'ACEF de l'Outaouais est
complétée. Et encore une fois, nous réitérons nos
remerciements à la Régie pour avoir su l'accommoder
dans le cadre de ce dossier. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Lussier. Pause de cinq minutes puis
on revient pour le panel numéro 3.

SUSPENSION DE L'AUDIENCE

REPRISE DE L'AUDIENCE

PREUVE DE HQD - Plan d'approvisionnement des
réseaux autonomes (panel 3)

Me ÉRIC FRASER :

Bonjour, Monsieur le Président. Comme vous pouvez le constater, il y a la moitié d'un nouveau panel qui se retrouve devant vous. J'ai donné à madame la greffière pour distribution les deux nouveaux curriculum vitae, en fait qu'on dépose au dossier pour nos deux nouveaux témoins. Si je commence complètement à ma droite, vous avez madame Marie-France Roussy, qui est chargée d'équipe planification, évidemment dans l'unité Montmorency / Réseaux autonomes; vous avez également le curriculum vitae de monsieur Roger Perron, qui est directeur régional Montmorency / Réseaux autonomes de la... Attendez donc une seconde! Excusez-moi! Je lisais en même temps. Et directeur Réseau de distribution. Excusez-moi, Monsieur Perron! Et c'est déposé sous B-70.

B-70 : (HQD-6, Document 7) Curriculum vitae de
Roger Perron; (HQD-6, Document 8)

R-3748-2010
7 juin 2011

PREUVE HQD
Panel 3

- 198 -

Curriculum vitae de Marie-France Roussy.

L'AN DEUX MILLE ONZE (2011), en ce septième (7e)
jour du mois de juin, ONT COMPARU :

MARIE-FRANCE ROUSSY, ingénieur planification,
chargée d'équipe, ayant sa place d'affaires au 284,
boulevard York Sud, Gaspé (Québec);

ROGER PERRON, directeur régional Montmorency /
Réseau autonomes et directeur Réseau de
distribution, ayant sa place d'affaires à Édifice
Lebourgneuf, Québec (Québec);

MICHÈLE LABRECQUE (sous la même affirmation
solennelle),

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.

Q. [182] Alors, on va procéder à l'adoption de la preuve. Je vais commencer avec vous, Monsieur Perron. Donc, je vous réfère en fait aux pièces HQD-2, Documents 1 et 2 qui est le Plan d'approvisionnement réseaux autonomes; je vous réfère également aux réponses du Distributeur aux demandes de renseignements, la première de la Régie, qui est sous HQD-3, Document 1; ensuite de ça, les réponses à la Régie numéro 2 et aux intervenants sous HQD-4, Document 4; ainsi que les réponses complémentaires qu'on retrouve sous HQD-5, Document 5. Évidemment, pour ces réponses-là seulement en ce qui concerne les réseaux autonomes, je comprends que, pour toutes ces pièces, vous avez participé à la préparation de ces documents?

M. ROGER PERRON :

R. Tout à fait.

Q. [183] Et que vous les adoptez pour valoir à titre de témoignage écrit en l'instance?

R. Oui.

Q. [184] Je vous remercie. Madame Roussy, je vous pose les mêmes questions, mais évidemment avec la nuance que c'est concernant votre expertise particulière en planification. Donc, je vous réfère aux mêmes documents. Je comprends que vous avez participé à

la préparation de ces documents?

Mme MARIE-FRANCE ROUSSY :

R. Tout à fait.

Q. [185] Et que vous les adoptez pour valoir à titre
de témoignage écrit en l'instance?

R. Oui.

Q. [186] Je vous remercie.

Alors, Monsieur le Président, on va débiter avec
une présentation de monsieur Perron qui va aborder
les enjeux sous son angle, notamment en ce qui
concerne, je crois, le réseau de Schefferville.
Alors, Monsieur Perron, je vous cède la parole.

14 h 30

M. ROGER PERRON :

R. Merci, Monsieur le Président. Messieurs les
Régisseurs, bonjour. Permettez-moi de dresser un
peu le portrait et la situation qui prévaut au
niveau de l'alimentation du réseau de
Schefferville, des enjeux et des préoccupations qui
nous concernent auxquels on sera en mesure de
répondre à toutes celles qui ont été soulevées.

D'abord, laissez-moi vous dresser un peu le
contexte des installations qui prévaut sur place.
Vous avez tous compris qu'il y a une centrale
hydraulique qui s'appelle la centrale de Menihek

qui est située du côté du Labrador, donc auquel Hydro-Québec a des contrats d'achat d'énergie. C'est une centrale qui est très âgées, très désuètes, qui date de plusieurs années, qui date de l'ère de la production des mines de IOC dans ce coin-là.

C'est une centrale qui est composée de trois groupes, donc deux groupes de quatre point cinq mégawatts (4,5 MW) et un groupe de dix mégawatts (10 MW). Mais groupe auquel on ne peut seulement, celui de dix mégawatts (10 MW), tirer une puissance nominale de huit mégawatts (8 MW) compte tenu de la hauteur de chute et du bassin qui prévaut là-bas. Donc, si on fait la somme de l'ensemble du parc de production là-bas, la puissance installée de dix-sept mégawatts (17 MW). Donc un élément extrêmement important à retenir tout au long de la mise en situation.

Il existe également à cette centrale-là une quatrième baie. Donc, c'est une baie qui peut accueillir, moyennant des investissements substantiels, un quatrième groupe. Lorsqu'on parle de baie, on parle qu'il n'y a aucun canal d'amenée, il n'y a absolument rien là. C'est tout simplement un mur de béton qui permet l'installation d'un

groupe. Mais on comprend qu'on doit faire des investissements importants.

On a fait faire une évaluation paramétrique sur la possibilité d'installer un quatrième groupe d'évaluation paramétrique. On parle de coûts qui sont avec une marge d'erreur assez importante de tout près de cent millions de dollars (100 M\$). Donc, on comprend qu'on pourrait installer un groupe entre huit et dix mégawatts (8-10 MW). Mais des investissements supplémentaires à ceux estimés pour s'assurer de tirer une puissance nominale et l'optimiser dans l'ensemble de la centrale, on doit relever le niveau des digues, augmenter les bassins d'eau, donc augmenter le niveau des réservoirs de tout près de cinq pieds.

Pour ceux qui n'ont jamais été dans ce coin-là, il y a un chemin de fer qui permet de transiter de la marchandise et de l'équipement du nord au sud, c'est-à-dire de la Côte-Nord jusqu'à Schefferville. La « track » de chemin de fer passe sur les digues, passe sur la tête du barrage. Alors, vous comprenez que si on monte un niveau de cinq pieds, bien, inévitablement, il y a des investissements importants à faire pour augmenter le niveau des digues tout au long du réservoir et

ainsi déplacer les chemins de fer.

On parle d'un estimé potentiel de quelques centaines de millions de dollars au-delà du cent millions (100 M\$) qui est prévu pour l'installation d'un quatrième groupe qui peut tout simplement nous amener une puissance supplémentaire entre huit et dix mégawatts (8-10 MW).

Lorsqu'on regarde la puissance installée qui est de dix-sept mégawatts (17 MW), vous savez qu'on a une puissance de critère garantie, c'est-à-dire un critère de fiabilité qui est composé en deux composantes importantes. La première, bien, c'est de toute évidence le critère de disponibilité. C'est-à-dire que si on perd un des plus gros groupes à la centrale, qui est le groupe de huit mégawatts (8 MW), on se retrouve avec deux groupes en fonctionnement de deux fois quatre point cinq mégawatts (4,5 MW), donc neuf mégawatts (9 MW) de puissance.

Il y a également un critère de stabilité, c'est-à-dire qu'on s'assure de ne pas exploiter nos groupes au-delà de quatre-vingt-dix pour cent (90 %) pour être capable de ramasser les fluctuations de charge compte tenu que la charge là-bas, la charge locale est très peu diversifiée.

Donc, on a besoin d'un peu de flexibilité.

Alors, lorsqu'on applique le critère de puissance garantie, on se retrouve à deux fois quatre point cinq mégawatts (4,5 MW) qui donne neuf mégawatts (9 MW) à quatre-vingt-dix pour cent (90 %). Donc, on se ramasse avec huit point un (8,1) de capacité dans l'éventualité où on perd notre roue de secours. Donc, la puissance garantie, il faut bien comprendre que, sur une voiture, c'est notre pneu de secours, donc si on le perd dans une éventualité, bien, il faut être capable de se dépanner et de se débrouiller rapidement.

Ça m'amène à vous parler de la puissance, c'est-à-dire de la charge que nous avons là-bas. Donc, la pointe en deux mille neuf (2009), deux mille dix (2010) était de l'ordre de dix point un mégawatts (10,1 MW). Donc, on comprend qu'avec dix-sept mégawatts (17 MW) de puissance installée, il y a suffisamment d'espace pour alimenter l'ensemble des besoins de base qui prévaut là-bas.

Dans l'éventualité d'une perte d'un des groupes les plus puissants, bien, à ce moment-là, en situation de pointe, on a besoin d'avoir de l'équipement supplémentaire seulement pour assurer nos puissances de critère garanti. Pour le bas,

bien, c'est de vieux groupes électrogènes que nous avons installés en cours de l'année deux mille six (2006). Donc, c'est ça qui joue le rôle de roue de secours, qui nous permet d'alimenter dans l'éventualité d'un bris.

Si je passe de la centrale qui est située au Labrador, vous parcourez entre quarante (40) et cinquante kilomètres (50 km), on se retrouve dans la ville de Schefferville. Donc trois communautés pour tout près de sept cents (700) clients. Donc, la ville de Schefferville a trois communautés : une communauté blanche; une communauté de Naskapi, qui est la réserve de Kawawachikamach; et on a également une réserve d'Innus, de Montagnais qui est Matimekush. Donc, un réseau de transport qui date de la même période de construction que la centrale, donc très âgé, très désuet, un réseau à soixante-neuf (69) kV auquel on passe par deux postes de transformation pour diminuer les niveaux de tension pour assurer l'alimentation de nos clients.

Donc, c'est un réseau qui nécessite, qui va nécessiter au cours des prochaines années des investissements extrêmement importants pour assurer la pérennité, c'est-à-dire que ce réseau-là atteint

sa durée de vie utile. Donc, il va falloir investir pour s'en assurer de sa pérennité et assurer l'alimentation fiable au moindre coût à l'ensemble de nos clients qui sont dans ce coin-là.

14 h 35

Vous avez sûrement entendu parler des développements miniers potentiels dans ce coin-là. Alors, deux petites mines tout près de la région de Schefferville, à quelques kilomètres de la ville. Il y a une première mine qui s'appelle « LIM », c'est Labrador Iron Mines, donc une petite mine qui a besoin d'environ entre deux et quatre mégawatts (2-4 MW) pour ses besoins d'activités. Une mine qui devrait probablement débiter ses opérations en cours d'année ou l'année prochaine.

Une seconde mine qui est la mine New Millennium DSO, donc une mine devrait également débiter ses activités davantage en deux mille douze (2012), selon l'information qu'on a recueillie. Une mine qui aurait besoin de six mégawatts (6 MW) de puissance pour être capable de l'alimenter.

Donc, on comprend qu'à dix-sept mégawatts (17 MW) de puissance installés, avec une pointe de dix mégawatts (10 MW), on est capable d'alimenter... on a une marge d'environ quatre

mégawatts (4 MW), dépendamment de la période de l'année, pour alimenter une de ces petites mines-là. L'autre, bien, de toute évidence, ce sera un scénario d'autoproduction ou tout autre scénario auquel... auquel l'exploitant aura besoin.

Deux autres mines également qui sont un peu plus loin de Schefferville. Entre autres, il y a la mine Adriana qui est une mine qui va avoir besoin de six cents mégawatts (600 MW) de puissance. Alors, on comprend bien qu'avec une puissance installée de dix-sept mégawatts (17 MW), dans l'éventualité où économiquement ce serait intelligent d'ajouter un quatrième groupe, on irait chercher entre huit et dix mégawatts (8-10 MW) supplémentaires. Donc, vingt-sept mégawatts (27 MW) pour alimenter une mine de six cents mégawatts (600 MW), déjà là c'est une option qui n'est pas envisageable pour nous.

Une autre mine un petit peu plus éloignée également qui est une autre concession de New Millennium. Donc, c'est une mine à peu près à deux cents (200) kilomètres plus au nord, va nécessiter également un besoin de tout près de deux cent cinquante mégawatts (250 MW). Donc, il est important de comprendre que la centrale hydraulique

de Menihek, nonobstant l'ajout d'un quatrième groupe, ne pourra jamais satisfaire ces besoins en croissance-là au niveau du développement minier.

Ce qui est important de bien comprendre également, c'est tous les besoins requis en énergie pour ces mines-là, inévitablement, les deux grosses mines seront comblées par une connexion au réseau intégré. Dépendamment de sa situation, ça peut être à partir de Churchill-Falls ou ça peut également être à partir de nos postes, soit par l'intermédiaire d'une ligne à cent et un (161 kV) ou à trois cent quinze mille volts (315 000 V), à partir des postes Brisay ou des postes Normac qui sont situés dans la région de Fermont. Donc, c'est un contexte extrêmement important dans lequel il faut comprendre.

Monsieur le Président, je voulais juste m'assurer que les gens comprennent bien la situation qui prévalait à Schefferville pour comprendre tous les enjeux et les préoccupations dans les dossiers à venir qu'on aura à présenter à la Régie.

Me ÉRIC FRASER :

Je vous remercie, Monsieur Perron. Alors, Monsieur le Président, le panel est prêt à être contre-

interrogé.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Fraser. Maître Cadrin pour l'Union des municipalités du Québec. Ah! Il y a un changement. Oui. C'est ça. O.K. Maître Gertler.

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me FRANKLIN S. GERTLER :

Q. [187] Bonjour, Monsieur le Président, Messieurs les Régisseurs. Franklin Gertler pour le ROEE. Bonjour au Panel également. Juste attendre que... Alors, j'ai un court interrogatoire. Je vais traiter essentiellement de deux sujets.

Alors, le premier a été touché un peu dans l'interrogatoire de la Régie sur le panel 2. C'est par rapport au potentiel technico-économique, mais je veux avoir une certaine information par rapport au réseau autonome.

J'ai regardé la décision D-2011-028 dans le tarifaire, le R-3740-2010, et dans la section 12.4.6, on parle du tronc commun et de la demande de la Régie de remettre la nouvelle... les résultats en matière du PTE au plus tard le trente (30) juin.

Alors, c'est simplement une question d'informations parce que j'ai également vérifié dans le dossier R-3584-2005, dans le dossier HQD-1,

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
- 210 - Me Franklin S. Gertler

Document 2, aux pages 7 et 8 dans ce dossier-là, où on parlait justement du potentiel technico-économique pour les réseaux autonomes.

Alors, la question que je veux savoir, c'est simplement, est-ce que la mise à jour que vous avez donnée, est-ce que c'est pour les... ce n'est pas une mise à jour, c'est une nouvelle évaluation, si je comprends bien. Est-ce que ça va être pour les deux, pour les réseaux autonomes et pour le réseau intégré?

Mme MICHÈLE LABRECQUE :

R. Non. Le PTE que nous allons déposer en juin est pour le réseau intégré seulement.

Q. [188] O.K.

R. Suite à ça, on va présenter à la Régie la méthodologie qu'on va prendre pour les réseaux autonomes. Et suite à son acceptation, on va, dans le fond, lancer les travaux pour le PTE réseaux autonomes. Ce qu'on vise, c'est de débiter ces travaux-là au plus tard en septembre.

Q. [189] O.K. Alors, ça veut dire que les résultats dans celui-là, on les attendrait pour quand?

R. Bien, au cours de l'année deux mille douze (2012), je n'ai pas de date exacte là. Lorsque la méthodologie sera approuvée, ça va être plus facile

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
- 211 - Me Franklin S. Gertler

pour nous d'estimer un délai de réalisation.

Q. [190] O.K. Alors, ce ne sera pas disponible pour le PGEÉ dans le tarifaire, le prochain tarifaire à ce moment-là.

R. Non, malheureusement.

Q. [191] O.K. Merci. Maintenant, l'autre sujet que je voulais traiter, c'est les programmes d'utilisation efficace de l'énergie, le PUEÉ ou le PUEÉ, je ne sais pas comment vous l'appellez, mais... et les GES.

Dans le document HQD-2, Document 1, à la page 12, je vous réfère aux deux extraits, d'abord, aux lignes 1 à 5 où on dit :

Dans les réseaux autonomes avec production d'électricité à partir de combustible fossile (centrale thermique), les programmes d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ) visent à privilégier l'utilisation du mazout ou d'une combinaison mazout-bois comme source d'énergie pour le chauffage des locaux et de l'eau afin de réduire la consommation d'électricité.

Et là plus loin, aux lignes 12 à 17, nous avons :

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
- 212 - Me Franklin S. Gertler

Aux îles-de-la-Madeleine, un segment significatif de la clientèle utilisant l'électricité ne veut pas chauffer au mazout (35 % de la clientèle totale), indépendamment des mesures offertes pour favoriser la conversion de leur système de chauffage. Le Distributeur estime qu'il reste un potentiel de 15 % de la clientèle totale des îles-de-la-Madeleine qui pourrait potentiellement accepter de convertir leur système de chauffage de l'électricité au mazout. Les constats sont les mêmes pour le PUEÉ - Anticosti.

14 h 45

Alors ma question est la suivante, dans la poursuite de la conversion au mazout comme élément de votre planification pour les approvisionnements, est-ce qu'Hydro-Québec a évalué les impacts en termes de pollution locale de cette mesure-là?

