

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DEMANDE D'APPROBATION DE L'ENTENTE GLOBALE DE
MODULATION PAR HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

DOSSIER : R-3775-2011

RÉGISSEURS : Me MARC TURGEON, président
M. GILLES BOULIANNE
Me LISE DUQUETTE

AUDIENCE DU 30 NOVEMBRE 2011

VOLUME 2

JEAN LAROSE et ODETTE GAGNON
Sténographes officiels

COMPARUTIONS

Me PIERRE R. FORTIN
Me ALEXANDRE DE REPENTIGNY
procureurs de la Régie;

REQUÉRANTE :

Me ÉRIC FRASER
Me STÉPHANE VERRET
procureurs 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);

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

Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS
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 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);

TABLE DES MATIERES

	PAGE
LISTE DES ENGAGEMENTS	4
LISTE DES PIÈCES	5
PRÉLIMINAIRES	6
PREUVE DU DISTRIBUTEUR	
LUC BERNIER	
HANI ZAYAT	
STÉPHANE DUFRESNE	
INTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER	12
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me PAULE HAMELIN	27
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me HÉLÈNE SICARD	99
DÉCISION	174
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me STEVE CADRIN (suite)	177
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me PIERRE O. CHARLEBOIS	210
CONTRE-INTERROGÉ PAR Me DENIS FALARDEAU	235
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me GENEVIÈVE PAQUET	273
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN	290
INTERROGÉS PAR Me PIERRE R. FORTIN	309
INTERROGÉS PAR Me LISE DUQUETTE	356

LISTE DES ENGAGEMENTS

	PAGE
E-1 (HQD) : Déposer l'entente de confidentialité	177
E-2 (HQD) : Fournir l'écart-type entre l'aléa de la prévision de la demande versus l'aléa de la prévision sur l'éolien pour le surlendemain (demandé par FCEI)	232

LISTE DES PIÈCES

	PAGE
B-33 : Tableau	9
C-EBM-0018 Rapport annuel 2010 d'Hydro-Québec	38
C-EBM-0019 : Entente cadre du 15 février 2005 entre Hydro-Québec Production et Hydro- Québec Distribution	66
C-UMQ-0018 : Tableau 22.1, « Coûts d'approvisionnement associés aux moyens de gestion existants ».	141
C-GRAME-009 : Tableau 3E-3 : Contribution en puissance des contrats d'approvisionnement existants (en MW)	274
C-UMQ-0019 : Affirmation solennelle de Marcel Paul Raymond	286
C-SÉ/AQLPA-0013 : Extrait du document Évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne sous contrat avec Hydro-Québec Distribution (octobre 2009)	291
A-0031 Extrait de l'entente concernant les services complémentaires associés à l'électricité patrimoniale déposée dans le dossier R-3748-2010 (pages 137 à 145 de la pièce HQD-1, Document 2, Annexe 3A)	334
A-0032 Document intitulé « Analyse par la Régie de l'énergie des exemples de dépassement de service de suivi de la charge » en date du 30 novembre 2011	334
A-0033 Document intitulé « Calcul du coût unitaire des services complémentaires supplémentaires »	335



L'AN DEUX MILLE ONZE, ce trentième (30e) jour du
mois de novembre :

PRÉLIMINAIRES

LA GREFFIÈRE :

Protocole d'ouverture. Audience du trente (30)
novembre deux mille onze (2011), dossier R-3775-
2011, demande d'approbation de l'entente globale de
modulation. Les régisseurs désignés dans ce dossier
sont maître Marc Turgeon, président de la
Formation, de même que monsieur Gilles Boulianne et
maître Lise Duquette. Les procureurs de la Régie
sont maître Pierre R. Fortin et maître Alexandre de
Repentigny. La requérante est Hydro-Québec

Distribution représentés par maître Éric Fraser.

Les intervenants sont :

Association coopérative d'économie familiale de
l'Outaouais représentée par maître Stéphanie
Lussier;

Association coopérative d'économie familiale de
Québec représentée par maître Denis Falardeau;
Énergie Brookfield marketing représentée par maître
Paule Hamelin;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante

représentée par maître Pierre-Olivier Charlebois;
Groupe de recherche appliquée en macroécologie
représenté par maître Geneviève Paquet;
Regroupement national des conseils régionaux de
l'environnement du Québec représenté par maître
Annie Gariépy;
Stratégies énergétiques et Association québécoise
de lutte contre la pollution atmosphérique
représentées par maître Dominique Neuman;
Union des consommateurs représentée par maître
Hélène Sicard;
Union des municipalités du Québec représentée par
maître Steve Cadrin.

Y a-t-il d'autres personnes dans la salle
qui désirent présenter une demande ou faire des
représentations au sujet de ce dossier? Je
demanderais par ailleurs aux participants de bien
s'identifier à chacune de leurs interventions pour
les fins de l'enregistrement. Aussi, auriez-vous
l'obligeance de vous assurer que votre cellulaire
est fermé durant la tenue de l'audience. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Bon début de journée à tous les participants. Vous
avez reçu en après-midi hier des dernières, une
dernière missive d'instruction de la Régie. Donc,

je serai bref. Vous nous avez lu. Je ne peux qu'insister d'utiliser le temps dans les meilleurs délais possibles, aussi dans les meilleurs... pour vous. On n'a pas beaucoup de temps. Je vais être assez directif là-dessus parce qu'on a deux jours pour faire ce que nous avons à faire.

Pour commencer, la Régie serait prête à vous entendre, Maître Hamelin, sur votre demande de confidentialité, puis après ça on va passer à la preuve du Distributeur.