Mme MICHÈLE LABRECQUE :

R. Non, il n'y a pas d'analyse dans ce sens-là.

Q. [192] Et ni au niveau des coûts en termes de santé, asthme, aggravation de la situation pour les gens

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
- 213 - Me Franklin S. Gertler

atteints de tuberculose dans cette communauté-là,
par exemple?

R. Non, mais si je reviens au PGÉE, l'objectif du PGÉE c'est d'encourager les clients à utiliser le mazout pour leurs fins personnelles, au lieu d'utiliser du mazout pour une centrale, parce que les centrales sont moins efficaces que les systèmes résidentiels. Donc on pourrait sûrement conclure qu'à chaque fois qu'un client résidentiel utilise le mazout pour des fins personnelles, c'est moins dommageable qu'utiliser du mazout pour la centrale.

Q. [193] Moins dommageable en termes de GES vous voulez dire?

R. Bien oui parce que c'est beaucoup plus efficace.

Q. [194] Mais vous l'avez, les dangers plus dans les dangers de feu, dangers de la santé des gens sur place vous ne l'avez pas évalué?

R. Bien écoutez, non, on n'a pas fait d'étude dans ce sens-là, mais je suis sûre que globalement pour les résidents de l'île, les GES doivent être moindres lorsqu'ils l'utilisent pour leurs fins personnelles que lorsqu'on l'utilise pour la centrale. Étant donné l'efficacité qui est beaucoup plus grande pour leur résidence.

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
- 214 - Me Franklin S. Gertler

M. ROGER PERRON :

R. Si vous permettez un complément juste pour conclure. Le taux de rendement d'une centrale versus le taux de rendement...

Q. [195] Oui?

R. ... du chauffage de la fournaise c'est à peu près du trente (30) pour quatre-vingt pour cent (80 %). Alors de toute évidence, il y a un avantage important pour, globalement pour la collectivité de chauffer au mazout parce qu'on brûle beaucoup moins de mazout lourd à la centrale.

Second élément important, tous les appareils qui sont installés chez la clientèle répondent à toutes les normes qui sont en vigueur. On a procédé dernièrement à un changement de réservoir pour chacune des résidences parce qu'ils ont atteint leur durée de vie. Les nouveaux réservoirs sont des réservoirs qui répondent à un nouveau standard à double paroi. Donc ce sont les gestes auxquels on a posé pour s'assurer de respecter tous les critères dans ce domaine.

Q. [196] O.K. Et un dernier aspect dans le même sujet général. Autre que les éventuels projets de JED avec les éoliennes et possiblement la récupération de la chaleur, est-ce que vous envisagez d'offrir

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
- 215 - Me Franklin S. Gertler

d'autres types d'approvisionnement alternatifs ou renouvelables qui sont moins polluants dans la communauté, par exemple la géothermie, le solaire?

R. Fondamentalement deux éléments, le premier élément comme vous le savez une centrale ça a une durée de fin de vie utile qui est prévue aux alentours de deux mille vingt-trois (2023) et quelques années suivantes. Donc on a une étude en cours pour...

Q. [197] Excusez-moi vous parlez de quelle?

R. Centrale des Îles-de-la-Madeleine. C'était votre question.

Q. [198] O.K. Moi je parlais, je parlais...

R. Vous parlez globalement.

Q. [199] ... plus général. C'est ça.

R. O.K.

Q. [200] Mais ça ne me dérange pas que vous me donniez la réponse, mais ma question était globale, non pas les Îles-de-la-Madeleine?

R. Ce qui est certain c'est que périodiquement on a fait une étude en deux mille cinq, deux mille sept (2005-2007), c'est-à-dire une firme externe qui a fait un balisage sur tous les mécanismes nous permettant d'intégrer davantage l'énergie renouvelable et cette étude-là à l'époque avec le niveau ou la maturité des technologies en place il

n'y avait pas beaucoup d'alternatives. La géothermie ne s'appliquant pas beaucoup puisque ça prend du volume et ça prend une situation géologique qui s'y prête.

L'autre élément, photovoltaïque, les applications étaient relativement limitées dans le contexte climatique qui prévaut là-bas. On a une étude qui est justement en cours encore pour remettre à niveau tous les potentiels d'énergie renouvelable qui sont intégrés, qui seront intégrables ou les énergies renouvelables émergentes. Donc périodiquement on s'assure de constamment être en vigie et pour voir quelles seront les applications potentielles.

Q. [201] Est-ce que vous anticipez à ce moment-là que ce vigie-là peut donner, permettre le, le développement de nouvelles, de nouvelles, l'implantation de nouveaux types de technologie d'approche avant qu'on ait les résultats du, parce qu'on vient de nous expliquer que finalement le PTE, mise à jour de PTE de deux mille cinq (2005), en tout cas va être disponible pour des programmes ou peut-être en deux mille treize (2013) à peu près même quatorze je ne le sais pas. Alors dans votre vigie est-ce que...

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
- 217 - Me Franklin S. Gertler

Mme MICHÈLE LABRECQUE :

R. Oui, effectivement on vise à intégrer ces éléments-là dans le PTE réseau autonome qui va être disponible au courant de deux mille douze (2012).

Q. [202] Alors votre vigie dynamique que vous avez mentionnée je pense hier dans le témoignage ou une autre, ça ne donnera pas les nouveaux programmes avant que le PTE soit mis à jour et étudié?

R. Oui, la vigie dynamique va permettre. S'il y a une opportunité en cours de route d'ici le dépôt du PTE qui passe dans le fond les critères. À ce moment-là il y aura, on regardera si ça se qualifie puis on reviendra à la Régie proposer un programme ou une activité. On n'attendra pas que le PTE soit déposé pour voir... Si effectivement dans la vigie on voit des choses, au fur et à mesure, on vient, on les dépose à la Régie.

Q. [203] O.K. Ça complète, Monsieur le Président.

Merci.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Gertler. Bien, allez-y.

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DENIS FALARDEAU :

Bien j'ai gagné du temps, je n'ai pas attendu que vous m'appeliez, Monsieur le Président. Nous y allons. Je m'excuse. Denis Falardeau pour l'ACEF de

Québec. Madame, Messieurs, bonjour.

Q. [204] Nous allons travaillé avec le document HQD-2, Document 1 et dans un premier temps ça va être tout simplement une référence là concernant bien toujours bien entendu la question des réseaux autonomes. À la page 8, à sa ligne 18, on parle d'un taux de perte de distribution de transport pour deux mille neuf (2009) de huit pour cent (8 %) en ce qui concerne les réseaux autonomes.

Concernant le réseau intégré, on parle d'une perte de distribution de transport de sept virgule cinq pour cent (7,5 %), et là, je fais référence à HQD-1, doc. 2, à la page 63. C'est quand même assez surprenant, vous ne trouvez pas, toutes proportions gardées, il y a sensiblement les mêmes pourcentages, un, c'est huit (8), l'autre, sept point cinq (7,5), alors que du côté intégré, c'est quand même un grand réseau, ça s'explique comment, le huit pour cent (8 %) ?

M. ROGER PERRON :

R. Si vous permettez, Monsieur le Président, peut-être juste bien situer comment on calcule les pertes électriques. Dans un premier temps, on mesure la production à la sortie de la centrale; par la suite, on soustrait les ventes qui sont mesurées

chez notre clientèle, auxquels ça nous donne tous les services auxiliaires qu'on utilise dans nos installations, donc tous les équipements électriques qu'on a besoin pour le fonctionnement de nos centrales.

Il y a également, à l'intérieur de ça, les pertes; il y a également, à l'intérieur de ça, les usages internes aussi, également. Donc la production moins les ventes, on retire tous les systèmes auxiliaires et les usages internes, nous donne une perte.

Les pertes électriques sont fonction de plusieurs critères qui affectent les pertes électriques. Dans un premier temps, c'est le réseau par lui-même, donc un réseau, par définition, c'est « résistif » donc il y a des pertes, alors il y a des transformateurs, donc tous les équipements réseau occasionnent des pertes électriques.

Il y a également d'autres facteurs qui vont influencer cette prévision, qui est un estimé dans le fond, il faut bien comprendre que ce niveau de pertes électriques là, il est estimé. On peut faire de la simulation de réseau pour faire une estimation un peu plus précise en fonction de toutes les caractéristiques des équipements mais en

contrepartie, dans ce processus-là, dès que la production est faite, les ventes sont mesurées, facturées, bien, on fait la petite soustraction mathématique pour nous donner le taux de pertes.

Dans certains cas, il peut y avoir soit un chevauchement sur la facturation en fin d'année, donc c'est sûr que s'il y a des factures qui ne sont pas rentrées, le taux de ventes n'est pas celui qui était dans l'année courante, vient influencer le pourcentage de pertes.

Dans certains cas, il peut y avoir des cas de subtilisation d'énergie qui sont inconnus, ou pas détectés, qui peut également affecter le taux de pertes. Donc c'est à prendre avec des réserves compte tenu de ces imprécisions-là qui peuvent affecter le taux de pertes.

Par exemple, dans certains cas, si on prend la région de Schefferville, on a fait de la simulation réseau et quand on regarde la simulation réseau, on se ramène à un taux de pertes de tout près de neuf point cinq pour cent (9,5 %), qui est normal compte tenu de l'état et de l'âge des installations qui sont sur place. Donc c'est ce qui explique les écarts importants.

Q. [205] O.K. Donc ce n'est pas une question, comment

dire, de structure, c'est un mélange de facteurs, c'est autant la structure que des facteurs comme vous venez de parler, des problèmes de mesurage, les factures qui chevauchent deux périodes de temps, ainsi de suite?

R. Tout à fait.

Q. [206] O.K. Mais par rapport à ça, justement, étant donné que vous êtes conscients qu'il y a des mesures et qu'elles sont quand même, j'imagine, assez importantes puisque ça vient quand même influencer le pourcentage, les problèmes de mesurage, comme les factures qui chevauchent des périodes, ainsi de suite, il n'y a pas des façons de corriger le mesurage?

R. On peut, dans un certain cas, faire de la conciliation. Je reprends l'exemple de Schefferville, où vous allez voir des écarts assez importants, là, à Schefferville par exemple, si on prend la communauté de Matimekush, où il y a tout près de deux cent cinquante (250) compteurs, ce sont des compteurs qui datent de l'ère IOC, donc des compteurs où, dans les deux autres communautés, on a fait le remplacement. La communauté de Matimekush, pour toutes sortes d'enjeux qui leurs sont propres, ont refusé qu'on puisse remplacer ces

compteurs-là. Donc on peut présumer qu'il peut y avoir des pertes à ce niveau-là.

La facturation qu'on fait également, le trente et un (31) décembre, on fait une facturation, dans certains cas, on l'estime, bien si, par exemple, dans un village du Nunavik, pendant trois ou quatre jours, il y a un blizzard extrême et on ne peut pas facturer, bien, vous avez compris que la relève de compteurs va se faire dans l'année suivante mais ne sera pas prise en compte dans les données de l'année avant le trente et un (31) décembre, donc ce qui va influencer le taux de pertes électriques.

Donc l'importance est de comprendre que c'est un estimé, c'est une donnée qu'on se sert avec tout le discernement qui s'impose, mais c'est une estimation qui a son degré d'imprécision également.

Q. [207] On va changer de région, on va aller aux îles-de-la-Madeleine, et là, je fais référence, et c'est simplement pour se situer dans le document, c'est HQD-2, document 1, bien entendu, aux pages 32 et 33. On fait référence à des négociations avec une firme pour la possibilité de vendre, de négocier un échange concernant un surplus de

chaleur, un projet, c'est un projet qui permettrait d'utiliser les surplus de chaleur de la centrale. Ces négociations-là sont rendues à quel niveau, et votre estimé en termes de coûts, c'est quoi?

Mme MARIE-FRANCE ROUSSY :

R. Les négociations avec le client sont terminées. Ça n'a pas permis d'arriver à une entente avec le client pour la vente de cette chaleur-là. Donc les négociations sont arrêtées.

Q. [208] Est-ce qu'on pourrait dire, là, je comprends que l'expérience est sur la glace mais en termes de perspectives, est-ce que ça peut être une formule qui pourrait être exportable dans d'autres régions où il y a des centrales du même genre?

R. Absolument. L'enjeu, c'est toujours la distance avec la source de chaleur. Aux Îles, on avait la chance d'avoir notre Service à la clientèle qui est chauffé à la récupération de la chaleur de la centrale et on traversait la rue puis on avait un client. Donc c'était une opportunité, puis on a poussé beaucoup pour que ça fonctionne mais, malheureusement, ça a échoué.

Dans les autres réseaux, on a une problématique, c'est qu'il faut toujours qu'on soit une centrale loin des clients pour la nuisance de

particules, de bruit et tout ça. Donc ça devient, ça vient compliquer la vente de chaleur aux clients qui pourraient être près mais, dans le fond, on ne peut pas les installer tout près de nos centrales.

Q. [209] Je ne suis pas ingénieur mais cette distance-là entre la centrale et le lieu de résidence, ou l'endroit où se trouvent les industries qui pourraient profiter de cette chaleur-là, est-ce que ça peut être acheminé par une tuyauterie très bien isolée, ou ça, ce n'est même pas pensable?

R. Non, non, ça peut être acheminé par une tuyauterie très bien isolée, on n'a jamais calculé la distance maximum qu'on pouvait faire avec la tuyauterie isolée. Il y a les routes aussi, il faut passer dessous les routes avec le pergélisol, ça devient... ça devient assez complexe comme réseau.

Q. [210] Toujours, allons-y avec les îles-de-la-Madeleine...

M. STÉPHANE VERRET :

R. Si vous me permettez un complément d'information?

Q. [211] Oui.

R. Bien entendu, vu que l'on parle de si on ajoute de la distance entre la centrale et un client éventuel, bien, on peut penser qu'au niveau économique, là, il y a les coûts qui en découlent

et donc que ça devient une question économique également d'offrir cette chaleur-là, comparativement à une alternative qui peut, une alternative autre que le client pourrait avoir.

Q. [212] Mais ça m'intrigue parce que, dans le fond, ce n'est pas une pure perte, si elle n'est pas vendue, même s'il y a un certain coût, cette chaleur-là devient un perte sinon?

Mme MARIE-FRANCE ROUSSY :

R. C'est ça mais c'est une perte mais la valoriser a aussi un coût qui est important. Donc c'est beau, on la perd en chaleur dehors mais valoriser cette énergie-là a un coût qui est assez important, puis qui dépend beaucoup de la distance avec la centrale.

Q. [213] Donc je disais, là, toujours du côté des îles-de-la-Madeleine, et on va parler de la possibilité de rattacher les îles au réseau intégré de la Gaspésie, et on en fait référence à la page 33, à la ligne 19, il est fait mention :

Le choix du raccordement des îles-de-la-Madeleine n'aura pas d'impact sur le besoin d'augmentation de la puissance de la centrale de Cap-aux-Meules et sur le projet JED.

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Denis Falardeau
- 226 -

Ce projet-là de raccordement, ça a été déposé, la demande a été faite auprès du Transporteur?

15 h 00

M. ROGER PERRON :

R. Non, pour l'instant, il n'y a pas de...

Actuellement on est en étude préliminaire. Dans le fond ce qu'il faut bien comprendre c'est que la centrale des Îles-de-la-Madeleine devrait atteindre sa fin de vie utile aux alentours de deux mille vingt-trois (2023). Les groupes vont avoir atteint les heures de fonctionnement.

Donc, on est à étudier quels seront les scénarios d'alimentation des Îles-de-la-Madeleine. Donc, parmi un des ces scénarios-là c'est le scénario avec un câble sous-marin à partir du poste Percé jusqu'aux Îles-de-la-Madeleine à une distance de deux cents (200) quelques kilomètres.

On a confié l'étude d'avant-projet pour préciser les coûts des scénarios à un groupe interne chez Hydro-Québec, donc il devrait à la fin de deux mille douze (2012), début deux mille treize (2013) de nous faire part de l'estimé pour passer un câble sous-marin. À ce moment-là on sera en mesure de comparer tous les autres scénarios en vue d'assurer une alimentation fiable à nos clients

lorsque la centrale aura atteint sa durée de fin de vie utile en l'an deux mille vingt-trois (2023), vingt-huit (2028).

Q. [214] Et dans votre scénario de raccordement des îles à la Gaspésie, et ma question concerne aussi d'autres projets que vous avez de remplacement de centrales ou, comment dire, de procédés alternatifs à une centrale qui est devenue désuète. Dans ce scénario-là vous conservez bien souvent la vieille centrale. C'est quoi la logique comme pour ce qui est de Cap-aux-Meules il va y avoir un raccordement au réseau, mais vous la conservez tout de même. C'est quoi la logique de conserver ces centrales?

R. La logique de conserver une centrale en réserve froide, une centrale en réserve froide c'est pour s'assurer d'avoir une contingence. Si, par exemple, il arrive un bris, si vous prenez par exemple le village de La Romaine, un dossier auquel la Régie a donné son approbation, petit village sur la Basse-Côte-Nord tout près de cent (100) kilomètres du dernier village d'une route, on laisse une centrale en réserve froide parce qu'il n'y a pas d'axe routier, donc si jamais il y a des pannes importantes il faut s'assurer que notre clientèle soit alimentée. Donc, le critère fondamental est

d'avoir un accès routier dans de courts délais pour s'assurer que les clients soient bien alimentés.

Dans le cas des Îles-de-la-Madeleine, si c'est l'installation d'un câble sous-marin on parle d'un double câble, un câble en contingence. Bien, il faut garder la centrale en réserve froide pendant un certain temps pour s'assurer de la fiabilité du câble et ce que j'appelle des « problèmes de jeunesse » parce qu'il y a une nouvelle installation là. Il faut vivre pendant un certain temps avant de couper le cordon ombilical. Donc, c'est un peu de cette façon-là qu'on a notre stratégie.

Basse-Côte-Nord est également un même phénomène. Il y a une centrale hydraulique qui est là-bas, trois petites centrales thermiques dont deux sont là pour assurer le critère de la puissance garantie, mais l'autre pour assurer une réserve froide si jamais il y a des bris compte tenu de la distance.

Donc, c'est vraiment l'axe routier et les délais d'intervention qui prédominent lorsqu'on laisse une centrale en réserve froide.

Q. [215] O.K. En d'autres mots si j'ai bien compris, contrairement au réseau urbain près des grands

centres c'est que dans le fond ici, comme par exemple à Montréal ou à Québec s'il y a une ligne qui tombe en panne on peut tout de suite se rebrancher et refaire le circuit alors que dans les régions éloignées ce n'est pas possible. Donc, c'est le rôle de la centrale froide?

R. Tout à fait.

Q. [216] O.K. Allons-y maintenant à la page 34, 35 à sa ligne 23, et je vais citer :

Un programme de réduction de la demande a été considéré mais n'a pas été retenu car il ne permettait pas de retarder l'augmentation de puissance à la centrale d'Akulivik. En effet, cette communauté chauffe au mazout et n'a pas de clients majeurs délestables. L'analyse portant sur les mesures de réduction de la demande sera présentée dans le cadre de la demande d'autorisation du projet d'une nouvelle centrale thermique à Akulivik. Cette demande d'autorisation spécifique devrait être déposée à la Régie en 2011. La mise en service de la nouvelle centrale est maintenant

prévue au plus tôt en 2015.

Ce qui m'intrigue c'est que dès le départ en guise d'introduction vous dites que ce n'était pas vraiment nécessaire de faire des études parce que le contexte ne s'y prêtait pas. Il n'y a pas de clients majeurs qui sont délestables, ainsi de suite. Et là vous voulez faire malgré tout une étude?

Mme MARIE-FRANCE ROUSSY :

R. Dans le fond c'est qu'à première vue on a évalué qu'il n'y avait pas beaucoup de potentiel pour cette avenue-là. Donc, dans le cadre du projet d'Akulivik qui est présentement devant la Régie pour approbation, ce qu'on a fait c'est on a statué plus au lieu de dire juste deux phrases, bien il n'y a pas de potentiel, c'est vraiment écrit comment le potentiel est. Et les conclusions sont les mêmes que dans le plan d'approvisionnement, il n'y a pas de potentiel vraiment étant donné tout le chauffage qui est au mazout, donc le potentiel est réduit de beaucoup.

Q. [217] Allons-y maintenant à la page 39, ligne 15.

Et là on parle dans le fond des perspectives possibles d'exploitation minière sur Anticosti. À la page 39, ligne 15, et je cite :

À la fin de l'année 2009, la centrale thermique de Port-Meunier desservait 201 abonnements. Au cours de l'année 2009, la centrale a produit 4,5 GWh et sa pointe annuelle était de 1 MW.

Un petit peu plus loin à la page 40 à sa ligne 3, on dit :

En maintenant les programmes d'efficacité énergétique, aucune augmentation de la puissance installée n'est requise sur tout l'horizon envisagé.

Et là j'arrive avec la question concernant les perspectives d'exploitation d'Anticosti. Dans cette perspective-là est-ce qu'il y a eu des dépôts de projets pour augmenter la capacité de la centrale de Port-Meunier?

M. ROGER PERRON :

R. Non, nous n'avons reçu aucun dépôt de projet quelconque.

Q. [218] Et toujours dans cette ligne-là de projets.

Et je comprends que lors de l'annonce de ce projet-là, ce projet-là n'était pas dans votre radar, donc je suis conscient que ça ne fait pas partie du plan. Mais tout le projet du Grand-Nord ainsi de

suite, avec une panoplie de projets de développement de mini-réseaux autonomes, et caetera, et caetera. Malgré tout, même si ce n'était pas dans votre radar, est-ce qu'il y avait déjà des prévisions, des choses dans le plan actuel qui permettaient de s'adapter à une demande éventuelle?

R. Oui. Comme vous le savez, vous avez comme nous tous entendu parler du Plan Nord et du développement qui est anticipé dans ce coin-là. On est toujours en vigie sur les développements potentiels. Entre autres moi je rencontre plusieurs organismes du Nunavik quelques fois par année, je fais une tournée de toutes les communautés. L'objectif est d'avoir des intrants importants.

15 h 09

Pour voir s'il peut y avoir un impact sur nos besoins en puissance dans chacun des villages. Donc, pour Port Menier, tout le développement potentiel minier là, je pense que c'est à la frontière du Labrador et d'Hydro, j'ai l'impression qu'avec les distances, ce sera un mode particulier d'alimentation là, en mode auto-production. Donc, aucun intrant nous est parvenu à ce stade-ci.

Q. [219] O.K. Donc, c'est bien ça. Ça ne fait pas

partie, ce n'est pas dans votre radar pour le...

R. Non.

Q. [220] ... pour le moment là.

R. Non. On n'a aucune information qui nous porterait à croire qu'il y aurait un besoin quelconque de notre part.

Q. [221] Allons-y maintenant à la page 40, ligne 11, et ça concerne le raccordement de la communauté de Wemotaci, et je cite :

Le Distributeur a raccordé la communauté de Wemotaci au réseau intégré, à l'automne 2008, par une ligne de distribution d'environ six kilomètres, depuis le poste de la centrale de Chute-Allard. La centrale thermique de Wemotaci devrait être totalement démantelée d'ici 2011.

Pourquoi avoir attendu jusqu'à prochainement pour démanteler la centrale? Est-ce que c'est la même explication que la centrale froide?

R. Vous avez compris que Wemotaci est un petit village situé en Haute-Mauricie, donc il y a un axe routier qui se rend à cet endroit-là. Donc, on a conçu un réseau de distribution qui était la solution la plus économique à tout point de vue. La centrale va

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
- 234 - Me Denis Falardeau

être démantelée en deux mille onze (2011) puisqu'on a mis le réseau en service il y a à peine deux années. Donc, le temps de procéder au lancement d'appel d'offres pour le démantèlement, décontaminer également le site et s'assurer d'avoir l'adhésion de la communauté là dans la réalisation de certains projets, nous amène à faire le tout d'ici la fin de l'année.

On est en discussion actuellement avec la communauté pour procéder au démantèlement et utiliser certains bâtiments là qui seront peut-être légués également à la communauté. Donc, le critère que je mentionnais tout à l'heure sur une centrale à réserve froide, d'un axe routier. L'axe routier est présent là-bas, donc on élimine la centrale, il n'y a pas de besoin. Les délais d'intervention sont relativement raisonnables si jamais il y a des pannes importantes.

Mme MARIE-FRANCE ROUSSY :

R. Juste une précision. Dès qu'on a raccordé le réseau de Wemotaci au réseau intégré, la centrale de Wemotaci était inutilisable. On n'a pas fait d'investissement pour qu'elle puisse produire en parallèle avec le réseau. Elle n'est pas démantelée parce que les actifs sont encore là, mais elle

n'était pas en état de fonctionner.

Q. [222] Elle avait rendu l'âme.

M. ROGER PERRON :

R. On l'a aidée un peu là.

Q. [223] Maintenant, on va aborder l'électricité produite à partir de Biomasse. Et là je fais référence à HQD-2, Document 1, bien entendu, à la page 41, ligne 2, et je cite :

[...] la centrale d'Opticiwan sera en mesure de répondre aux besoins des clients à l'horizon 2013. Par ailleurs, le Distributeur vient d'entamer des discussions avec la communauté pour un projet de vente d'électricité produite à partir de la biomasse forestière...

et je souligne

... proposée par la communauté.
Un projet de raccordement impliquant un démantèlement de la centrale diesel est présentement envisagé pour le réseau de Clova. Une mise en service pourrait être attendue pour la fin de 2013. Le Distributeur est présentement à l'étape de l'étude de planification.

Le cas échéant, le projet sera déposé
à la Régie pour autorisation au moment
opportun.

Quand on parle du projet de la centrale de
biomasse, ça consiste en une centrale de
cogénération, mais qui peut produire aussi de la
chaleur, comme les autres types thermiques?

Mme MARIE-FRANCE ROUSSY :

R. Le projet de biomasse, c'est vraiment... c'est au
tout tout tout début avec la communauté. Donc, on
ne peut pas dire à ce moment-ci c'est quoi le
design que va être la centrale. Ça, c'est... ce
n'est pas assez avancé déjà.

Q. [224] Concernant le... Comment je pourrais dire?
Bon. Il y a de la cogénération, mais étant donné
qu'il va y avoir une espèce d'entente là... C'est
parce que, et je le soulignais tout à l'heure là,
il va y avoir de la vente de biomasse proposée par
la communauté. Est-ce que ça laisse entendre qu'il
va y avoir comme une espèce de cogestion de
l'entreprise? Ça va fonctionner comment?

M. ROGER PERRON :

R. Dans le fond, on a entamé des discussions avec la
communauté. Ils nous proposaient la construction
d'une centrale à biomasse sous le volet de vente

d'énergie. Donc, ils ont des droits de coupe, c'est de la biomasse forestière. Ils sont relativement bien situés. Ils savaient qu'on aurait des... la communauté est en croissance, donc éventuellement des besoins d'augmenter la puissance installée à la centrale.

Donc, on les a accompagnés techniquement à fournir toute l'information nécessaire dans l'objectif qu'ils puissent faire une proposition qui fera l'objet d'un dépôt à la Régie de l'énergie. Mais, c'est davantage un mode où ils sont propriétaires, peut-être avec quelques actionnaires, ils produisent l'énergie et on s'entend sur des modalités d'achat d'énergie à long terme, toujours dans un objectif où ce soit une solution plus économique à tout point de vue.

Q. [225] O.K. Donc, vous devenez vous-même client, une fois le projet construit, vous êtes client.

R. Tout à fait.

Q. [226] Vous n'avez pas de rôle dans la gestion ou dans l'approvisionnement, par exemple, de pétrole. Parce qu'étant donné que ça va être en cogénération, il va y avoir aussi une autre source, soit du pétrole ou quelque chose comme ça.

R. Il faut comprendre que le projet auquel ils ont

commencé un peu à réfléchir techniquement est un projet qui ne comblera pas tout le besoin en puissance globalement. Donc, la centrale resterait là quand même pour compenser la période où la centrale de biomasse ne serait pas en mesure de produire la totalité des besoins, et ce serait un mode d'achat d'énergie. Ils seraient en mode autonome complet.

Donc, on peut penser un contrat à très long terme où ils s'engagent à fournir de l'énergie sur la base de tous les critères techniques auxquels on s'attend et c'est eux qui prennent l'ensemble des risques d'affaires associés à cette centrale.

Q. [227] Je vais revisiter une section du document que mon confrère du ROÉÉ a abordée tout à l'heure. Là je fais référence aux pages 12 et suivantes, c'est-à-dire toutes les mesures qui concernent la façon d'améliorer l'utilisation des réseaux autonomes.

15 h 15

Q. [228] À la page 12, on parle de, des performances du programme d'utilisation en efficacité de l'énergie. En page 13, on parle des programmes d'économie d'énergie, etc., etc., et on peut constater qu'il y a quand même certaines difficultés là d'application, c'est soit des

difficultés qui émanent de l'attitude même des résidents dans leurs habitudes de consommation ou ça peut être des problèmes techniques quelconques, ainsi de suite.

Je comprends qu'il y a, si vous me permettez l'expression, il y a des contrats traditionnels d'approvisionnement en énergie, mais dans un contexte comme celui des réseaux autonomes où il y a quand même entre autres de la pollution à cause du type d'énergie qui est utilisée pour la production d'électricité, tout ça.

Est-ce que vous ne seriez pas en mesure de, d'être un peu plus directif et même peut-être d'imposer dans les contrats des mesures favorisant une meilleure performance de l'économie d'énergie, ainsi de suite au lieu de les proposer, de les imposer?

R. Peut-être juste d'entrée de jeu, il faut faire une distinction entre tout ce qui est au nord du cinquante-troisième parallèle et en bas du cinquante-troisième. Vous savez qu'en haut du cinquante-troisième parallèle, toutes les communautés qui sont là-bas, il y a un tarif dissuasif qui fait partie des conditions de service qui incite notre clientèle à, à chauffer l'eau et

les usages de chauffage, l'eau et le chauffage de la résidence à partir du mazout.

Je vous rappelle que chauffer du mazout est beaucoup plus efficient qu'un produit chauffé à l'électricité et produire à la centrale, les taux de rendement sont relativement très différents.

Au sud du cinquante-troisième parallèle il n'y a pas de tarif dissuasif, donc c'est difficile d'imposer à la, aux communautés ou aux clients d'utiliser du mazout s'il n'y a pas de genre d'incitatif là. Et quand on parle d'un incitatif à tarif dissuasif, alors il faut, il faut, il faut s'assurer de faire approuver le tout puis là il faut regarder l'économie de ça globalement.

Je vous rappelle encore aussi un élément extrêmement important qu'on sous-estime là. Vous savez qu'Hydro-Québec a toujours trois critères importants dans le cadre de tous ses projets. Le premier c'est s'assurer que les projets soient économiquement viables. Le second c'est de s'assurer que ça respecte toute la législation environnementale. Et le troisième qui est à non négliger, le plus important, c'est toute l'acceptabilité sociale et l'adhésion des communautés.

On ne peut pas débarquer dans les communautés et imposer des choses sans, sans, sans préparer le terrain à l'avance là. Donc c'est un peu quelque chose qui est un peu différent du sud, lorsqu'on parle des communautés nordiques.

Q. [229] Merci. Merci, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

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

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :

Q. [230] Oui, alors bonjour, Monsieur le Président, Messieurs les régisseurs, Messieurs, Dame, Dominique Neuman pour Stratégies énergétiques et l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique. Je réfère le panel à la pièce B-006, HDQ-2, Document 1, page 29, au tableau 9. Vous y inscrivez les économies potentielles en CO2 dans ce tableau qui résulterait notamment de l'implantation du jumelage éolien-diesel. Est-ce que l'on doit prendre pour acquis que dans ce tableau vous avez justement pris pour acquis que ça serait du jumelage éolien-diesel à haute pénétration?

Mme MARIE-FRANCE ROUSSY :

R. La base de ce tableau c'est la dernière étude qui avait été déposée par l'IREQ en deux mille huit (2008) je crois donc c'était oui de la moyenne à de la haute pénétration qui était prévue dans ce tableau.

Q. [231] Le choix entre la haute pénétration ou la basse ou moyenne pénétration avait déjà été débattue à la fois lors de la cause antérieure et nous soulevons également la question dans notre preuve. Et jusqu'à présent Hydro-Québec, bien initialement était plus pro, était davantage pro-haute pénétration et par la suite a nuancé un peu ses propos en disant que cela dépendrait que ce que l'on évaluerait au moment venu.

Quelle est votre position actuellement sur, sur la question et notamment sur la question suivante. Le fait d'attendre une technologie idéale de haute pénétration, est-ce que ça n'a pas pour effet de retarder l'implantation d'un jumelage éolien qui pourrait déjà se faire à basse ou moyenne pénétration avec des technologies déjà éprouvées plutôt que d'attendre plus longtemps que la technologie de haute pénétration soit bien, se soit bien ajustée?

R. Le Distributeur n'entend pas après la technologie

de haute pénétration pour avancer. Le Distributeur a pris plutôt l'approche d'y aller avec des partenaires qui, qui étaient des experts mondiaux dans l'éolien et le jumelage éolien-diesel et qui pouvaient nous apporter un projet qui fonctionnerait avec leurs expériences.

Donc ce qu'on a eu comme résultat à date, les études ne sont pas terminées, c'est, ça serait de la moyenne à peut-être de la haute pénétration par moments qui pourrait être avantageux pour, pour le Distributeur.

(15 h 23)

Q. [232] Quand vous dites que vous faites affaire avec des partenaires experts est-ce que vous parlez du projet, en fait est-ce que vous parlez du projet Akulivik ou vous parlez d'autre chose?

Mme MARIE-FRANCE ROUSSY :

R. On parle du projet entre autres de Kangiqsualujjuaq qui est notre premier projet où on a un contrat avec Énercon. Énercon a une excellente technologie d'éolienne. C'est d'ailleurs la meilleure je pense sur le marché pour le Nord entre autres avec leur kit pour le climat arctique qui est très important pour nous. Puis même capable maintenant avec les nouvelles technologies de réguler, de fournir des

vars, donc être capable de réguler un peu la fréquence.

Q. [233] D'accord. Et donc, eux choisissent la moyenne pénétration?

R. Comme je vous dis ça va être de la moyenne. À date ça dépend toujours le taux de pénétration il reste, la définition n'est jamais claire claire claire.

Q. [234] En fait quel pourcentage?

R. On parle à peu près d'un huit cents kilowatts (800 kW) sur une pointe de huit cents (800) à quatre-vingt-dix kilowatts (90 kW), quelque chose comme ça.

Q. [235] Également nous avons constaté depuis plusieurs années qu'il y avait un changement répété des sites où l'on envisageait de faire les projets pilotes de jumelage éolien diesel. Par exemple, initialement ça devait avoir lieu à Inukjuak, ensuite on est passé à Kangiqsualujjuaq. Ensuite ça devait être Akulivik le prochain projet, puis maintenant c'est retardé jusqu'à ce qu'on fasse un autre projet pilote ailleurs à Kujjuarapik.