Me PAULE HAMELIN :

Bonjour, Monsieur le Président, Madame, Monsieur les Régisseurs. J'ai parlé tout à l'heure avec mon confrère sur notre demande de confidentialité. Ma compréhension, c'est qu'il n'avait pas quant à lui d'objection. Je ne sais pas si la Régie, elle, a des questions à nous poser relativement à ça.

L'ensemble de nos représentations était dans notre lettre. Alors, le temps est précieux. J'ai préparé, comme je vous dis, une entente de confidentialité que je pourrai soumettre à mon confrère. Et on pourra ensuite, en fonction de ça, lui remettre l'information. Vous l'avez lue. C'est assez bref. Alors, je ne veux pas passer de temps là-dessus.

LE PRÉSIDENT :

Ce qu'on va faire, c'est qu'au retour de la pause, on va statuer formellement, parce que maître Fortin va nous préparer un texte pour que ce soit dans les notes sténos. Ça vous va?

Me PAULE HAMELIN :

Parfait.

LE PRÉSIDENT :

Parfait. Maître Fraser, c'est à vous. Merci, Maître Hamelin.

PREUVE DU DISTRIBUTEUR

Me ÉRIC FRASER :

Bonjour, Monsieur le Président; bonjour, Monsieur et Madame les Régisseurs. J'ai suite à votre correspondance d'hier un tableau qui va être déposé sous B-32...

LA GREFFIÈRE :

Non, 33.

Me ÉRIC FRASER :

B-33.

B-33 : Tableau.

Qu'on a confectionné hier en fin de journée, et auquel référer peut-être... référer sûrement monsieur Zayat qui a une présentation ce matin. Conformément à notre dernière correspondance dont je n'ai pas souvenir de la date, on a un panel ce matin constitué de monsieur Luc Bernier qui est délégué commercial Approvisionnement de long terme; monsieur Hani Zayat qui est directeur Approvisionnement en électricité chez Hydro-Québec Distribution; et monsieur Stéphane Dufresne qui est chef Planification et Fiabilité. Qui sont tous disponibles pour répondre aux questions de la manière la plus efficiente possible, parce que je ne saurais m'empêcher de souligner vos propos sur le fait qu'on a deux jours et qu'il faudra procéder avec célérité dans ce dossier. Donc, nous sommes prêts.

Monsieur Zayat, comme j'avais annoncé, aura une courte présentation, laquelle s'inscrit directement en réponse aux lectures qu'on a faites dans les mémoires et les preuves des intervenants et en réponse à votre missive d'hier où vous nous demandiez d'élaborer de manière plus détaillée et technique, je crois, sur les trois services constituant l'entente qui sont, par ailleurs,

identifiés dans les décrets. Alors, sans plus tarder, Monsieur Zayat, je vous cède la parole.

L'AN DEUX MILLE ONZE (2011), en ce trentième (30e) jour du mois de novembre, ONT COMPARU :

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

HANI ZAYAT, directeur Approvisionnement en électricité, Hydro-Québec Distribution, ayant sa place d'affaires au 75, boulevard René-Lévesque Ouest, 22e étage, Montréal (Québec);

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

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

INTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER :

On vous écoute.

M. HANI ZAYAT :

R. Bonjour à tous. Comme l'a mentionné maître Fraser, donc on a lu avec attention, évidemment, les nombreuses questions qui nous ont été adressées dans le cadre de la demande d'approbation de l'entente cadre, les mémoires des intervenants. Et je trouvais ça... Et la lettre évidemment, la demande de la Régie d'hier. Et je me permets de revenir un petit peu sur le contexte, de replacer dans le fond l'entente de modulation, les services qui y sont associés et de répondre à certaines questions ou certains faits qui ont été soulevés au cours des dernières semaines.

Tout d'abord, pour revenir sur le contexte, juste revenir depuis deux mille cinq (2005), dans le fond depuis qu'on a atteint l'électricité patrimoniale, il n'y a pas loin de mille mégawatts (1000 MW) de capacité éolienne qui ont été installés pour le Distributeur, donc qui sont déjà en production en deux mille onze (2011). Il y en a à peu près deux mille (2000) qui sont à venir d'ici la fin de deux mille quatorze (2014), soit le terme de l'entente. Ce qui va nous amener à un total de

trois mille mégawatts (3000 MW) d'énergie éolienne, d'énergie éolienne intermittente.

Cette production est évidemment issue des blocs qui ont été déterminés par le gouvernement, donc quatre blocs d'énergie, où les règlements sont accompagnés, les décrets en fait, les règlements associés aux blocs d'énergie, un service d'équilibrage ainsi qu'une garantie de puissance pour les quatre blocs éoliens.

Et à ce titre, je vous réfère au tableau qui a été déposé ce matin. Donc, c'est tout simplement la première partie du tableau reprend la teneur des règlements plutôt et qui vise dans le fond que... ce qu'on voit, ce que je veux souligner dans le fond, la différence à l'intérieur des quatre décrets, c'est tout simplement au niveau du verbe. Et c'est peut-être la partie du bas du tableau qui est plus intéressante à regarder.

Le premier décret qui visait le premier mille mégawatts (1000 MW), on parlait d'une garantie de puissance alors que dans les trois autres, on parle de puissance complémentaire. Mais les deux concepts, je pense, dans la rédaction, l'optique, c'est le même service. On fait référence à la même chose à l'intérieur de ces décrets-là.