Est-ce que vous pouvez expliquer comment il se fait que le site de projets pilotes de jumelage éolien diesel se trouve continuellement déplacé d'un endroit à l'autre? Et est-ce qu'on ne se

trouve pas un peu à retarder les choses dans le sens que le projet d'Akulivik est prêt, il y a une approbation de la réfection de la centrale, du remplacement de centrale diesel qui est déjà en cours. Puis là donc, alors qu'il était prêt, maintenant le projet pilote de jumelage éolien diesel, ah! lui il n'est pas prêt parce qu'on va attendre l'autre. Puis l'autre est-ce qu'on va avoir un autre report, quand Kujjuarapik sera prêt on trouvera, ah! non, c'est un autre village, c'est le village suivant qu'on va faire avant?

M. ROGER PERRON :

R. Monsieur le Président, si vous permettez. Il faut comprendre quelques éléments. Le premier élément c'est qu'il faut s'assurer quand on déploie un projet de ce genre-là dans le Grand-Nord que le projet soit viable à tous points de vue. Donc, on parle économiquement mais on parle également en termes de fiabilité, on parle de délais d'intervention qui sont relativement éloignés, un projet qui n'est pas fonctionnel qui est un projet à l'étape de démonstration au projet pilote risque d'affecter la continuité du service. Donc, ça c'est un intrant extrêmement important pour nous.

Le second c'est toute l'adhésion ou

l'acceptabilité sociale. Entre autres, si je dresse un peu le portrait du déroulement de notre plan de match, le plan de match semble peut-être être moins rapide qu'on l'espérait, mais on maintient toujours les objectifs qui sont visés, c'est-à-dire d'avoir un premier projet pilote qui soit viable à tous points de vue. Et par la suite, la séquence de déploiement des autres villages sera relativement rapide.

Je pense que sur l'échéancier global on risque d'être gagnant parce que chacun des projets sera performant. En deux mille trois (2003), probablement que la Régie se souvient on a déjà débuté des analyses économiques qui ont été faites par l'IREQ chez Hydro-Québec pour identifier sept villages prometteurs. En deux mille quatre (2004), on a entrepris des campagnes de mesures de vent dans deux villages, le village d'Inukjuak et le village de Kujjuarapik.

Par la suite, on avait décidé durant cette période de campagne de mesures de vent qui dure environ deux années, une année et demie, deux ans pour avoir un échantillonnage le plus représentatif possible. On a également démarré un projet pilote qu'on voulait implanter une éolienne sur l'île

d'Entrée, petite île dans l'Archipel des Îles-de-la-Madeleine. On a eu un refus catégorique de la communauté. Donc, le critère d'acceptabilité sociale nous a frappés de plein fouet.

Alors, nonobstant toutes les rencontres qu'on a faites et démontré la valeur ajoutée d'un premier projet pilote à ce stade-là. La communauté l'a refusé, donc on a décidé de passer à un autre village. Donc, les campagnes de mesures de vent à Inukjuak, Kujjuarapik étaient complétées.

En contrepartie, la communauté d'Inukjuak il y a une petite rivière qui s'appelle la rivière Inuksuak à quelques kilomètres de la rivière d'Inukjuak. La communauté a signifié son intérêt pour développer un petit projet de centrale hydraulique au fil de l'eau, petit projet de huit mégawatts qui pourrait pendant les dix (10), quinze (15) premières années subvenir aux besoins d'énergie globale. Donc, on a supporté techniquement et financièrement la communauté pour une étude de pré-faisabilité. Donc, pour eux le couplage éolien diesel n'était pas retenu. Ils souhaitent davantage un modèle où ils sont propriétaires d'une installation avec une énergie renouvelable. Donc, c'est clair qu'Inukjuak on a dû

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
- 248 - Me Dominique Neuman

passer à un autre.

Kujjuarapik c'est un village, vous le savez, que la convention de La Grande, Kujjuarapik dans l'éventualité où il y aurait un réseau routier qui serait là, souhaite davantage un réseau, être connecté au réseau intégré. Donc, aucune volonté de leur part d'avoir des éoliennes dans ce coin-là.

Donc, le critère d'acceptabilité sociale est un critère auquel on fait face. Donc, à la lumière de ça, il a fallu procéder à d'autres campagnes de mesures de vent puisque les trois premières options ont été écoulés. On a fait une campagne de vent dans le village de Kangiqsualujjuaq et dans le village d'Akulivik.

Entre-temps on a élaboré un modèle d'affaires, dont le modèle d'affaires est assez simple. Pour la région du Nunavik c'est un modèle de projet clé en main où on est propriétaire et on s'assure d'avoir les bons équipements. En ce qui a trait aux Îles-de-la-Madeleine, bien, c'est un projet différent où la communauté souhaite participer financièrement au projet, donc c'est davantage un projet où on sera acheteur d'énergie. Il y a certains équipements stratégiques qui sont dans la centrale, nous on sera propriétaires, mais

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
- 249 - Me Dominique Neuman

le reste sera partie d'un promoteur et associé à la communauté pour en bénéficier.

À la lumière de ça, bien, ce qu'on a fait on a maintenu Kangiqsualujjuaq, Akulivik où le potentiel de vent était extrêmement intéressant. D'ailleurs, pour le village, on débute avec Kangiqsualujjuaq dans un premier temps, par la suite Akulivik puisque si on obtient l'approbation de la construction d'une nouvelle centrale il est prévu d'intégrer du jumelage éolien diesel. Ces deux villages-là la communauté tient à avoir et ils sont très réceptifs à l'arrivée d'un jumelage éolien diesel. Donc, les conditions, la condition d'acceptabilité sociale sera là, la condition sur le respect de la réglementation environnementale, fidèle à nos habitudes, on va l'appliquer.

15 h 30

La troisième, bien, on a fait le choix de deux intégrateurs, ce qu'on appelle les meilleurs dans le monde, c'est-à-dire des joueurs qui ont de l'expérience dans le domaine, qui ont déployé des projets à différents endroits, et des projets qui sont fonctionnels. Donc on n'est plus à l'étape d'un projet d'expérimentation, de démonstration, pilote, on est à l'étape d'avoir de vrais projets.

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
- 250 - Me Dominique Neuman

Donc on a établi avec eux un modèle où ces gens-là, on est allés en appel d'intérêt, ils sont soumissionné, ils ont été retenus et ils sont actuellement en étude d'intégration technologique avec nous pour nous accompagner pour s'assurer qu'on fasse le meilleur choix de tous les équipements.

On peut penser qu'intégrer des éoliennes avec une centrale diesel, c'est quelque chose de simple, c'est assez compliqué, c'est deux types de machines qui fonctionnent à des vitesses différentes donc il faut s'assurer de bien synchroniser autant les tensions et les fréquences que les phases. Donc pour ça, ça prend de la technologie extrêmement importante. Il faut être capable aussi de s'assurer que s'il y a un coup de vent qui survient, vous savez que la puissance varie au cube de la vitesse du vent, il faut être capable de ramasser cette période de puissance-là pendant un court laps de temps dans nos équipements.

Donc c'est pour ces raisons-là qu'on s'associe à des joueurs qui actuellement vont nous faire une proposition en début deux mille douze (2012) des meilleurs choix technologiques et d'un

modèle d'étude qui va nous permettre de s'assurer de la fiabilité de ce genre d'appareils-là. Donc le Distributeur n'a pas été inactif pendant cette période de temps-là, je le rappelle, ça a été un peu plus long pour tous les motifs qu'on vous a expliqués.

Mais, en contrepartie, sur l'objectif ultime d'en déployer dans plusieurs villages, dès que le village de Kangiqsualujjuaq, le déploiement aura été fait et performant, c'est une question de temps par la suite, on va utiliser la même technologie, on va simplement l'adapter à la configuration des autres centrales et le déploiement va se faire en échelle de façon très rapide et soutenue.

Donc c'est les raisons qui expliquent un peu le retard mais, fondamentalement, sur l'objectif ultime, on devrait mettre en service les quantités qu'on prévoyait à ce moment-là.

Q. [236] Excusez-moi, juste une précision, quand on a parlé d'Énercon tout à l'heure, donc du grand partenaire, Énercon participe à la préparation du projet pour Kangiqsualujjuaq et Akulivik ou seulement...

R. Nous débutons avec Kangiqsualujjuaq, et pour les

Îles-de-la-Madeleine parce que parallèlement, on travaille un déploiement, les Îles-de-la-Madeleine, c'est la compagnie Power Corp également, donc deux joueurs qui ont une expertise dans la petite et la grosse installation, qui sont des joueurs établis, qui ont déjà des projets fonctionnels qui existent ailleurs.

Q. [237] Juste pour comprendre puisque la dernière intervention de localisation de projets pilotes, ça a été celle par laquelle Akulivik a été placée en second rang et qu'on s'est dit : « On ne va pas le faire tout de suite, on va... puis on va en faire un autre à la place de Kangiqsualujjuaq », pourquoi il y a eu cette dernière intervention, pourquoi Akulivik, qui était plus proche de la réalisation, puisque la centrale diesel était, va bientôt être remplacée, pourquoi, dans ce dernier cas, on a fait ce déplacement, votre partenaire Énercon, il n'aurait pas pu faire ce qu'il fait à Kangiqsualujjuaq, le faire à Akulivik?

R. Fondamentalement, avec la construction de la nouvelle centrale d'Akulivik, on souhaitait que le projet pilote JED se fasse à Kangiqsualujjuaq avant. Puisqu'on n'a pas eu l'autorisation de construire une nouvelle centrale, donc

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
- 253 - Me Dominique Neuman

l'installation actuelle d'Akulivik ne permet pas, sans investissement important, d'intégrer du jumelage éolien-diesel. C'est la raison fondamentale qui nous a poussé à Kangiqsualujjuaq.

Et si on a l'autorisation de procéder à la construction de la nouvelle centrale, l'année suivante de la mise en opération de la nouvelle centrale, tous les équipements et les infrastructures sont prévus, les sites sont déjà identifiés avec la communauté, on pourra, si le projet de Kangiqsualujjuaq est concluant, procéder au déploiement d'Akulivik par la suite. C'est le motif principal.

Q. [238] O.K., je comprends ce que vous dites, mais il n'y a actuellement pas de demande d'autorisation pour construire, ou refaire la centrale de Kangiqsualujjuaq, alors qu'il y a une demande pour refaire la centrale d'Akulivik, donc c'était le dossier d'Akulivik qui est le plus près, le plus proche d'une réalisation?

R. Kangiqsualujjuaq, je reviens encore, le seul et unique motif, c'est en termes de, je vous dirais, de programmation de réalisation de travaux. On construit une nouvelle centrale, si les autorisations sont là; l'année d'après, on peut

intégrer, tout sera prévu à l'intérieur de la centrale. Donc si j'attends de faire ça et que je n'ai pas d'autorisation pour la nouvelle centrale, le meilleur site est Kangiqsualujjuaq, qui a davantage d'infrastructures et le site s'y prête mieux dans l'état actuel.

Il faut comprendre que Akulivik, c'est une centrale qui a été bâtie en plein centre du village et l'étalement de la population, des constructions, a fait en sorte que tout le monde s'est, tous les résidences se situent autour de la centrale, qui crée toutes sortes d'inconvénients. Donc demain matin, aller installer des JED dans un site éloigné avant la construction, ça me crée des coûts supplémentaires importants.

- Q. [239] Excusez-moi, je ne veux pas faire de discussion là-dessus, mais pour Akulivik, c'est réglé, la nouvelle centrale, elle n'est plus là, elle est loin, loin des habitations.
- R. A Akulivik, non, le dossier est déposé à la Régie et nous sommes en attente d'une décision. Donc c'est clair que pour la construction de la nouvelle centrale, comme toutes les nouvelles centrales, et ça, c'est à la demande de toutes les communautés, on s'assure de les construire dans un site où

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
- 255 - Me Dominique Neuman

chacun adhèrera au site et que ça soit éloigné des villages pour s'assurer qu'il n'y ait pas d'étalement et que, dans quinze, vingt ans, je lègue aux générations futures des problématiques d'étalement, avec toutes les conséquences que ça peut avoir sur la population.

Q. [240] Je vais passer à un autre sujet. Vous avez, une question vous a été posée il y a quelques minutes concernant de la chaleur qui émane des centrales diesels, une partie de cette chaleur n'est pas à ce stade récupérée. Et donc en lien avec ça, avec le fait donc qu'il y ait de la chaleur qui émane des centrales diesels, et je présume que la chaleur, ça monte, et donc ça peut aider à résoudre une certaine problématique sur les toits de ces centrales, puisque s'il y a de la chaleur excessive qui émane de ces bâtiments, les toits ont peut-être moins tendance à être enneigés ou englacés.

15 h 37

Et dans cette perspective, quelle est votre position sur l'installation de panneaux solaires sur les toits des centrales qui se trouvent dans les réseaux autonomes, et vous savez que ça se fait, bien, ça ne se fait pas seulement dans les

réseaux autonomes mais ça se fait à de nombreux endroits dans les réseaux principaux et donc c'est une technologie très développée déjà dans le monde. Il y a des panneaux solaires qui sont à des coûts probablement... dont la production d'électricité est un coût beaucoup plus abordable que le coût de l'électricité dans ces réseaux autonomes. Donc, quelle est votre position et qu'est-ce qui vous empêche, enfin, d'économiser de l'énergie, d'économiser du diesel, en allant chercher de l'électricité par des panneaux solaires qui seraient juste à côté, qui seraient sur le toit, bien chauffés par la chaleur excessive de ces centrales diesels et qui pourraient être, bon, à la fois économiquement et environnementalement?

R. Je ne comprends pas très bien votre question. C'est quoi le rapport avec les panneaux photovoltaïques qui font de l'énergie à partir du soleil et la chaleur qui sort de la centrale là?

Q. [241] Bien, c'est que je voulais simplement répondre d'avance à un argument en disant que « Ah! Les panneaux, vous savez, dans le Nord, ils sont... ils sont plein de neige, ils sont plein de glace ». Oui, mais il y a... ces centrales dégagent de la chaleur excessive. Donc, j'imagine que ça fait un

peu fondre la neige et la glace. Donc, je pense que ce serait relativement facile d'installer des panneaux solaires comme ça se fait à énormément d'endroits dans le monde, dans des climats de toutes sortes.

R. Premièrement, il faut être certain... C'est sûr qu'au Nunavik, le soleil, ce n'est pas la ressource la plus abondante qu'on a, surtout en hiver. Ça, il faut être clair avec ça. La dernière étude qu'on avait faite sur le photovoltaïque, elle disait que ce n'était pas encore économique d'installer du photovoltaïque au Nord étant donné, ce n'est pas beaucoup, c'est quelques kilowatts. Le coût de transport, la mobilisation, ça coûte très cher faire des projets au Nunavik là. L'énergie, on paye peut-être l'énergie très chère, mais faire des projets, c'est élevé aussi. Donc, la dernière étude nous montrait qu'il n'y avait pas de possibilité.

Là comme Roger l'a dit tantôt, on a une nouvelle étude qui devrait sortir d'ici à la fin du mois. On a une nouvelle étude qui devrait sortir d'ici à la fin du mois avec des nouveaux coûts et aussi avec la nouvelle... les nouvelles générations de photovoltaïque nous font penser que les coûts, dans le photovoltaïque, diminuent de beaucoup.

Donc, avec cette nouvelle étude-là, on va probablement se repositionner et faire l'analyse technico-économique de cette technologie et voir si on peut l'installer là au Nord. Mais, pour l'instant, on a mis notre priorité vraiment sur ce qui était pour nous le plus économique qui était le jumelage éolien et diesel qui était... qui nous permettait d'économiser beaucoup plus de carburant.

Et il ne faut pas oublier que le photovoltaïque, c'est une source d'énergie, ce n'est pas une source de puissance. On est comme dans l'éolien, si on en met beaucoup, on a les mêmes défis technologiques que l'éolien. La ressource n'est pas toujours là, la pointe nous arrive souvent le soir. Le soir, il n'y a pas de soleil, ça fait que c'est... ce n'est pas...

Q. [242] On ne parle effectivement pas de puissance, on parle d'énergie, mais, écoutez, la centrale est en dessous du panneau. Donc, si le panneau ne produit pas, la centrale avec le diesel à l'intérieur est déjà là.

R. Comme je vous dis, avec notre deuxième étude qui devrait sortir d'ici... en septembre, on va se repositionner sur le sujet pour le photovoltaïque.

Q. [243] O.K. J'avais cru comprendre que l'étude était

dans un mois. Maintenant, c'est rendu en septembre.

R. Un mois, j'ai mis... j'ai été très optimiste, je pense.

Q. [244] Mais, comme vous faites une vigie continuelle sur ces technologies-là, et vous-même vous me dites que vous êtes consciente que le prix du photovoltaïque a considérablement baissé, est-ce que ça n'a pas, je ne sais pas, déclenché quelque chose chez... dans votre unité, à l'effet qu'il y a déjà un potentiel intéressant et... Ça n'entre pas en contradiction avec d'autres projets là. C'est-à-dire les centrales sont déjà là, elles ont toutes un toit par-dessus ou... en tout cas, la plupart j'imagine, et...

R. Mais, comme je vous dis... Excusez-moi. Je vous ai coupé. Comme je vous ai dit, ça fait partie de notre étude qui va sortir. Donc, on n'a pas... l'étude est mise à jour pour toutes les technologies, même le photovoltaïque.

Q. [245] Est-ce que cette étude, j'imagine, sera déposée à la Régie ou...? Parce que sinon on ne vous verra pas avant... avant trois ans ou...

M. STÉPHANE VERRET :

R. Ce que vous devriez voir à la Régie, c'est davantage une fois que ces technologies-là seront

mises à jour, dans la mesure où ces technologies-là vont alimenter la mise à jour du PTE. Alors, on a discuté tout à l'heure sur un dépôt éventuel du PTE à la Régie. Alors, vous devriez voir apparaître ces différentes technologies-là dans le cadre du dépôt qui se fera.

Q. [246] O.K. Alors, je vous remercie beaucoup. Ça complète mes questions. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Neuman. O.K. Maître Gariépy pour le Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec.

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ANNIE GARIÉPY :

Q. [247] Bonjour, Monsieur le Président, Messieurs les Régisseurs. Bonjour au Panel. Annie Gariépy pour le Regroupement national des CRE du Québec. Je m'excuse à l'avance, mes confrères m'ont souligné que je ne savais pas compter. Il y a une coquille qui s'est glissée dans ma planification d'audience et j'avais annoncé quinze (15) minutes, ce sera plutôt une trentaine de minutes là. J'avais annoncé un total de soixante (60) minutes de contre-interrogatoire pour quinze (15), quinze (15) et cinq minutes, ça ne convenait pas. Mais, il semblerait que les avocats ne savent pas compter,

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Annie Gariépy
- 261 -

alors je m'en excuse à l'avance.

Donc, je commencerais en vous référant au document HQD-2, Document 2, à la page 36, au tableau A-5.1 qui est le tableau sur l'Usage interne, pertes et services auxiliaires par réseaux en deux mille neuf (2009).

M. STÉPHANE VERRET :

R. Est-ce que vous pourriez répéter, s'il vous plaît?

Excusez-moi.

15 h 44

Q. [248] Certainement. C'est le tableau à la page 36, le tableau A-5.1 du document HQD-2, Document 2.

Donc ça constitue l'annexe 5. Donc j'aimerais quelques petites questions de précision, de compréhension de chacun des, des colonnes. Donc selon la, la compréhension du RNCREQ, la, les pertes totales sont évaluées par la différence entre la production et les ventes. Est-ce exact?

M. ROGER PERRON :

R. C'est exact, mais il faut soustraire par la suite tous les usages internes et services auxiliaires.

Q. [249] On va y revenir. Merci.

R. D'accord.

Q. [250] On va commencer par parler de la colonne production. Pouvez-vous me préciser l'origine de la

valeur de la production? Est-ce que c'est la
somme de la capacité horaire aux bornes de
chaque groupe?

Mme MARIE-FRANCE ROUSSY :

R. La production, oui, c'est la mesure de l'énergie
produite par chaque groupe.

Q. [251] Excellent. Pouvez-vous m'indiquer la
précision de cette mesure puis la fréquence de
lecture, s'il vous plaît?

R. La précision des mesures, je n'ai pas vraiment la
précision des, des équipements de lecture là, mais
cette lecture est faite à chaque mois par les
opérateurs des centrales.

Q. [252] Puis pouvez-vous m'expliquer comment la
valeur est obtenue à ce moment-là?

R. C'est une lecture, l'opérateur va puis il lit le
compteur puis il dit j'ai tant d'énergie.

Q. [253] Excellent. Relativement aux ventes
maintenant, est-ce que c'est la somme de
compteurs de chaque client?

M. ROGER PERRON :

R. Effectivement, la vente c'est tout ce qui a été
mesuré dans l'année courante et comme je
mentionnais antérieurement il se peut que si la
lecture n'est pas prise le trente et un (31)

décembre pour les deux derniers mois de l'année que la facturation ou les ventes soient décalées dans l'année suivante.

Q. [254] D'accord. Donc à ce moment-là pouvez-vous me préciser la fréquence de la lecture?

R. La fréquence de lecture dans le nord sont exécutées par les préposés en centrale et c'est effectué mensuellement dans certains cas. Il se peut que celle-ci passe un mois dans l'éventualité où il y aurait quelques pannes ou des conditions climatiques extrêmes qui ne permet pas de faire le relevé complet.

Q. [255] O.K. Puis avez-vous des précisions pour m'expliquer comment la valeur est obtenue?

R. Je ne comprends pas votre question.

Q. [256] Donc ce que vous me dites c'est une lecture au compteur uniquement?

R. C'est une lecture manuelle qui est prise par les opérateurs, soit au mois ou aux deux mois dépendamment de la situation.

Q. [257] Puis il n'y aura pas entre chaque, entre ces lectures-là une évaluation, une approximation?

R. Un estimé, dans la majorité des cas je dirais non dans le Nunavik sous toutes réserves, parce qu'on a des gens qui sont sur place et ça fait partie de

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Annie Gariépy

- 264 -

leurs tâches. Comme je vous mentionnais ça se peut qu'un mois soit passé de temps en temps pour toute sorte de raisons...

Q. [258] Excellent.

R. ... qui peuvent survenir.

Q. [259] Donc comme vous me précisiez tout à l'heure, les pertes totales comprennent la consommation des services auxiliaires, la consommation pour l'usage interne puis les pertes électriques sur le réseau. Si on aborde les services auxiliaires, pouvez-vous me définir à quoi correspond exactement la consommation des services auxiliaires?

Mme MARIE-FRANCE ROUSSY :

R. La consommation des services auxiliaires c'est tout ce qui sert à la centrale, oui, l'éclairage de la centrale, les panneaux de commande, l'ordinateur de l'opérateur, tous les services auxiliaires qui servent aussi à alimenter le groupe électrogène, les pompes, les diesels, c'est tout ce qui sert à la centrale.

Q. [260] Est-ce qu'il s'agit d'une estimation ou d'une mesure?

R. Bien je pense qu'à l'île-d'Entrée on l'a souligné, il n'y avait pas de mesure. Mais dans la plupart des endroits c'est une mesure effectivement qui est

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Annie Gariépy
- 265 -

faite à l'entrée des, du compteur de, de l'entrée
électrique de la centrale.

Q. [261] Et on peut penser à une fréquence de quel
ordre?

R. Mensuelle également.

Q. [262] Mensuelle. C'est parfait, merci. Pour ce qui
est de l'usage interne, pouvez-vous me définir à
quoi correspond la consommation pour usage interne?

R. Dans, non, l'usage interne, ça correspond surtout
aux maisons de transit pour nos travailleurs qui
vont travailler dans les centrales, c'est-à-dire
nos propres maisons qui appartiennent au
Distributeur.

Q. [263] Est-ce que comme les autres colonnes, est-ce
qu'il s'agit d'une estimation ou d'une mesure?

R. La maison a un compteur puis il est relevé comme
les autres clients de.

Q. [264] À la même fréquence?

R. Oui.

Q. [265] Merci. Je vais maintenant vous référer au
mémoire du RNCREQ, pièce C-RNCREQ-18, page 37,
c'est le tableau 8. Tableau 8. On voit dans le
tableau qu'il y a pour trois réseaux une valeur
négative pour les pertes électriques globales sur
une période de cinq ans. Pouvez-vous l'expliquer?

Il s'agit des réseaux Aupaluk, Ivujivik et Quaqtaq.

M. ROGER PERRON :

R. Fondamentalement, je reviens encore à l'imprécision du calcul du taux de perte qui est un estimé. Alors je ne peux pas aller en profondeur pour comprendre les résultats négatifs, mais un des facteurs prédominants je pense ça serait la facturation ou le chevauchement de facturation, parce que ça constitue un estimé.

Donc il se peut fondamentalement que la facturation ait eu lieu dans l'année suivante pour deux mois pour de bonnes raisons et dans le calcul des ventes, si on fait le différentiel produit-vente et on enlève services auxiliaires et usages internes, on arrive à probablement à un delta négatif.

Il faut comprendre que le taux de perte est évalué sur les pertes en chiffre absolus, sur les ventes, donc c'est un ratio l'un sur l'autre.

Q. [266] Puis c'est ce que vous me dites c'est que même si c'est sur une période de cinq ans, vous pensez que ça peut être le problème de, du chevauchement du, du, de la prise d'informations?

R. C'est l'imprécision reliée à cet estimé-là.

Q. [267] O.K.

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
- 267 - Me Annie Gariépy

15 h 51

- R. Et je rappelle un élément important, pour être capable de faire préciser le tout il faudrait faire des investissements importants, c'est-à-dire commencer à mesurer en fins détails chacun des départs de ligne à partir de la centrale et mettre du mesurage segmenté pour être capable d'évaluer tout ce volet-là et un des éléments, parce que le taux de pertes est important pour nous lorsqu'on fait de la planification d'investissements, c'est être capable d'en tenir compte dans la puissance globale qu'on aura besoin, bien on se sert souvent d'outils de modélisation du taux de pertes en fonction des spécifications techniques de chacun des équipements, qui est relativement plus fiable.
- Q. [268] D'accord. On va conserver en référence le tableau 8. Par contre, le RNCREQ, en observant les rapports annuels du Distributeur pour les années deux mille six (2006) à deux mille neuf (2009), a effectué le taux moyen du taux de pertes global sur le réseau intégré et arrive à une valeur de trois point deux (3,2), ce qui veut dire que, en deux mille six (2006), c'était trois virgule trois pour cent (3,3 %), deux mille sept (2007), trois virgule quatre (3,4 %), deux mille huit (2008), trois

virgule deux (3,2 %), puis deux mille neuf (2009),
deux virgule neuf (2,9 %).

Si on reprend le tableau 8, on voit que
certains réseaux autonomes ont des taux moyens
beaucoup plus élevés, que ça soit Cap-aux-Meules,
Akulivik, Kangiqsualujjuaq, Kuujjuaq, Kuujjuarapik
puis Tasiujaq, je vous fournirai les
transcriptions, Monsieur le sténographe, pouvez-
vous me donner une explication précise pour chacun
de ces écarts, s'il vous plaît, ou une explication
pour chacun de ces réseaux?

R. Malheureusement, je ne peux pas répondre, je vous
rappelle, c'est les mêmes arguments que tout à
l'heure, c'est un estimé avec la variabilité qui
s'impose lorsque, dans le processus, il y a un
chevauchement de factures, de la subtilisation ou
des choses comme celles-là qui influencent le
résultat.

Q. [269] O.K.

R. Il faut se servir de ces données-là comme étant
seulement une base de référence, la meilleure
référence est lorsqu'on modélise le taux de pertes
en fonction des spécifications techniques de chacun
des équipements.

Q. [270] D'accord. Pouvez-vous, à ce moment-là, pour

nous aider dans notre compréhension, indiquer si, entre le réseau intégré et les réseaux autonomes, notre présomption qu'il existe le même niveau de tension, soit vingt-cinq (25) kV, est valable?

Mme MARIE-FRANCE ROUSSY :

R. Non, ce n'est pas vraiment exact. Entre autres, au Nunavik, mis à part Kuujuaq, qui est notre dernier réseau qu'on a converti avec l'arrivée de la nouvelle centrale, tous les autres réseaux sont à quatre (4) kV, donc toute la distribution, c'est fait à quatre (4) kV, pour le Nunavik.

Q. [271] O.K.

R. Pour la Basse-Côte-Nord, on est à vingt-cinq (25), et aux îles-de-la-Madeleine, on est à douze point cinq (12,5).

Q. [272] D'accord. Est-ce qu'il y a des différences pour le reste des types d'équipements entre le réseau intégré puis les réseaux autonomes?

R. Pouvez-vous répéter?

Q. [273] Est-ce qu'il y aurait d'autres différences au niveau des équipements qui pourraient expliquer les différences au niveau du taux de pertes?

R. Il est certain que pour les îles-de-la-Madeleine, le Lac-Robertson et Schefferville, on a un réseau de transport d'intégré aussi à tout ça, on n'a pas

juste un réseau de distribution.

Q. [274] D'accord. On va maintenant aborder le réseau de Schefferville. Le réseau global des pertes est particulièrement élevé sur une période, sur la période deux mille sept-deux mille neuf (2007-2009), on voit un taux de pertes, un niveau de perte global de vingt-trois virgule sept pour cent (23,7 %). Le Distributeur a répondu à la question, une question, à la question 10.1 de la Régie, donc au document HQD-3, document 1, page 23, qui expliquait pourquoi, selon lui, le taux de pertes pouvait être si important.

Le Distributeur précise donc que ça peut être dû à la vétusté des équipements de transport et de distribution...

M. STÉPHANE VERRET :

R. Juste pour aider monsieur Perron, là, vous êtes à quelle question, exactement?

Q. [275] À la question 10.1, page 23.

R. Merci.

Q. [276] Donc pendant que monsieur Perron en prend connaissance, ce que je disais, c'est que, je résume la réponse du Distributeur, qui exprime que le niveau de pertes important inclut des pertes sur le réseau de transport puis la vétusté des

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Annie Gariépy
- 271 -

équipements de transport et de distribution. Ça va?

Donc comme ça a été rappelé dans la preuve du RNCREQ, à la page 42, la longueur des lignes reliant la centrale de Menihek au poste de Schefferville serait de quarante et un virgule huit (41,8) et cinquante et un point neuf kilomètres (51,9 km), respectivement. Est-ce que c'est le cas?

M. ROGER PERRON :

R. Tout à fait, vous êtes à une décimale près.

Q. [277] Merci. Pouvez-vous me préciser la distance qui sépare la centrale du point de livraison?

R. Du point de livraison, écoutez...

Q. [278] Je parle du point de livraison en vertu du contrat qui lie le Distributeur à NLH, là, dans... pour la livraison d'énergie entre Menihek puis le réseau du Distributeur.

R. J'ai un petit peu de misère à circonscrire la question dans le contexte où le point de livraison est basé sur de l'achat d'énergie annuel, qui est mesurée, avec des modalités établies financièrement. Donc le point de livraison, la centrale de Menihek est située au Labrador, sur cinquante-deux kilomètres (52 km) de réseau, là, si on prend le réseau le plus éloigné, il y en a à peu près soixante-dix pour cent (70 %) du côté du

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Annie Gariépy
- 272 -

Labrador, le poste principal, qu'on appelle,
excusez l'expression en anglais, « the main sub »,
est du côté, est à peu près à soixante (60)... il
est à cinquante-deux kilomètres (52 km), exact.

Donc la mesure est basée sur de l'énergie
délivrée et consommée, uniquement. Peut-être
reprendre votre question différemment, j'ai de la
misère à la saisir.

Q. [279] Oui, je ne suis peut-être pas certaine de
vous comprendre, si on se fie au contrat, qui avait
été déposé dans le dossier R-3602-2006, à la pièce
HQD-1, document 1, je vous lis la définition de
« point de livraison », peut-être que ça va vous
aider. Il est écrit donc :

« point de livraison » signifie le
point où la ligne de transport entre
la centrale et la collectivité de
Schefferville traverse la frontière
entre les provinces de Terre-Neuve-et-
Labrador et de Québec. Ce point de
livraison est l'endroit où la
propriété de l'électricité est
transférée à Hydro-Québec.

Où est-il exactement situé, ce point de livraison-
là, du point de vue géographique?

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Annie Gariépy
- 273 -

R. Écoutez, c'est un point de livraison imaginaire, là, parce que, à partir de la centrale, il y a deux lignes, une de quarante-deux kilomètres (42 km) et l'autre de cinquante-deux kilomètres (52 km). Les deux s'en vont dans un poste de transformation où on réduit les niveaux de tension de soixante-neuf (69) kV à vingt-cinq (25) kV. Par la suite, il y a une ligne qui s'en va alimenter la communauté de Kawawachikamach, à peu près vingt-cinq kilomètres (25 km) plus loin.

La première ligne, on fait une conversion de soixante-neuf (69) kV à treize point huit (13,8) kV. Donc sur cinquante-deux kilomètres (52 km), la ligne la plus longue, il y en a environ une quarantaine du côté du Labrador, donc si je trace une ligne imaginaire de frontière, théoriquement, le point de livraison se trouve là mais l'énergie mesurée et facturée est fait à partir de la centrale.

15 h 59

Q. [280] D'accord. Peut-être que vous allez pouvoir m'expliquer un peu plus précisément. Moi, ce que j'aimerais savoir, c'est : est-ce que vous êtes en mesure de me préciser si les pertes de transport qui sont considérées par le Distributeur sont

celles à partir du point de livraison jusqu'au
poste de Schefferville de la centrale de Menihek?
Comment considérez-vous les pertes de transport?

R. Les pertes sont considérées à partir de la
centrale, donc c'est tout le réseau de transport,
les postes de transformation et le réseau de
distribution globale qui constituent les ventes au
total moins toutes les soustractions qu'on a
énumérées précédemment.

Q. [281] D'accord. Tout à l'heure, vous avez... je
crois que vous avez mentionné que, dans une
simulation de réseau pour Schefferville, le taux de
pertes serait... représenterait neuf point cinq
pour cent (9,5 %). Est-ce que c'est exact?

R. Oui, c'est exact.

Q. [282] Êtes-vous en mesure d'élaborer sur les
facteurs que le Distributeur a identifiés pour
expliquer l'écart important entre la simulation et
le taux d'écart... le taux de pertes réaliste là,
réel?

R. Fondamentalement, je reviens à la méthodologie de
base. Lorsqu'on fait de la simulation de réseau, on
considère tous les équipements. Les manufacturiers
vont statuer sur le niveau de résistance de chacun
des équipements. On établit les pertes, on fait une

simulation. Ça nous donne un résultat de neuf point cinq (9,5 %) pour le réseau de Schefferville.