De la même façon, le premier décret qui vise, le premier mille mégawatts (1000 MW) faisait référence à une convention d'équilibrage alors que, dans les trois autres décrets, on parle plutôt de service d'équilibrage. Encore une fois, c'est plutôt... dans notre interprétation, en tout cas, c'est plutôt le... pas le verbe, mais le nom de la chose qui a différé. Mais on fait référence dans le fond au même service.

Et ce qu'on a rajouté aussi dans les trois règlements qui ont suivi le premier appel d'offres, c'est l'appellation de ces deux services-là sous la rubrique d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne qui collait, dans le fond, à l'entente qui avait été négociée avec le Producteur en deux mille cinq (2005). Donc, juste pour replacer dans le fond qu'on est toujours à l'intérieur du même univers pour ces quatre décrets-là, ces quatre règlements-là.

Alors, conformément à ces règlements, une entente d'intégration éolienne a donc été conclue entre le Producteur et le Distributeur en deux mille cinq (2005), qui est l'entente d'intégration éolienne. Cette entente arrivait à échéance initialement en février deux mille onze (2011) et a

été reportée, l'échéance a été reportée jusqu'à la fin de l'année. Donc, on y arrive. Et cette entente doit être remplacée.

Cette entente comportait effectivement un service d'équilibrage et de puissance complémentaire conformément à ce que l'on retrouve dans les règlements. Donc, elle avait ces deux facettes-là. Elle incluait aussi de façon implicite, je dirais, la couverture des impacts sur les services complémentaires qui sont requis pour l'intégration de la production éolienne. Et cette entente avait été approuvée par la Régie en février deux mille six (2006).

On arrive aujourd'hui avec une entente de modulation, donc une appellation différente. Mais la finalité de l'entente de modulation, c'est la même que celle de l'entente d'intégration éolienne. C'est la même finalité qui est de transformer de la production intermittente, issue d'une production intermittente, en des livraisons et en un service ferme.

Toutefois, la nouvelle entente, même si elle couvre les mêmes services que l'ancienne, comporte certaines améliorations. Certaines améliorations avaient été demandées par la Régie,

notamment qui nous demandait de tenir compte que la puissance complémentaire était requise uniquement en hiver et non pas pour les mois d'été. On nous demandait d'établir des références de prix de marché, donc de baser les prix sur des références de prix de marché.

Il y a d'autres améliorations qui sont issues des besoins du Distributeur qui ont soit évolué, soient qui sont mieux connus depuis deux mille cinq (2005), notamment en termes de retours d'énergie. Donc, dans l'ancienne entente, les retours d'énergie se faisaient de façon uniforme tout au long de l'année alors que, dans la nouvelle entente, les retours d'énergie se font en fonction de nos besoins, donc aussi bien périodiques que horaires.

8 h 43

Il y a aussi des améliorations au niveau de la puissance complémentaire, juste pour ouvrir une petite parenthèse, la puissance complémentaire qui était intégrée dans l'ancienne entente d'intégration représentait trente-cinq pour cent (35 %) de la puissance installée des éoliennes.

Du trente-cinq pour cent (35 %) il y en avait quinze pour cent (15 %) qui était reconnu

comme étant la contribution propre des éoliennes et il y a vingt pour cent (20 %) qui était rémunéré. Le quinze pour cent (15 %) était basé sur une prémisses, mais les études n'avaient pas été faites à l'époque.

Aujourd'hui on retrouve quelque chose de comparable, mais où la puissance complémentaire est plutôt de l'ordre de quarante-cinq pour cent (45 %) dont trente pour cent (30 %) sont reconnus par les éoliennes.

Et ça c'est suite aux travaux qui ont été faits depuis deux mille cinq (2005), dans le fond comme la partie contribution qui peut être reconnue aux éoliennes. Et il y a un quinze pour cent (15 %) qui est..., qui sert de base de tarification dans le fond, qui est additionnel.

Dans un cas comme dans l'autre, dans les deux ententes, ce type de service, de puissance complémentaire n'est pas comparable à un produit de puissance traditionnel qu'on peut acheter sur le marché, un produit UCAP.

C'est un produit qui est différent, qui vient raffermir la production éolienne. Ce n'est pas de la puissance telle qu'on l'utilise d'habitude.

Maintenant si j'en viens de façon plus spécifique à la nouvelle entente, je dirais que l'entente de modulation est un tout global. Pour des raisons pratiques, pour des raisons de clarté, l'entente distingue trois services.

Les trois services dont on a parlé dans le cadre du plan qui sont au dossier, je ne reviendrai pas là-dessus en détail. Mais juste pour fins de rappel, donc il y avait un service de modulation, puis pour faire une image, la modulation c'est l'utilisation, le transfert inter-mensuel de l'énergie. Donc on prend de l'énergie d'été à toutes fins pratiques on l'amène en hiver.

Des services complémentaires qui, là aussi pour faire une image et simplifier à outrance, qui font un peu le même service que le service de modulation, mais à très court terme, c'est presque de l'intra-horaire. Donc c'est du temps réel à toutes fins pratiques. Donc qui fait le même service de prendre livraison de l'énergie éolienne et de nous fournir le service.

Et finalement un service de puissance complémentaire. Donc le service de puissance complémentaire sert à raffermir l'ensemble des retraits. Il y a quinze pour cent (15 %) qui est

rémunéré, mais il permet de raffermir l'ensemble des retraits.

Ainsi même à la pointe du réseau, même pendant les heures de pointe du réseau, et même si les éoliennes ne tournent pas et ne produisent, produisent zéro mégawatt (0 MW) le Distributeur a tout de même une garantie de pouvoir retirer quarante-cinq pour cent (45 %) de la puissance éolienne installée.