Lorsqu'on fait la méthode « estimée », je vous rappelle que c'est encore le produit, moins les ventes, moins les services auxiliaires liés à l'usage interne qui nous donnent des pertes, d'où ce niveau de pertes-là devient le numérateur sur le dénominateur qui est les ventes. C'est donc un estimé. Pour Schefferville, réseau de transport extrêmement désuet et vieillissant, donc ça date de quarante (40) années et plus, sans entretien à l'époque, pour toutes sortes de bons motifs là.

Les postes de transformation, ce sont de vieux équipements désuets qui n'ont pas la performance et le niveau d'impédance des équipements d'aujourd'hui. Donc, c'est clair qu'il y a un niveau de pertes là également.

Sur le réseau de distribution, c'est la même situation, réseau âgé avec des conditions d'isolation désuètes qui créent des pertes électriques. Et la variable importante, c'est probablement le mesurage.

Et je vous disais qu'à Matimekush, la communauté, deux cent cinquante (250) compteurs dont la communauté ne veut pas qu'on intervienne

pour en faire le remplacement. Donc, il peut y avoir une marge là et il peut y avoir une marge également dans la facturation. Peut-être un peu de subtilisation non décelée, non découverte. Quand vous faites la somme de ça, c'est ce qui explique la grande variabilité et l'imprécision du taux de pertes électriques.

Q. [283] D'accord. Je vous réfère à la pièce HQD-4, Document 4.1, page 3 qui se trouve à être les réponses du Distributeur au DDR du RNCREQ, à la demande ou à la question 6.1. Nous vous demandions :

Pour les réseaux Lac-Robertson et Schefferville, veuillez distinguer les pertes sur le réseau de transport et les pertes sur le réseau de distribution.

Le Distributeur nous a répondu que cette information n'était pas disponible.

Si les pertes sur le réseau de transport ne sont pas disponibles, pouvez-vous préciser comment se fait l'évaluation de la quantité d'énergie achetée selon le contrat?

R. On ne peut isoler, avec la méthode d'estimation actuelle, les pertes en transport et en

distribution. Je vous rappelle qu'on mesure la production à partir de la centrale. On mesure les ventes qui sont facturées et c'est encore la même mathématique de tout à l'heure. Donc, les pertes tiennent compte de l'ensemble des réseaux complets. Les ventes sont mesurées à partir de la centrale et l'énergie consommée globalement. Donc, c'est comme ça que la facturation est faite. Et là on applique des modalités de l'entente qu'on a avec Nalcor.

Je ne sais pas si ça a répondu à votre question. J'ai eu un petit peu de difficulté à la cerner.

Q. [284] Ça convient. Pouvez-vous m'indiquer comment les pertes sont prises en compte dans l'évaluation des besoins du Distributeur pour le réseau de Schefferville? Si vous n'êtes pas en mesure de discriminer les deux.

M. STÉPHANE VERRET :

R. Cette information-là, c'est davantage les gens de la prévision de la demande qui traitent cette information-là. Alors là, c'était le panel numéro 1.

Q. [285] D'accord. On en aura échappé une. Je vous réfère maintenant au mémoire du RNCREQ, à la page 44, où le RNCREQ a évalué que le taux de pertes en

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Annie Gariépy
- 278 -

énergie serait d'environ un virgule six pour cent (1,6 %) sur le réseau de transport en supposant l'utilisation d'une seule des deux lignes et en supposant une demande de pointe de dix mégawatts (10 MW). C'est à la preuve, page 44.

Le RNCREQ a de plus considéré les pertes sur toute la longueur de la ligne et non pas à partir du point de livraison. Vous avez précisé là tout à l'heure qu'est-ce que vous considérez comme étant le point de livraison, mais - comme les pertes totales moyennes, juste les pertes électriques, sont de vingt-trois virgule sept pour cent (23,7 %), comme on l'a mentionné plus tôt, il en résulte que les pertes sur le réseau de Distribution seraient de plus de vingt-deux virgule un pour cent (22,1 %).

Pouvez-vous fournir une explication pour justifier le niveau élevé des pertes, outre ce que vous m'avez expliqué, mais précisément sur le réseau de distribution?

Mme MARIE-FRANCE ROUSSY :

R. Premièrement, le calcul des pertes du RNCREQ considère la ligne. Toutefois, il ne faut pas oublier qu'à la centrale de Menihek on a un poste avec des transformateurs. On a, comme Roger l'a

dit, trois autres postes avec des transformateurs.
Donc, au niveau transport, les pertes sont beaucoup plus élevées. Il y a une partie importante des pertes qui vient des transformateurs, soit les... les pertes en charge et les pertes à vide également.

Donc, le taux du RNCREQ devrait être beaucoup plus élevé que ça pour les pertes de transport, c'est certain.

Q. [286] Avez-vous un taux à me suggérer alors?

R. Bien, ce que j'ai comme... ce que Roger a dit tantôt, on a évalué pour... on a fait évaluer, suite aux demandes de renseignements, j'ai demandé à un de nos ingénieurs chez nous d'évaluer techniquement les pertes, puis il est arrivé à un taux de neuf point cinq pour cent (9,5 %), incluant le transport et la distribution. Bien entendu, ce taux-là inclut les lignes de distribution, mais n'inclut pas les transformateurs de distribution comme tels sur le réseau.

16 h 06

Q. [287] D'accord. Je vous réfère maintenant au document HQD-2, Document 2, à la page 68 qui est le tableau, le tableau de la prévision deux mille dix, deux mille vingt (2010-2020). Selon la prévision

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Annie Gariépy
- 280 -

présentée en deux mille vingt (2020), la production est de cinquante-quatre virgule un gigawattheures (54,1 GWh) et les ventes de quarante-quatre virgule huit gigawattheures (44,8 GWh) soit un taux de pertes totales de vingt virgule huit pour cent (20,8 %).

Pouvez-vous m'expliquer que le taux de pertes demeure aussi important jusqu'en deux mille vingt (2020)?

R. Encore là cela dépend de la méthodologie des gens de prévision de la demande. C'est prévision de la demande qui font la prévision des pertes sur. C'est dommage.

Q. [288] Parce que je suis désolée, ils m'ont référé à vous quand j'ai posé la question.

R. Ah oui, o.k. Parce que la prévision c'est eux. De toute façon je pense que dans ces pertes-là, là je m'avance pour la prévision de la demande, les modifications au réseau mettons si on a des modifications à faire au réseau je ne pense pas que les différences de pertes qu'on peut gagner sont inscrites dans cette, cette prévision de pertes là.

Q. [289] O.K. Pour vous permettre de préciser, est-ce que si je vous réfère au document HQD-2, Document 1, à la page 42, le Distributeur fait état des

stratégies retenues pour combler les problèmes de désuétude du réseau de Schefferville, où on mentionne que le projet de reconstruction est à l'étape de l'avant-projet.

Pouvez-vous me dire si cette reconstruction a un impact sur le taux de pertes?

R. Il est certain que l'avant-projet est en cours, les résultats devraient sortir d'ici l'automne. Il est certain que comme Roger l'a dit tantôt, le choix du scénario sera celui qui sera le plus économique, pas seulement au niveau des pertes, mais aussi au niveau global de l'investissement et qui sera environnementalement acceptable et aussi par les communautés.

Donc c'est sûr que dans nos analyses économiques les pertes sont considérées entre différents scénarios techniques.

Q. [290] D'accord. Avez-vous, là je comprends que l'avant-projet, l'avant-projet n'est pas sorti, le rapport, mais est-ce que vous avez un horizon pour la reconstruction?

R. L'horizon, la date visée pour la reconstruction c'était d'ici deux mille... juste valider avec Roger, deux mille quinze (2015) c'est ça que j'avais en tête, deux mille quinze (2015).

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Annie Gariépy
- 282 -

Q. [291] O.K. D'accord.

M. ROGER PERRON :

R. Peut-être juste un complément d'information là.

Dans l'évaluation des différents scénarios, je vous mentionnais que c'était un réseau à soixante-neuf (69) kV avec deux lignes qui sont complètement désuètes auxquelles on a fait quelques rafistolages sur une ligne pour la rendre plus robuste que l'autre en attendant les investissements.

On a trois niveaux de tension actuellement dans la communauté de Schefferville. On vous parlait de quatre kV, on vous parlait treize point huit (13,8) kV, de vingt-cinq (25) kV. Donc dans les différents scénarios on tiendra compte d'avoir un scénario un peu plus uniforme.

Et fondamentalement les nouveaux équipements sont plus performants au niveau des pertes, donc un peu moins de pertes sur l'isolation, etc., etc., des transformateurs nouvelle génération, des impédances plus faibles qui améliorent le niveau de pertes électriques. Donc tout ça est tenue en compte dans les différents scénarios qu'on évalue actuellement et qui seront soumis au moment opportun à la Régie de l'énergie pour approbation.

Q. [292] Est-ce que je dois comprendre de votre réponse et des précisions que vous avez apportées que le Distributeur prévoit que la reconstruction ou la réfection améliorera sa performance au niveau des pertes électriques sur le réseau de Schefferville?

R. De toute évidence, on devrait l'évaluer, mais des nouveaux équipements neufs, de la nouvelle isolation, de nouveaux transformateurs avec des spécifications plus performantes amènent inévitablement un gain.

Q. [293] Merci. Maintenant je vous amène au réseau du Lac-Robertson, le niveau de pertes est aussi particulièrement élevé soit quatorze virgule cinq pour cent (14,5 %). Je vous réfère au mémoire du RNCREQ à la page 46.

Le RNCREQ a fait le même exercice que pour le réseau de Schefferville, il est arrivé à un taux de pertes pour le réseau de transport de deux virgule sept pour cent (2,7 %). Est-ce que vous avez vérifié les calculs du RNCREQ?

Mme MARIE-FRANCE ROUSSY :

R. Bien la même remarque s'applique, ce n'est pas seulement les lignes, c'est les transformateurs aussi qu'il faut intégrer. Par contre, pour le

réseau du Lac-Robertson, on ne l'a fait revalider parce que c'est, on n'a pas d'investissement prévu sur le réseau du Lac. Donc le réseau n'était pas monté, c'était plus facile de faire une simulation pour Schefferville. Donc on n'a pas fait une simulation technique pour le Lac-Robertson.

Q. [294] D'accord. Auriez-vous une explication plus précise pour justifier le niveau élevé des pertes électriques sur le réseau de Lac-Robertson?

R. Bien je pense que c'est avec le réseau de Schefferville qui nous donne comme techniquement comme à peu près dix pour cent (10 %) de pertes. Le réseau du Lac on a quand même trois postes, le réseau est assez long, donc ça peut, juste comme ça là, ça peut sembler correct un taux de quatorze pour cent (14 %), mais comme je vous dis on ne l'a pas simulé.

Q. [295] D'accord. Maintenant je vous réfère toujours au mémoire du RNCREQ, à la page 40, le tableau 10 qui est le taux de consommation des services auxiliaires calculé sur la somme des ventes et de l'usage interne. Pouvez-vous me fournir des explications pour justifier les écarts importants observés pour la consommation des services auxiliaires particulièrement à Cap-aux-Meules et

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Annie Gariépy
- 285 -

Umiujaq?

R. Je vais commencer par celle-là, je n'ai pas de réponse. Umiujaq je n'ai pas vraiment de réponse sur celle-là, je ne sais pas pourquoi c'est...

Q. [296] Pour Cap-aux-Meules?

R. Pour Cap-aux-Meules, ça ça s'explique très bien, parce qu'à Cap-aux-Meules on a une centrale beaucoup plus imposante et beaucoup plus, avec des bureaux, entre autres les bureaux administratifs sont tous à même la centrale. Donc c'est compté dans les services auxiliaires, je parlais, je parlais tantôt du bureau de service à la clientèle qui n'est pas très loin, mais qui est quand même compté dans les services auxiliaires de la centrale.

16 h 13

Toute la ventilation des groupes, la ventilation des baies moteurs. C'est un bâtiment industriel. On a tout un système assez complexe de pompes à l'huile, de pompes au carburant. On utilise du carburant lourd, donc a tout un système de traitement de ce carburant-là avec des centrifugeuses et tout. Donc, c'est assez important comme services auxiliaires.

Q. [297] D'accord. Toujours avec le tableau 10, on

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Annie Gariépy
- 286 -

montre une valeur pour la consommation pour les services auxiliaires de cinq virgule six pour cent (5,6 %) sur le réseau de Shefferville. Pouvez-vous me préciser si le contrat avec NLH spécifie que la consommation des services auxiliaires est à la charge du Distributeur?

M. ROGER PERRON :

R. On devra vérifier, on n'est pas certain. C'est un détail qui m'échappe.

Q. [298] Donc, on pourra prendre un engagement.

R. On peut prendre un engagement.

Q. [299] Qui serait préciser si le contrat NLH spécifie que la consommation des services auxiliaires est à la charge du Distributeur.
Engagement numéro 15.

E-15 (HQD) : Préciser si le contrat NLH spécifie
que la consommation des services
auxiliaires est à la charge du
Distributeur (demandé par RNCREQ)

Donc, toujours concernant le Lac Robertson, la prévision de la demande à la pièce HQD-2, Document 2, page 62, ne nous permet pas de discriminer une information que le RNCREQ a retrouvée sur le site

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Annie Gariépy
- 287 -

Internet du Canadian off Grid Utilities Association dont Hydro-Québec est membre. J'ai ici une page du site Internet que je vais déposer pour vous permettre de le consulter.

C-19 : (RNCREQ) Page du site Internet du Canadian off Grid Utilities Association

Donc, ce que je vous ai transmis c'est chaque membre du COGUA a de l'information sur son réseau et le Terre-Neuve-Labrador à l'avant-dernier paragraphe de la deuxième page inscrit :

Two of the isolated plants have secondary energy supplies. At L'Anse au Loup, in southern Labrador, secondary energy to a maximum of...

Une quantité de mégawatts qui est non précisée.

... is purchased from Hydro-Québec from the Lac Robertson system. This secondary supplies satisfies the current load requirements, and the L'Anse au Loup plant is only required in occasional circumstances.

Pouvez-vous me préciser si, effectivement, Hydro-Québec vend de l'électricité via le réseau du Lac

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Annie Gariépy
- 288 -

Robertson?

Mme MARIE-FRANCE ROUSSY :

R. Oui, effectivement.

Q. [300] Pouvez-vous me préciser les modalités de la
vente, contrat capacité énergie?

R. On a un contrat d'énergie où on vend de l'énergie.

Me ÉRIC FRASER :

Là on est dans le plan d'approvisionnement, on
déborde. J'ai laissé passer un engagement tantôt
parce qu'on veut être bon joueur puis on veut que
ça avance. Mais nos activités de vente débordent
complètement des approvisionnements puis des
besoins de la charge québécoise, donc je m'objecte.

LE PRÉSIDENT :

Vous pouvez passez à une autre question, s'il vous
plaît, Maître Gariépy.

Me ANNIE GARIÉPY :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

Donc, est-ce que vous avez coté le document?

Me ANNIE GARIÉPY :

Il n'a pas été coté encore.

LE PRÉSIDENT :

Est-ce que c'est nécessaire de le coter?

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Annie Gariépy
- 289 -

Me ANNIE GARIÉPY :

Bien, écoutez, le témoin a répondu à certaines questions.

LE PRÉSIDENT :

O.K. On va le coter comme ça, Maître Gariépy.

Me ANNIE GARIÉPY :

C-RNCREQ-19 je crois. D'accord.

Q. [301] Donc, je vous réfère maintenant à la pièce B-4. Un instant s'il vous plaît. Pardon, à la pièce HQD-4, Document 6.1, question 8.

LE PRÉSIDENT :

Maître Gariépy, est-ce que vous en avez encore pour longtemps?

Me ANNIE GARIÉPY :

Non. Il me reste une question.

LE PRÉSIDENT :

Merci.

Me ANNIE GARIÉPY :

Q. [302] Donc, nous vous demandions :

Veuillez indiquer quel serait le coût
du carburant si l'étude de rentabilité
était mise à jour.

On parlait de l'étude de rentabilité du réseau

Akulivik si je ne m'abuse. Non.

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Annie Gariépy
- 290 -

M. STÉPHANE VERRET :

R. Le préambule de votre question fait référence à un rapport sur le gel pour les réseaux du Nunavik.

Q. [303] Exactement.

R. Et des îles?

Q. [304] Exactement.

R. Une étude, un rapport de deux mille huit (2008)?

Q. [305] Oui, c'est ça. Et on vous demandait quel serait le coût du carburant si l'étude de rentabilité avait été mise à jour aujourd'hui. On nous répondait que :

Le Distributeur ne dispose pas de
cette information.

Dans le dossier R-3658, qui est la demande pour la nouvelle centrale thermique d'Akulivik, le Distributeur a fait une prévision d'une hausse du coût du carburant entre deux mille seize (2016) et deux mille trente (2030) de l'ordre d'un virgule quarante-six dollar (1,46 \$) du litre en deux mille seize (2016) et de deux virgule cinquante-sept dollars (2,57 \$) dollars du litre en deux mille trente (2030).

16 h 20

J'ai une pièce qui exprime cette information du Distributeur dans le dossier.

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Annie Gariépy
- 291 -

Pouvez-vous confirmer que la projection qui a été faite entre deux mille seize (2016) et deux mille trente (2030) de la hausse des prix du carburant par le Distributeur pour Akulivik pourrait également s'appliquer à l'ensemble des réseaux autonomes du Nunavik? Vous pouvez trouver la référence à la ligne 12 et 13.