En plus, l'entente de modulation permet des retraits sans contrainte lorsque la demande est inférieure à trente-deux mille mégawatts (32 000 MW). Et là pour faire fin de rappel aussi, trente-deux mille mégawatts (32 000 MW), la demande est au-dessus de trente-deux mille mégawatts (32 000 MW), deux cents (200) à trois cents (300) heures par année ce qui représente quelque chose probablement d'un peu moins de dix pour cent (10 %) des heures d'hiver.

Donc il y a uniquement dix pour cent (10 %) des heures d'hiver où on est limité par le quarante-cinq pour cent (45 %). Pour le reste HQD peut effectuer des retraits pratiquement illimités pendant quatre-vingt-dix pour cent (90 %) des heures d'hiver et en tout temps le reste de

l'année.

Et ce service n'est pas directement monétisé dans l'entente. Il fait partie de l'entente aussi. Ainsi la puissance complémentaire et les services de puissance sont indissociables du service d'équilibrage. De la même façon que l'équilibrage éolien n'a de sens que si les retours d'énergie sont garantis. Les deux vont ensemble.

Je vais prendre aussi quelques moments pour faire référence aux différentes demandes d'appel d'offres pour les services. Je pense qu'on a couvert en première partie que les services de puissance complémentaires ne sont pas comparables, mais je vais quand même adresser la question des appels d'offres.

On laisse entendre que plusieurs milliers de mégawatts sont disponibles au Québec. Je ferai la distinction, je dirais plutôt qu'il y a plusieurs milliers de mégawatts qui sont installés au Québec. Ce que par contre ces mégawatts-là il y en a..., sont pratiquement tous liés par des contrats.

L'essentiel de ces..., des mégawatts installés servent à des entreprises pour satisfaire leurs propres besoins, pour leurs propres

productions industrielles. Et ces moyens ne sont pas suffisants pour ces industries, pour répondre à leurs propres besoins.

Il s'en trouve donc que ces entreprises sont aussi clientes d'Hydro-Québec Distribution. Et ces mêmes entreprises donc demandent d'une certaine façon à Hydro-Québec Distribution de combler leurs besoins supplémentaires et de venir moduler leur, leur demande. Je vais le dire comme ça, je fais...

Donc on voit mal comment on peut demander à un..., à autrui de rendre un service qu'elle ne peut pas se rendre à elle-même. Par ailleurs, ces clients lorsqu'ils le peuvent répondent aux besoins de puissance du Québec en participant au programme de puissance ou d'électricité interruptible.

Année après année, ils soumettent les quantités qu'ils sont capables pour répondre même si les deux services ne sont pas, ne sont pas comparables, ils répondent quand même à ce..., lorsque le besoin correspond aux moyens qu'ils peuvent fournir, ils répondent à cette demande-là.

Encore une fois, ils en retirent des revenus qui sont supérieures, vingt-cinq pour cent (25 %) supérieures à la base de tarification qui sert à la puissance complémentaire dans l'entente

de modulation. Et là je fais référence particulièrement au, au programme d'électricité interruptible du Distributeur.

Il subsiste donc un seul producteur dont l'ensemble de la production n'est pas totalement engagé, à notre connaissance. Par contre, les services qui sont décrits dans l'entente de modulation requièrent qu'il y ait une..., que le producteur ait une charge à l'intérieur de la zone de contrôle, à l'intérieur du Québec.

En fait, pour fournir le service effectivement il faut être capable de produire lorsque c'est requis. Donc lorsque les éoliennes ne tournent pas, pour dire ça simplement. Mais il faut aussi être capable d'absorber la production éolienne lorsque celle-là est élevée.

Donc il faut être capable de baisser son, sa contribution à la charge lorsque la..., lorsque les éoliennes tournent à plein régime. D'où la nécessité d'avoir, à toutes fins pratiques, une charge à l'intérieur de la zone de contrôle. Et qui est capable de réagir en temps réel aux mouvements de la demande et aux mouvements de la production éolienne, les deux incertitudes.

Finalement, pour parler de la justification

de l'entente de façon plus, plus spécifique, de l'analyse économique notamment et de ce qui a servi à la justification d'une entente.

Le Distributeur a présenté des analyses qui prennent en compte les aléas climatiques connus au Québec. Donc on fait référence aux trente-six (36) climatologies connues. Ces trente-six (36) climatologies-là ont été simulées aussi bien ou plutôt les impacts de ces climatologies ont été simulés aussi bien du côté de la demande.

Donc pour voir qu'est-ce que ça représente dans chaque scénario de demande et qu'est-ce que ça représente dans chaque cas de production éolienne. Donc ce sont les trente-six (36), les trente-six (36) cas qu'on a, qu'on a illustrés.

Pour ce qui est des autres hypothèses bien elles reflètent la réalité du Distributeur. La réalité à laquelle le Distributeur fait face dans ses opérations à tous les jours en termes de conditions de marché, en termes de capacité d'achat, capacité de vente, les différentes contraintes.

Et cette réalité-là je pense qu'on a eu l'occasion de la justifier à maintes reprises dans le cadre des différents dossiers qui ont été

déposés. Les résultats démontrent clairement une rentabilité de l'entente. On parle d'une rentabilité de l'ordre de trente-quatre millions (34 M) sur l'horizon de trois ans.

(8 h 53)

Pour ce qui est des erreurs de prévision, là aussi il y a été fait référence à quelques reprises dans les questions et/ou mémoires. Effectivement, demeure un aléa de prévision, et là quand je dis aléa de prévision c'est plutôt une erreur de prévision à très court terme. Donc la probabilité qu'on programme nos retraits, nos moyens en fonction d'une demande prévue et d'une production éolienne prévue est que la réalité se trouve à être différente. Et là je ne parle pas d'un horizon d'un an, deux ans, je parle d'un horizon une heure, deux heures, dix (10) heures, vingt-quatre (24) heures, jusqu'à dix (10) jours.

Ces aléas-là sont présents dans tous les cas. L'aléa de la demande c'est sûr que c'est un aléa qu'on doit supporter avec entente et sans entente. Donc ça n'enlève, l'entente n'enlève rien à ça et ne rajoute rien.

Par contre, pour ce qui est de l'aléa de prévision éolienne, évidemment c'est un aléa qu'on

devra supporter sans entente, si l'entente n'avait pas été là. Mais avec l'entente, cet aléa est complètement transféré au Producteur.

Et l'impact ou les bénéfices n'ont pas été quantifiés, n'ont pas été « monétisés » et ne sont pas inclus dans l'analyse économique. Donc dans le pire des scénarios, l'entente économique demeure telle qu'elle est là et c'est sûr que si on devait tenir compte de la quantification de ces aléas-là, bien, ça viendrait juste à l'avantage de l'entente de modulation.

Par ailleurs, je pense que je n'ai pas besoin de réinsister sur le fait que l'ensemble du portefeuille du Distributeur demeure inchangé avec l'entente de modulation. Le Distributeur continuera à disposer des mêmes outils, des mêmes moyens, des mêmes contrats et de la même flexibilité, sinon celle qui est rajoutée par l'entente de modulation qui devrait permettre une meilleure utilisation de l'électricité patrimoniale notamment en termes d'une utilisation, une probabilité de laisser..., moins de probabilité de laisser de l'électricité patrimoniale inutilisée et moins de probabilité de dépassement.

Pour illustrer encore une fois, on avait un

outil de flexibilité qui étaient, qui sont encore les conventions d'énergie différée qui permettaient de faire de la gestion multiannuelle de nos besoins et de nos surplus. Donc on pouvait jusqu'à une certaine limite, évidemment, déplacer des, pas des besoins, mais déplacer des approvisionnements entre les années. Avec l'entente de modulation on vient d'une certaine façon copier cette flexibilité-là, mais pas de façon multiannuelle mais à l'intérieur d'une année été-hiver. Le pas ultime c'est les services complémentaires qui permettent de l'absorber de façon horaire. Donc je pense qu'avec ça on a couvert à peu près la flexibilité sur l'ensemble des horizons.

Donc pour conclure je dirais que l'entente est pleinement justifiée, intéressante sur l'ensemble des plans : légal, réglementaire, économique et opérationnel.

Je rappelle aussi qu'en deux mille douze (2012) le Distributeur aura à intégrer seize (16) nouveaux projets d'énergie renouvelable, dont huit parcs additionnels, donc huit parcs éoliens additionnels qui devront être intégrés en deux mille douze (2012) seulement.

Évidemment, la mission du Distributeur est,

demeure et consiste à intégrer cette production de façon fiable et sécuritaire afin d'approvisionner la clientèle québécoise.

Merci.

Q. [1] Je vous remercie, Monsieur Zayat. Alors, Monsieur le Président, les témoins sont prêts à être contre-interrogés.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Fraser. Maître Hamelin.

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me PAULE HAMELIN :

Bonjour. Paule Hamelin pour Énergie Brookfield Marketing. Pour les fins du contre-interrogatoire je vais essentiellement me référer aux demandes de renseignements et je vais indiquer aux témoins et à la Régie au fur et à mesure les documents auxquels je réfère.

Q. [2] Alors le premier point que je voudrais aborder c'est la question du service de modulation et j'aimerais référer le panel à deux, deux demandes de renseignements. Tout d'abord la pièce HQD-2, Document 1, page 4. Et ensuite la pièce HQD-2, Document 3, page 17. Alors ça va? Le premier document c'est HQD-2, Document 1, page 4, et je vais faire référence à la question 1.8.

Alors dans la question 1.8 on demandait si

vous avez considéré le coût unitaire du service de modulation comme comparable au coût d'un service de stockage découlant de coût d'injection. La réponse fournie à ce moment-là par le Distributeur c'est que :

Le Distributeur considère qu'il n'y a pas de tel service commercialisé dans l'industrie électrique.

Je vous réfère également à l'autre extrait pour ensuite vous poser ma question. HQD-2, Document 3, page 17, et la question réfère à ce moment-là à :

Est-ce qu'Hydro-Québec a déjà acheté d'une contrepartie un service d'achat et de revente d'électricité de type « banking » ayant des similitudes avec le service de modulation?

Réponse :

Hydro-Québec Distribution n'a jamais fait l'acquisition d'un tel service. Par contre, elle ne peut répondre au nom des autres divisions.

Alors pour donner suite à ces demandes de renseignements, EBM a, dans le cadre de son mémoire qui est la pièce C-EBM-0-14, déposé des états financiers, des rapports annuels, le rapport annuel

de dix-neuf cent quatre-vingt-dix-neuf (1999) et celui avant ça de dix-neuf cent quatre-vingt-dix-huit (1998).

Alors je vous réfère aux rapports annuels où on décrivait autres produits :

Les autres produits d'exploitation s'élèvent à 185 M\$ soit près du double de l'année précédente. Cette forte progression provient tout particulièrement des services de stockage et de façonnage d'énergie.

On parle également un peu plus bas aux services de façonnage et de stockage. Et également dans le rapport annuel de quatre-vingt-dix-neuf (99), on fait encore référence aux ententes de façonnage et de stockage, dans ce cas-ci de mazout.