Mme MARIE-FRANCE ROUSSY :

R. Oui, probablement que cette prévision-là qui était à ce moment-là en vigueur pourrait être appliquée dans les autres réseaux du Nunavik, mis à part peut-être trois réseaux anciennement qui étaient fournis par Shell : Quaqtaq, Kangiqsualujjuaq et Kuujjuaq.

Q. [306] Pouvez-vous répéter, je ne vous ai pas entendue?

R. Excusez-moi. Excusez-moi j'ai mal à la gorge un peu, ça fait que j'ai une voix rauque pas vraiment. Oui, cette prévision pourrait être appliquée dans les autres réseaux du Nunavik, mis à part Quaqtaq, Kuujjuaq et Kangiqsualujjuaq.

Q. [307] Pour quelle raison?

R. C'est ça c'était anciennement, ces villages-là étaient anciennement fournis par Shell et ils ont été repris par la FCNQ mais on n'a pas le même coût

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Annie Gariépy
- 292 -

de carburant pour ces trois villages-là que les
autres.

Q. [308] D'accord, ça complète. Je vous remercie. Oui,
je vais produire le document sous la cote
C-RNCREQ-20.

C-20 : (RNCREQ) Document HQD-1, Doc 1 page 19 de
la demande R-3756-2011

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Gariépy. La Régie va prendre une
pause d'une dizaine de minutes avant de poursuivre
avec maître Cadrin. Merci.

SUSPENSION DE L'AUDIENCE

16 h 30

REPRISE

Me ÉRIC FRASER :

Si vous me permettez, Monsieur le Président. On a
réponse à l'engagement 15 que les témoins viennent
de prendre. Donc, je vais leur demander tout de
suite de le donner. Comme ça, ce sera fait, soit
madame Roussy ou monsieur Perron.

Mme MARIE-FRANCE ROUSSY :

R. C'est ça. La réponse, c'est que les services
auxiliaires, on ne paie pas pour les services

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
Me Annie Gariépy
- 293 -

auxiliaires de la centrale de Menihek. Ce n'est pas... On ne paie pas pour ces services auxiliaires-là.

LE PRÉSIDENT :

Merci. Maître Cadrin.

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me STEVE CADRIN :

Steve Cadrin pour l'Union des municipalités du Québec. Bonjour à la Régie. Bonjour également aux panellistes.

Q. [309] Peu de questions. Première question relativement au Plan Nord. Et la question un peu plus générique que je dirais, évidemment, le Plan Nord, ce n'est pas quelque chose qu'on a depuis longtemps. Mais ce que j'en comprends ou ce que j'en déduis avec les mini réseaux autonomes, ce genre d'annonce qui a été faite également par votre président, Thierry Vandal, est-ce qu'on voit là un impact positif au niveau du Plan tel que déposé actuellement? Donc, on prévoit un certain nombre de puissance installée, des choses à faire. Mais est-ce qu'il y a un impact positif cette annonce du Plan Nord?

M. ROGER PERRON :

R. Je vous dirais, dans l'état actuel du Plan Nord de ce qui a été annoncé, je ne peux pas me prononcer.

Ce qui est clair pour nous, réseaux autonomes, c'est qu'on soit toujours en régie pour voir les développements futurs et voir comment ça peut influencer notre plan d'investissement global.

Q. [310] D'accord. Sur un autre registre. Selon le Plan tel que déposé actuellement, on voit que certaines... bien, il y a plusieurs puissances qui vont être augmentées, notamment dans le réseau Nunavik, pour prendre spécifiquement. Je pense que c'est douze (12) sur quatorze (14) où il y aura des investissements qui seront faits dans l'horizon du Plan. On est d'accord sur ce point-là, tout d'abord? Si je fais erreur, corrigez-moi.

Mme MARIE-FRANCE ROUSSY :

R. Probablement. Je n'ai pas compté vraiment combien, mais il y a beaucoup de centrales où on a besoin des augmentations de puissance, oui.

Q. [311] Je faisais état spécialement au Nunavik, plus particulièrement Nunavik et là...

M. STÉPHANE VERRET :

R. Juste pour faciliter la discussion. Est-ce qu'il y a peut-être une pièce à laquelle vous pouvez référer? Avez-vous une référence précise?

Q. [312] Si vous me permettez deux secondes, je viens d'avoir un écran bleu sur mon ordinateur, ce qui

n'est jamais une bonne nouvelle. Je vous reviens.
Bougez pas! Sur le iPhone. On va y arriver. En fait, c'est HQD-2, Document 2, Annexe 7. Et on va parler plus spécifiquement des pages 46 à 60. Je vous suggère que ce sera des puissances qui seraient installées qui augmenteraient sur l'horizon du Plan. Et, là, c'est là où je fais la référence plus spécifiquement à peu près toutes les centrales sauf Kuujjuaq et Quaqtaq. Est-ce que ça va pour mon affirmation?

M. ROGER PERRON :

R. Ça va.

Q. [313] Si on prend un exemple tout simple comme la centrale de Salluit. Et, ça, vous avez le tableau 2.12 à la page 58. On voit un besoin d'augmentation de puissance en deux mille seize (2016). Même chose pour la centrale Ivujivik en deux mille dix-neuf (2019). Et, ça, c'est la page 50. De l'autre côté, on va faire un petit exercice pour vérifier les distances séparant les deux villages en question, notamment, les deux centrales dans le fond. Alors, on voit que c'est des centrales qui sont situées à quatre-vingt-treize (93) kilomètres l'une de l'autre. Est-ce que vous avez étudié la possibilité au lieu de se rééquiper, les deux centrales,

d'augmenter l'équipement sur les deux centrales, de les relier par la construction d'une ligne entre elles et d'en suréquiper qu'une?

Mme MARIE-FRANCE ROUSSY :

R. Non, cette alternative n'a pas été regardée.

Q. [314] Est-ce que ce genre d'analyse économique-là, c'est des choses que vous prévoyez faire d'ici peu ou disons avec le Plan Nord, est-ce que ça change quelque chose? Il y a peu de distance qui sépare les deux endroits, quatre-vingt-treize (93) kilomètres. Il n'y a aucune analyse économique qui est faite à ce niveau-là?

R. C'est sûr que quand on va analyser vraiment... En quelle année, deux mille seize (2016) et deux mille dix-sept (2017), ou quelque chose comme ça?

Q. [315] Si je ne me trompe pas, c'est deux mille seize (2016) et deux mille dix-neuf (2019), pour être exact.

R. Lors des augmentations de puissance, c'est certain que tous les scénarios sont envisagés.

Présentement, on ne l'a pas encore envisagé. Puis premièrement, le Plan Nord, on ne sait même pas c'est quoi l'impact encore. On va attendre de voir vraiment si les villages vont vraiment grossir, parce qu'ils parlent aussi de mine Raglan près de

Salluit qui pourrait avoir un impact majeur. Donc, on ne sait pas présentement.

Q. [316] Mais si j'écarte le Plan Nord, je comprends que, de toute façon, c'est un scénario que vous allez étudier lors de la demande pour l'investissement à être fait à titre d'exemple, dans ce cas-là, ce sera sur Salluit qui vient en premier, je pense, en deux mille seize (2016)? Vous allez regarder s'il n'y a pas possibilité, à titre d'exemple, de joindre Salluit avec Ivujivik?

R. Ça m'étonnerait qu'on pourrait... Il faut vraiment faire, il faut vraiment suréquiper. Ça m'étonnerait que ce soit un scénario réellement économique. On a une ligne à construire, oui. Mais on a à suréquiper l'autre, donc construire beaucoup, agrandir l'autre. Ce qui est des investissements importants. Tandis que dans ces deux scénarios-là, pour augmenter la puissance, on a simplement à changer les moteurs. On enlève un moteur, on en met un autre. Puis c'est grossi la capacité.

Tandis que si on devait en grossir une pour éliminer l'autre, donc c'est des investissements majeurs à faire pour alimenter l'autre centrale. Donc, ça peut être regardé, mais le potentiel technico-économique n'est pas vraiment là. Ce n'est

pas comme si on raccordait sur un réseau principal où l'énergie, c'est l'hydraulique, ou quoi. Ça reste du diesel dans les deux cas.

Q. [317] Non, je comprends. Effectivement, c'était de voir... On a choisi deux endroits relativement, on s'entend, près. On s'entend aussi qu'on est à l'extrême nord du Québec. Rien n'est moins près qu'à cet endroit-là. Mais je comprends donc que ce que vous me dites, c'est que, un peu intuitivement, vous dites, bien, c'est assez évident qu'on n'y arrivera pas parce que les coûts seraient tellement supérieurs à ce moment-là?

16 h 38

M. ROGER PERRON :

R. Peut-être juste un complément d'information. Dans l'éventualité où certains sites ou développements miniers auront des centrales qui permettront de subvenir à leurs besoins en énergie bien, c'est sûr que s'il y a un besoin d'augmentation à proximité du réseau, du parc de production qui serait élaboré, à ce moment-là on en tiendra compte dans les différents scénarios d'analyse avant de penser à l'augmentation de puissance. Donc, on prend toute la gamme des scénarios potentiels en fonction de l'environnement à ce moment-là puis on essaie

d'intégrer ces choix-là dans nos choix de décisions. Bâtir un réseau de ce type-là dans les conditions climatiques du Nord c'est assez laborieux et très coûteux. Donc, il n'y a pas à ce stade-ci d'avantages économiques importants à le faire.

Q. [318] Je vous remercie. Ça complète mes questions.

Merci beaucoup, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Cadrin. Maître Paquet pour le GRAME.

Bonjour.

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me GENEVIÈVE PAQUET :

Alors rebonjour, Monsieur le Président et Messieurs les Régisseurs.

Q. [319] Bonjour aux Membres du panel. Geneviève Paquet pour le GRAME. Donc, ma première question porte sur un tableau qui a été présenté à la pièce HQD-2, Document 2 à la page 39. Il s'agit du tableau A-6.1 intitulé « Tarification et programme d'utilisation efficace de l'énergie » en vigueur au premier (1er) septembre deux mille dix (2010).

Donc, la note de bas de page 1 du tableau indique :

La compensation pour le prix du mazout
varie en fonction des tarifs
d'électricité.

Donc, est-ce que vous pourriez me confirmer que la compensation pour le prix du mazout varie effectivement en fonction des tarifs d'électricité, soit que la note de bas de page est exact?

Mme MICHÈLE LABRECQUE :

R. Oui, elle est exacte, varie en fonction des tarifs d'électricité du réseau intégré.

Q. [320] Donc, est-ce que c'est le tarif du réseau intégré qui est applicable dans tous les réseaux autonomes?

R. En fait je pense que je savais c'était quoi votre question c'est pour ça que j'y ai répondu. Oui, c'est les tarifs du réseau intégré qui servent de base au calcul du PEEÉ en réseau autonome.

Q. [321] Donc, pouvez-vous me confirmer qu'au Nunavik le Distributeur utilise également le tarif du réseau intégré dans sa méthode de calcul pour la compensation?

R. Je vous le confirme.

Q. [322] Merci. Maintenant quelques questions concernant le projet de lecture à distance. Au niveau des réseaux autonomes quelles sont les intentions du Distributeur par rapport à ce projet?

M. STÉPHANE VERRET :

R. J'y vais un petit peu de mémoire. Alors, dans un

premier temps les compteurs de nouvelle génération seraient déployés à l'ensemble du Québec et, dans un deuxième temps, seraient regardés au niveau des réseaux autonomes. Mais je vous dirais que, dans un premier temps, au niveau de la séquence de déploiement c'est davantage là où il y a une masse critique pour le déploiement de ces compteurs-là.

Mais j'ai fait référence à quelques reprises au niveau du dossier qui sera déposé à la Régie de l'énergie éventuellement pour l'autorisation du projet. Et bien entendu, un portrait global sera présenté à la Régie à cet effet-là.

Q. [323] Mais si on considère le fait qu'il y a certains cas de réseaux autonomes qui nécessitent un ajout de puissance pour les besoins de la pointe, donc est-ce que le Distributeur ne devrait pas peut-être prioriser l'intégration de mesures de gestion par rapport au projet lecture à distance? Je comprends qu'il y a deux séquences, mais ce ne serait peut-être pas plus avantageux pour le Distributeur de commencer à intégrer ce projet-là, en fait les compteurs eux-mêmes en réseaux autonomes?

R. Écoutez, je pense qu'il y en a un enjeu au niveau

technologique. Lorsqu'on parle du déploiement des compteurs de la nouvelle génération, il y a toute une infrastructure technologique qui vient avec ça qui doit permettre le développement, l'exploitation de ces compteurs-là. Alors, ce qui est envisagé dans un premier temps c'est de le déployer au niveau du réseau principal pour pouvoir faire fonctionner correctement cette technologie-là.

Maintenant pour ce qui est des réseaux autonomes avec les problématiques de pointe dont vous faites état, il ne faut pas oublier qu'il y a déjà plusieurs mesures. On fait déjà mention dans le plan d'approvisionnement de l'impact qu'ont les programmes commerciaux au niveau de la pointe. Je pense qu'il y a des tableaux qui montrent l'effacement que l'on obtient via les programmes commerciaux qui sont déjà en déploiement. Donc, on est déjà très actif à ce niveau-là. Il y a déjà plusieurs mesures qui sont mises en place et qui ont permis de réduire la consommation à la pointe de façon importante lorsqu'on consulte les différents tableaux.

Q. [324] Puis à partir du moment où le projet, dans l'éventualité où il est accepté par la Régie, à partir du moment où il pourra être développé en

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Contre-interrogatoire
- 303 - Me Geneviève Paquet

réseaux autonomes, est-ce que vous avez une idée du moment où par rapport à ce dossier-ci en lien avec le plan d'approvisionnement à quel moment le Distributeur pourra commencer à intégrer des mesures de gestion de la consommation en lien avec le programme, est-ce que vous savez?

R. Non, je ne le sais pas.

Q. [325] D'accord. Donc, ça complète pour mes questions. Je vous remercie.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Paquet. Maître Fortin.

16 h 44

INTERROGÉS PAR Me PIERRE R. FORTIN :

Q. [326] Merci, Monsieur le Président. Alors, bonjour, Mesdames. Bonjour, Messieurs. J'aimerais, dans un premier temps, vous référer à la pièce HQD-2, Document 1, aux pages 30 et suivantes, concernant le Plan d'approvisionnement pour les îles-de-la-Madeleine, à la section 6.1.

Je vais vous résumer ce que nous comprenons des différentes... des diverses mesures qui sont envisagées pour desservir les îles-de-la-Madeleine à l'horizon du Plan.

Dans un premier temps, vous faites référence à un ajout de capacité de la centrale de

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Interrogatoire
- 304 - Me Pierre R. Fortin

Cap-aux-Meules, après deux mille treize (2013).

Vous indiquez... vous faites référence également à un projet éolien dans le cadre d'un JED.

Il y avait une référence à un éventuel projet de récupération de chaleur avec un client dès deux mille onze (2011), mais monsieur Perron a indiqué ou madame... monsieur Perron ou madame Roussy a indiqué que les négociations étaient terminées et qu'il fallait éliminer cette possibilité-là pour le moment.

On fait également référence aux renouvellements des groupes diesels à l'horizon deux mille vingt-trois, deux mille vingt-huit (2023-2028). Et enfin, on fait référence au raccordement des îles au Continent à l'horizon deux mille vingt (2020).

Par ailleurs, le Distributeur indique que - et c'est à la page 33 - que le démantèlement, à plus long terme, lorsque, en marge du :

[...] raccordement des îles-de-la-Madeleine au réseau intégré et le démantèlement des centrales thermiques est une option envisageable.

Est-ce qu'il vous est possible de nous indiquer, d'une façon sommaire, quelle est la séquence de

l'implantation de ces diverses mesures que le Distributeur envisage? Et je vous indique tout de suite, nous avons un certain questionnement, certaines préoccupations quant au chevauchement de certaines mesures, quant à la nécessité de certaines mesures si d'autres étaient implantées. Alors, on veut voir l'intégration de ces diverses mesures-là. Comment le Distributeur les perçoit-il et envisage-t-il les faire?

M. ROGER PERRON :

R. D'abord, dans un premier temps, il faut préciser que, avec les exercices de balisage à réseau autonome que nous avons faits, la centrale des îles-de-la-Madeleine a une soeur pas tout à fait jumelle, mais similaire au niveau des groupes qu'on utilise. C'est une centrale qui est située au Portugal qui est la centrale de Madère.

Donc, l'année passée... il y a deux ans, c'est-à-dire, on a fait un petit balisage avec eux là, contact-à-contact où on a passé du temps pour voir quels étaient les gestes qu'ils réalisent puisque leurs groupes qui sont similaires aux nôtres ont des durées de fonctionnement supérieures aux nôtres. Donc, notre première réflexion, c'est de voir comment on peut allonger la durée de vie de

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Interrogatoire
- 306 - Me Pierre R. Fortin

nos groupes.

Deux situations ont été faites, la première, c'est de prendre un groupe à la centrale des îles et d'en faire un groupe témoin, hein! C'est-à-dire de le faire fonctionner au-delà, un peu plus que les autres pour être capable d'anticiper ce qui peut survenir.

En regardant ce qui a été fait à Madère et en regardant tout ce qu'on a fait, on a conclu que la durée de vie des groupes qui était initialement estimée à cent huit mille (108 000) heures de fonctionnement, la fin de vie utile des groupes, est repoussée à cent trente mille (130 000) heures. Donc, c'est pour ça qu'on entend parler de la fin de durée de vie utile de la centrale des îles. En deux mille vingt-trois (2023), il faut commencer à remplacer les groupes et c'est sur une période de cinq ans.