Suite au dépôt de notre mémoire, est-ce que vous avez vérifié ce qu'il en était au niveau de ces types de services-là qui sont soit des services de stockage ou de « banking »?

M. HANI ZAYAT :

- R. Bien, pour revenir juste aux rapports annuels vous faites référence effectivement à des rapports annuels qui sont quand même assez, qui datent.
- Q. [3] Maître Fraser, je vais juste vous demander de

ne pas répondre pour le témoin, s'il vous plaît. Je l'ai entendu d'ici. Je l'ai entendu d'ici.

Me ÉRIC FRASER :

Je me parlais.

Me PAULE HAMELIN :

D'accord.

M. HANI ZAYAT :

R. C'est moi le témoin.

Q. [4] Oui, c'est ça.

R. Je réponds.

Me ÉRIC FRASER :

Le témoin ne m'a pas entendu.

M. HANI ZAYAT :

R. O.K. Donc c'est des rapports annuels, les rapports annuels auxquels vous faites référence datent de quatre-vingt-dix-huit (98), quatre-vingt-dix-neuf (99). Je suppose qu'effectivement ces services ont été fournis dans ces années-là. C'est des années quand même où, juste pour revenir sur le contexte, je crois qu'en tout cas l'électricité patrimoniale n'avait déjà, n'avait pas encore été atteint. C'était avant deux mille cinq (2005). Je ne suis pas sûr que les décrets avaient été écrits à ce moment-là et je pense que la Régie était à ses tout débuts.

Par contre, avec cette contrepartie, si on parle du Producteur, effectivement on a une entente avec le Producteur, Hydro-Québec Production, et qui se traduit par l'entente de modulation telle qu'on l'a là.

Q. [5] O.K. Est-ce que c'est à votre connaissance que ces ententes de stockage-là n'étaient pas justement avec le Producteur mais avec d'autres contreparties?

R. J'ai mal saisi votre question.

9 h 03

Q. [6] Est-ce que c'est à votre connaissance que l'entente de... les ententes de stockage étaient avec d'autres contreparties, qu'une division de... que HQP?

M. HANI ZAYAT :

R. Je ne crois pas qu'à l'époque Hydro-Québec était encore intégrée. Je n'ai pas fait de validation pour voir quand est-ce que la séparation fonctionnelle est arrivée, mais ce n'est pas avec le Distributeur en tout cas ou s'il existait en tant qu'entité à cette époque-là.

Q. [7] Est-ce que c'est à votre connaissance que ce type d'entente-là prévoyait justement la possibilité de livrer la nuit et de pouvoir

reprandre le jour des volumes qui variaient d'heure en heure?

R. En fait, je voudrais peut-être juste ramener le dossier. Je suis ici pour défendre l'entente de modulation qui est discutée, qui a été négociée, signée en deux mille onze (2011) et il y a des services peut-être qui ont été fournis par quelqu'un d'autre v'là dix (10) ou quinze (15) ans ou vingt (20) ans, je n'ai pas de référence. L'entente qui est là, c'est celle qui a été signée avec le Producteur et qui répond à nos besoins d'aujourd'hui.

Q. [8] D'accord. Mais, ce que je vous demande comme question, est-ce que vous avez fait cette vérification-là au niveau des autres ententes qui pouvaient exister, et de valider le montant que vous proposez comme service de modulation à la Régie?

R. Je n'ai pas fait d'analyse historique des ententes qui ont pu être signées par Hydro-Québec dans son ensemble dans les années quatre-vingt (80) ou quatre-vingt-dix (90). Non, je n'ai pas fait ce type d'analyse.

Q. [9] Et après quatre-vingt-dix (90)?

R. Parce que, ce qui compte, c'est que, aujourd'hui,

ce service-là n'existe pas. À ma connaissance, ce service n'est pas commercialisé ni par Hydro-Québec, dans sa fonction Production, ni ailleurs sur les marchés entre... certainement du Nord-Est. Là aussi je n'ai pas fait de balisage outre Atlantique ou ailleurs, mais pour nous, ce service n'est pas disponible ailleurs.

Q. [10] C'est votre position là que ce service-là n'est pas disponible ailleurs, de la façon dont il est proposé à la Régie?

R. Il n'est pas disponible pour nous.

Q. [11] Je vous réfère maintenant à la question du calcul du solde positif et plus particulièrement à la pièce HQD-2, Document 3, page 26. Alors, dans la réponse, vous indiquez, à la réponse 13.10, à la question 13.10 :

Tel que convenu et décrit dans l'Entente, le prix qui sera payé par le Distributeur correspondra au prix du marché de New York à la zone M [...] moins 5 \$ [...]. Ce faisant, le Distributeur n'assumera pas les frais usuels associés à la revente de surplus, soient les pertes de transport sur le réseau de

TransÉnergie, les frais de courtage,

les frais de réservation [...]

et caetera. On comprend que, pour les fins de déterminer le prix du solde positif, selon votre réponse, vous ne considérez pas les pertes de transport, les frais de courtage, les frais de réservation, et caetera?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Donc, le prix du solde positif, ce n'est pas... Ce que je veux dire, c'est que le prix, c'est un prix négocié, donc je vais reprendre un peu les modalités de l'entente. C'est que lorsqu'il y a solde positif en fin d'année, ça veut dire qu'il y a eu plus d'ajouts au cours de l'année que de retraits, donc c'est des surplus résiduels assujettis, on va les appeler comme ça, on l'a beaucoup mentionné. C'est des surplus qui proviennent des contrats donc qui sont dans l'entente, les approvisionnements renouvelables.

Donc, s'il y a des surplus à la fin de l'année dans le solde, les soldes positifs, effectivement, la modalité de rachat de cette quantité là par le Producteur, c'est New York zone M moins cinq dollars (5 \$). Donc, oui, effectivement, cette modalité-là permet - votre

question, c'était ça dans le fond. C'est est-ce que c'est un prix avantageux? Oui, parce que ça nous permet d'éviter tous les frais qu'on aurait eus à - voyons - à assumer si on n'avait pas eu cette entente-là.

Donc, les frais, je les rappelle, c'est les frais de transport, donc les frais de transport point à point, les pertes de transport qu'il faut assumer pour prendre l'énergie au point HQT et livrer cette énergie-là au point, que ce soit HQT-MAS ou Ontario, et aussi, évidemment, les frais de courtage et les... En plus, c'est conservateur parce que ce qu'on dit dans un scénario sans entente, c'est que ça aurait pu être pire. Ça aurait pu aller au-delà de M moins cinq (5 \$) donc.

Q. [12] Donc, vous confirmez que ces frais-là ne seront pas considérés dans votre calcul du solde positif, du calcul du prix du solde positif.

R. Bien, comme je le mentionne, c'est justement la beauté de la chose. C'est que les modalités de rachat, le prix convenu permet d'éviter tout ça, donc si c'est pris en compte. Certainement que c'est pris en compte, on n'a pas à les assumer, donc c'est pris en compte, oui.

Par contre, là où ils sont pris en compte,

c'est dans le scénario sans entente et là il faudrait assumer ces coûts-là. Donc, effectivement, le prix de revente, dans un scénario sans modulation, est beaucoup... est beaucoup plus bas. Donc là, effectivement, il faudrait assumer M moins cinq (5 \$), les frais de transport ou la non-récupération, dans le fond, c'est ce qu'on dit, les pertes sur le réseau et les frais de courtage.

Alors que dans le cas sans... avec modulation, le fameux solde résiduel à la fin, ce n'est pas pris en compte parce que c'est justement l'entente nous dit qu'on n'a pas... Le gain, un des gains importants, il est là. Donc, effectivement, ce n'est pas pris en compte.

- Q. [13] Vous êtes d'accord avec moi que, dans le cas de modulation, il n'y a pas de revente effective qui se fait là.
- R. Dans le cas avec l'entente de modulation, les approvisionnements assujettis, donc les contrats éoliens, les approvisionnements éoliens, Biomasse, petite hydraulique - on va l'appeler PCH dans la journée souvent là - PCH est « petite hydraulique » sont déposées au solde, dans le solde de modulation et sont réutilisés à n'importe quel moment de l'année, notamment en hiver, c'est ça le but du jeu

dans le fond, c'est de récupérer ses approvisionnements qui proviennent n'importe où, notamment en période d'été, les huit mois, on va dire les huit mois, et de les reprendre en hiver, là où on a des besoins.

Non, on ne peut pas revendre ces surplus-là. Et ça, on l'a documenté dans les dossiers. C'est que ces quantités-là ne peuvent pas être réutilisées pour dire « on va faire des retraits et on les revend ». Non.

Q. [14] Donc, même s'il n'y a pas de revente, ce que vous suggérez comme prix de marché, c'est New York zone M moins cinq dollars (5 \$), c'est ma compréhension.

R. Dans l'entente de modulation, effectivement, c'est ça, c'est New York zone M moins cinq dollars (5 \$).

Q. [15] Je vais parler maintenant de question de puissance installée. Je vous réfère à la pièce HQD-2, Document 3, page 4. Alors, à la question 1.3, on demande de :

[...] fournir la liste des centrales d'Hydro-Québec Production qui sont mises à contribution dans le cadre de l'Entente globale de modulation [...]

Vous nous référez au rapport annuel d'Hydro-Québec

et j'ai une copie avec moi. Je vais vous demander,
Madame, quelle cote?

LA GREFFIÈRE :

C-0018.

LE PRÉSIDENT :

C-00...

LA GREFFIÈRE :

C-EBM-18.

Me PAULE HAMELIN :

Q. [16] Oui. Alors, ça va être le rapport annuel deux mille dix (2010) qui sera coté sous la pièce C-EBM-0018. J'espère qu'on ne se rendra pas aux autres zéro là. Alors, deux zéro avant 18, c'est... je ne pense pas que j'allais produire toutes ces pièces-là en une journée, je vous l'assure, surtout pas en une heure trente.

C-EBM-0018 Rapport annuel 2010 d'Hydro-Québec

Alors, je voulais vous référer plus particulièrement à la page suivante du rapport annuel. Est-ce que vous êtes d'accord avec moi que la puissance installée est composée essentiellement, si on regarde le deuxième... j'appellerais ça le deuxième tableau là, des parcs

d'Hydro-Québec et de ce qu'on appelle « autres sources »?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Je constate effectivement la même chose que vous.

Q. [17] D'accord. Est-ce que c'est exact de dire que Churchill Falls fait partie de la puissance installée?

R. Oui, ça fait partie de la puissance installée, mais ce n'est pas au Québec et Churchill Falls n'appartient pas à Hydro-Québec. Hydro-Québec Production est lié par contrat avec Churchill Falls.

9 h 13

Q. [18] Toujours en matière de puissance installée à la pièce HQD-2, Document 3, page 5, puis peut-être juste avant ça je vais juste revenir sur votre tableau B-33 de ce matin, je m'excuse, est-ce que c'est exact de dire, puis peut-être ce serait monsieur Zayat que, en fonction des différents décrets on parle toujours d'un fournisseur québécois, c'est bien notre compréhension?