À la lumière de ça, comme tout scénario d'investissement, on compare tous les scénarios qui s'offrent à nous. Et l'objectif est de s'assurer que les îles auront une alimentation fiable, équivalente ou supérieure. Un des scénarios, c'est le raccordement par Percé, un autre, c'est le maintien de la centrale actuelle, mais avec de

nouvelles installations modernes. Le troisième avait été, on reste en vigie, tout dépendamment de la ressource, elle est disponible ou pas. C'est une centrale au gaz, donc on reste en vigie là-dessus.

Donc, tout ça nous amène au cours de l'année deux mille treize (2013), à probablement prendre une décision sur le scénario d'alimentation qui sera le plus probable. Donc, de deux mille treize (2013) à deux mille vingt-trois (2023), ça nous donne suffisamment de temps, lorsque la décision sera prise, pour enclencher toutes les démarches administratives et techniques en vue de la construction du choix d'alimentation qui sera fait.

L'augmentation de puissance projette cinq mégawatts (5 MW), a deux utilités distinctes, donc la première, c'est d'être capable d'absorber la croissance de la demande actuellement, mais également avec l'intégration d'un projet de couplage éolien diesel à la hauteur de cinq mégawatts (5 MW). Et je rappelle que ce type de projet-là n'existe pas ailleurs, donc ce sera une première à la hauteur d'un projet comme ça. La centrale a quand même soixante-sept mégawatts (67 MW) de puissance installés; cinq mégawatts

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Interrogatoire
- 308 - Me Pierre R. Fortin

(5 MW) d'intégration c'est un défi technique important.

Pour intégrer un cinq mégawatts (5 MW), inévitablement ça prend un petit groupe pour avoir de la flexibilité et d'être capable de ramasser les périodes inter-charges puisque les six groupes sont similaires, ils ont une puissance de onze point deux mégawatts (11,2 MW). Donc, lorsqu'on tombe entre deux groupes, en termes de gamme de puissance, le petit groupe va nous aider à intégrer l'éolien et, en même temps, augmenter la puissance. Donc, c'est un investissement qui sert à deux utilités importantes.

16 h 50

Donc ça c'est le premier volet en séquence. La seconde séquence bien c'est le déploiement d'un projet de couplage éolien-diesel. Donc qui est visé entre deux mille quinze (2015), deux mille dix-sept (2017) dans ce coin-là, toujours dépendamment des études d'intégration techniques qui sont en cours.

Et par la suite ça nous amène en deux mille treize (2013) à avoir la résultante de l'analyse préliminaire des choix d'alimentation de la centrale pour une décision je vous dirais aux alentours de fin deux mille treize (2013), début

deux mille quatorze (2014) qui nous laisse une plage de sept, huit, neuf ans pour être capable de mettre en place un projet, un scénario d'alimentation fiable. Donc voici la séquence qui s'inscrit.

Q. [327] Maintenant est-ce que vous avez une idée aussi des dates envisagées de certaines, il y a certaines mesures qui vont se faire indépendamment du fait qu'il y ait un raccordement éventuel des îles ou pas. Alors c'est ce qu'on veut situer aussi. Qu'est-ce que vous faites indépendamment du, d'un raccordement éventuel? Et qu'est-ce que vous ne ferez pas s'il y avait raccordement?

R. Ce qui est clair c'est qu'on va tout faire les gestes qui sont identifiés, raccordement ou pas. Le groupe de cinq mégawatts (5 MW), l'ajout est essentiel pour répondre à la croissance de la demande, essentiel à l'intégration d'un projet de couplage éolien-diesel.

Donc nonobstant l'alimentation par un câble ou pas, ces deux éléments-là sont essentiels pour répondre à nos besoins. Si le scénario sélectionné, je dis bien si, c'est l'alimentation par câble, bien l'énergie qui sera produite par les éoliennes sera intégrée au réseau et là ça laisse la place à

pouvoir avoir une croissance d'impact supplémentaire si besoin il y a. Donc les trois projets sont indissociables les uns de l'autre et essentiels, mis à part le raccordement.

Q. [328] O.K. Ça va pour cette question. Une question de précision cependant, je vais vous référer à la pièce B-26, HQD-4, Document 1.1, c'est à la page, aux pages 12 et 13. Alors c'était en réponse à la demande de renseignements numéro 2 de la Régie, à la question 32.5, la Régie vous demandait de :

[...] indiquer quels bâtiments ou institutions possédant des génératrices de secours aux Îles-de-la-Madeleine pourraient fournir une garantie de puissance sur appel ou télécommande du Distributeur.

Votre réponse c'est :

Le Distributeur n'a pas fait l'inventaire de ces groupes électrogènes de secours.

Et vous ajoutez :

Des groupes électrogènes qui ne seraient pas sous le contrôle direct du Distributeur et qui ne seraient pas installés dans la centrale ne

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Interrogatoire
- 311 - Me Pierre R. Fortin

pourraient pas être pris en compte
dans le calcul de la puissance
garantie.

Est-ce que vous pouvez expliquer pourquoi le besoin
de puissance additionnel aux Îles-de-la-Madeleine
doit absolument être installé dans la centrale pour
pouvoir être pris en compte dans le calcul de la
puissance garantie?

Mme MARIE-FRANCE ROUSSY :

R. La principale raison c'est en fait pour assurer la
sécurité d'approvisionnement.

Q. [329] Excusez, je ne vous entends pas, si vous
pouviez.

R. Excusez-moi, ma voix est vraiment basse.

Q. [330] Ce n'est pas seulement la voix, je vous
suggère il faut parler directement dans le micro,
s'il vous plaît.

R. O.K.

Q. [331] Merci.

R. O.K. Oui c'est ça c'est plus pour assurer la
sécurité d'approvisionnement, le Distributeur n'a
pas regardé comment pour un réseau comme aux Îles-
de-la-Madeleine de confier cette, cette puissance
garantie là à des, à des clients qui pourraient
fournir l'énergie.

Q. [332] Ça n'a pas été considéré, mais est-ce que ça pourrait l'être?

M. STÉPHANE VERRET :

R. Je peux peut-être vous fournir un élément de réponse par rapport à votre question.

Q. [333] Avec plaisir, Monsieur Verret?

R. Mais je ferais une distinction par rapport à, par rapport au réseau, au réseau intégré, on a parlé un peu plus tôt, pendant quelques jours, avec le panel numéro 2 concernant, concernant le bilan de puissance et une des, un des éléments qu'on retrouvait au niveau du bilan de puissance, je fais un parallèle avec l'électricité interruptible.

Alors au niveau de la puissance interruptible on voit que chez les clients, on fait appel à cette, à cette électricité interruptible là à l'avance, donc on sait les quantités sur lesquelles on peut miser avant l'hiver qui s'en vient, comme l'a expliqué monsieur, monsieur Zayat.

Il a également expliqué que si cette puissance-là n'était pas au rendez-vous, on avait des moyens alternatifs pour pouvoir compenser cette, cette puissance-là. Et il a mentionné entre autres la possibilité d'aller sur les marchés de court terme, dans la mesure où on ne réussissait

pas ou on n'avait pas le niveau de puissance interruptible qui était, qui était envisagé dès le départ.

Dans le cas des réseaux autonomes lorsqu'on parle de groupes électrogènes chez certains clients, je vous dirais que ça risque d'être un peu plus compliqué dans la mesure où cette clientèle-là ne serait pas au rendez-vous, ne serait pas disponible au niveau de, de sa contribution pour la pointe. Alors le parc est beaucoup moins diversifié. Les alternatives sont moins présentes que ce qu'on peut constater au niveau du réseau intégré.

16 h 57

Q. [334] Est-ce que vous avez considéré cependant, est-ce que le Distributeur a considéré cependant qu'il pourrait y avoir quand même des avantages à, au niveau de la fiabilité d'approvisionnement même si le parc n'est pas aussi étendu comme vous venez de le dire, si tous les moyens permettant la garantie de puissance n'étaient pas tous situés au même endroit, est-ce qu'il n'y a pas quand même un avantage qui puisse être considéré à ce niveau-là si vous avez diverses sources d'approvisionnement?

R. J'imagine, au niveau de la disposition

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Interrogatoire
- 314 - Me Pierre R. Fortin

géographique...

Q. [335] Oui.

R. ... ça pourrait être intéressant d'avoir un avantage. Mais je vous dirais que, au-delà de la dispersion géographique, il faut être capable de compter sur ce moyen-là au moment où est-ce que tu en as besoin.

M. ROGER PERRON :

R. Peut-être un complément de réponse. J'essaie de me rappeler de mes dernières visites aux Îles-de-la-Madeleine, là, les groupes électrogènes disponibles aux Îles-de-la-Madeleine sont assez limités au niveau des clients qui sont sur place. On peut penser entre autres au centre hospitalier, qui a une génératrice mais pour ses besoins spécifiques en situation d'urgence, et je présume que la puissance doit être relativement limitée.

Il y a une exploitation minière de sel aux Îles-de-la-Madeleine, qui est la mine Séleine qui a probablement de vieux groupes électrogènes puisqu'elle compte sur notre réseau de transport pour l'alimenter. Je sais que, à chaque fois qu'on a des interruptions planifiées pour réaliser de la maintenance sur nos installations qui alimentent cette mine-là qu'ils ont toujours de grandes

réserve parce que la fiabilité de leurs installations est assez particulière et ça ne leur permet pas de poursuivre leurs activités ou leurs exploitations.

Donc il n'y a pas eu de vigie ou de balisage pour savoir s'il y a des génératrices là mais rapidement, quand je regarde le niveau d'activités aux îles où il pourrait y avoir des génératrices potentielles intégrées en réseau, c'est à peu près les deux seules avenues que je vois. En excluant l'hôpital, il reste la mine, et la mine, je présume que les installations ne doivent pas être conformes et pas en mesure de répondre à la lumière des difficultés qu'on a à les interrompre à chaque fois qu'on fait de la maintenance sur nos installations.

Q. [336] Parfait, je vous remercie. Je vais maintenant vous référer à la pièce HQD-4, document 1.1, donc c'était la réponse à la demande de renseignements numéro 2 de la Régie mais en ce qui concerne les réseaux autonomes, donc à partir des questions, je crois que c'est 28... oui.

Simplement à titre introductif pour situer le questionnement que je vais, dont je vais vous faire part, d'abord, en réponse à la question 28.1,

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Interrogatoire
- 316 - Me Pierre R. Fortin

vous indiquez que le projet relatif à l'ajout de
capacité à la centrale d'Opitciwan est de :

... remplacer le groupe de 600 kW
existant par un groupe de 1880 kW.

En réponse à la question 28.2, où la Régie vous
demandait des informations concernant le projet de
production d'électricité à partir de biomasse
forestière, le Distributeur répond que :

Les discussions avec la communauté en
sont à leur tout début.

et que :

L'objectif commun est de remplacer
autant que possible la production
d'électricité actuelle par de la
production à partir de biomasse.

Maintenant, à la pièce HQD-2, document 2, à
l'annexe 7, page 66, révisée en date du dix-neuf
(19) janvier deux mille onze (2011), on voit que,
au tableau, donc c'est pour le projet Opitciwan, on
voit que le tableau A-7.5.1.A révisé pour la
prévision 2010-2020 montre un ajout de puissance
installée de un point vingt-huit mégawatt (1,28 MW)
entre deux mille dix (2010) et deux mille onze
(2011).

Alors je suis à la troisième ligne de la

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Interrogatoire
- 317 - Me Pierre R. Fortin

fin, « Puissance installée (en MW) », où, pour deux mille dix (2010), on indique quatre virgule quatre-vingt-dix mégawatts (4,90 MW) et, pour deux mille onze (2011), c'est six virgule dix-huit mégawatts (6,18 MW), d'où l'ajout dont je vous fais part de un point vingt-huit mégawatt (1,28 MW).

Cela a pour effet de faire passer la puissance garantie en deux mille onze (2011), donc la ligne suivante, à trois virgule quatre-vingt-sept mégawatts (3,87 MW). Maintenant, au même tableau, un petit peu plus haut, à la ligne « Pointe annuelle (en MW) », avec interventions commerciales, pour deux mille dix-neuf (2019), ce n'est qu'en deux mille dix-neuf (2019) que la pointe annuelle excédera la valeur de trois virgule quatre-vingt-sept mégawatts (3,87 MW) dont je viens de vous parler, c'est-à-dire qu'elle atteindra à ce moment-là trois virgule quatre-vingt-seize mégawatts (3,96 MW) en deux mille dix-neuf (2019).

Ma question est la suivante : pouvez-vous expliquer la nécessité d'ajouter autant de capacité que celle dont on a parlé un petit peu plus tôt, autant de capacité permanente dès maintenant, sans attendre les développements possibles du projet de biomasse?

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Interrogatoire
- 318 - Me Pierre R. Fortin

Mme MARIE-FRANCE ROUSSY :

R. Il est certain que la composition de la centrale
présentement, on a deux seize cents kilowatts (1600
kW), un six cents kilowatts (600 kW) puis un onze
cents kilowatts (1100 kW). En remplaçant le six
cents kilowatts (600 kW), c'est sûr qu'on ne le
remplacera pas par un plus petit que, beaucoup plus
petit que seize cents (1600), donc on n'ajouterait
pas beaucoup de puissance à la centrale.

Le but d'en rajouter autant, c'est qu'on a
une scierie à Obedjiwan puis la scierie demande
beaucoup, puis elle a beaucoup de variation. Donc
si on met un petit groupe sur, plus petit groupe
sur le réseau, il a de la misère à prendre les
fluctuations qui sont assez importantes là parce
que quand une bûche passe dans la scierie, ça
fait... les moteurs, ils ont pas mal de difficulté
à le prendre. Donc c'est pour ça qu'on avait décidé
de mettre un plus gros groupe à cette centrale-là
pour permettre de prendre les variations de la
scierie.

17 h 5

Q. [337] Et si je comprends bien... Est-ce que vous
vouliez ajouter quelque chose?

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Interrogatoire
- 319 - Me Pierre R. Fortin

M. ROGER PERRON :

R. Oui, peut-être un supplément de réponse également.

Q. [338] Allez-y!

R. Il faut comprendre que les discussions qu'on a avec la communauté d'Obedjiwan ont débuté après, après l'identification du projet pour l'augmentation en puissance. Donc, ça, c'est un intrant extrêmement important. Donc, le statut actuel des discussions en cours, elles ont débuté, les discussions, avec une firme d'ingénierie qui les accompagnait donc pendant une année. Ils ont tout dernièrement, il y a quelques mois, changé de firme. Et ils sont en train de revoir leur projet.

Donc, ça, c'est un intrant qu'on n'avait pas à ce moment-là. Je vous rappelle que l'ampleur du projet initial était d'environ un mégawatt, une centrale de biomasse. Donc, dans ce cas-ci, le groupe, ce qu'on a besoin, c'est un peu plus de flexibilité. Et lorsqu'on investit et que l'espace le permet, il faut comprendre que le coût marginal différentiel entre un groupe de douze cents (1200) ou dix-huit cents kilowatts (1800 kW) est relativement faible sur l'ampleur d'un projet. Donc, on préfère toujours avoir un peu plus de marge, un peu plus de flexibilité dans les

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Interrogatoire
- 320 - Me Pierre R. Fortin

compositions de groupe lorsqu'on fait des simulations de groupe.

Je vous disais tout à l'heure, la centrale des îles, six groupes de onze mégawatts (11 MW), si je la redesignais aujourd'hui, je n'aurais pas six groupes de onze mégawatts (11 MW), j'en aurais cinq, je me mettrais deux plus petits groupes pour avoir un peu plus de flexibilité lorsqu'on est dans une gamme d'exploitation intermédiaire entre deux groupes. Il faut comprendre qu'un moteur fonctionne bien quand il est bien utilisé.

Q. [339] Juste un moment s'il vous plaît.

Ça va. Je vous remercie, Mesdames, Messieurs. Je n'ai pas d'autres questions pour ce panel, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Donc, Maître Fraser, la Régie n'aura pas de questions pour le panel. Est-ce que vous avez des questions en réinterrogatoire?

Me ÉRIC FRASER :

Moi non plus. Je n'ai pas de questions en réinterrogatoire.

LE PRÉSIDENT :

Il me reste donc à remercier le panel pour votre visite à la Régie. Madame Roussy, Monsieur Perron,

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Interrogatoire
- 321 - Me Pierre R. Fortin

Madame Labrecque, Monsieur Verret, merci, et vous êtes libérés, peut-être... sous réserve. On comprend. On garde ça simple.

Me ÉRIC FRASER :

C'est bon.

LE PRÉSIDENT :

Sous réserve. Merci beaucoup.

Me ÉRIC FRASER :

Merci, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

On va donc ajourner l'audience à mardi matin prochain à neuf heures (9 h). Et demain, il va y avoir un calendrier... demain, il va y avoir un calendrier qui va être soumis par la Régie. Et peut-être mettre dans votre calendrier la possibilité d'utiliser vendredi matin le dix-sept (17). Merci.

AJOURNEMENT

R-3748-2010
7 juin 2011

PANEL 3 - HQD
Interrogatoire
- 322 - Me Pierre R. Fortin

Nous, soussignés, JEAN LAROSE et CLAUDE
MORIN, sténographes officiels dûment autorisés à
pratiquer avec la méthode sténotypie et sténomasque
certifions sous notre serment d'office que les
pages ci-dessus sont et contiennent la
transcription exacte et fidèle de la preuve en
cette cause, le tout conformément à la Loi;

Et nous avons signé :

JEAN LAROSE
Sténographe officiel

CLAUDE MORIN
Sténographe officiel