M. HANI ZAYAT :

R. Effectivement.

Q. [19] Alors je reviens à la pièce HQD-2 document 3, page 5, c'est à la question 1.7, et je vous réfère

plus particulièrement au deuxième paragraphe où on lisait :

À cet effet, le Distributeur rappelle que le Producteur doit être en mesure de prouver qu'il possède la puissance installée requise pour satisfaire l'ensemble de ses obligations.

Pouvez-vous nous indiquer en vertu de quoi le Producteur, et je reprends votre... ce qui est indiqué ici :

... doit être en mesure de prouver qu'il possède la puissance installée requise pour satisfaire (...) ses obligations.

R. Je vais commencer par vous référer aux attestations de fiabilité, je pense qu'on fait les attestations de fiabilité pour la zone de contrôle du Québec régulièrement auprès de la... auprès de la Régie et auprès des autorités réglementaires du nord-est, NPCC... NPCC notamment où on atteste que la zone de contrôle Québec possède toutes les ressources requises pour respecter le critère de fiabilité qui a été... qui est en vigueur.

Q. [20] Est-ce que je dois comprendre les attestations de fiabilité réfèrent à la zone Québec, là, ça ne

réfère pas nécessairement au Producteur? Je vous demande ma question est plus précise, là, c'est vous dites qu'il :

... doit être en mesure de prouver qu'il possède la puissance installée requise pour satisfaire (...) ses obligations.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Donc si je fais référence à la réponse 1.7, ce qu'on dit c'est que... juste la relire peut-être avec vous, là, on dit que :

Le Distributeur rappelle que le producteur doit être en mesure de prouver qu'il possède la puissance installée requise pour satisfaire l'ensemble de ses obligations, incluant celles à l'égard de l'entente. C'est chaque année qu'il doit d'ailleurs produire une attestation de fiabilité en puissance et cette dernière est déposée à la Régie.

Donc ici ce qu'on parle c'est l'attestation en fiabilité qui va être déposée incessamment, donc dans cette attestation-là le Producteur ce qu'il

fait c'est qu'il regarde son offre, l'offre totale qu'il a, donc ses capacités de production à lui et celles sous contrat, notamment Churchill et différents contrats qu'il a interruptibles avec ses clients.

Il ajoute... ça l'engagement. Ses engagements c'est quoi le Producteur, ceux qu'on connaît c'est nous, l'électricité patrimoniale, trente-quatre mille trois cent quarante-deux (34 342) et les contrats initiaux six cents (600) mégawatts, l'entente de modulation qui va venir, les rappels d'énergie pour l'hiver et les autres choses, les autres choses c'est ses exportations, ses engagements envers, exemple, le contrat du Vermont, des choses comme ça. Et il présente son attestation et il démontre depuis quand même plusieurs années qu'il respecte le critère de fiabilité.

Donc c'est ça qu'on dit ici, c'est que l'entente, l'entente, l'engagement, le chiffre, là, le mégawatt à la pointe qui va nous assurer, à la pointe, mais on en a parlé tantôt, c'est à la pointe pour le bilan de puissance ça va être dans son attestation, il va l'inclure dans son attestation.

Donc c'est pour ça qu'on dit qu'il va... il va nous démontrer cette attestation-là à chaque année, comme il le fait, et la prochaine va faire état de l'entente globale de modulation, donc la puissance installée, le fameux VHG si on veut, la valeur horaire garantie, on va la retrouver dans cette attestation-là et ça va être déposé dans les prochaines semaines à la Régie et disponible, là, je pense, au cours du mois de février de façon publique.

Et juste pour continuer ce que monsieur Zayat mentionnait c'est que lorsqu'on fait l'attestation au niveau de la zone de contrôle là c'est un peu différent. Là je vais appeler ça les mégawatts de papier, si on veut, là, les mégawatts entre le Producteur et le Distributeur, l'inverse, le Distributeur et Producteur, ne sont pas inclus, on ne met pas patrimonial, contrat cent (100) mégawatts, entente de modulation, ça n'existe plus ça.

C'est les ressources totales du Producteur additionnées de nos ressources et l'ensemble des besoins du Québec, les BRD, et ses propres engagements, et ça ça donne l'attestation de la zone de réglage. Ce qu'on dit ici c'est

l'attestation HQP envers le Distributeur et ses autres engagements.

Q. [21] Si je prends l'exemple suivant pour décembre deux mille douze (2012), janvier, février, mars deux mille treize (2013), le quarante-cinq pour (45 %), l'ajustement de valeur horaire garantie du parc éolien, en prenant cet exemple-là, est-ce que la valeur de la puissance installée provenant des parcs éoliens va être fixe pour les quatre mois de l'année, en fait, de deux mille douze (2012) et ensuite deux mille treize (2013) et ce même s'il y a mise en service de nouveaux parcs éoliens?

R. Bon, si on prend votre exemple on parle de l'hiver deux mille douze deux mille treize (2012-2013), c'est ça?

Q. [22] Oui.

R. Décembre deux mille douze (2012) et février... jusqu'à février deux mille treize (2013), bon, alors le Producteur, on va se mettre un peu dans ses souliers, ils vont prendre les dernières données à jour qu'on va leur transmettre pour les parcs éoliens, donc on va connaître ce qui est en service et aussi on va leur dire ce qui vient en service pour le mois de décembre deux mille douze (2012) et de janvier, février deux mille treize

(2013).

Évidemment ça va demeurer de la planification mais pour les fins d'attestations ils vont considérer ces quantités-là, hein! les mégawatts installés, on va dire, je ne sais pas, ça va... ce n'est pas mille (1 000) mégawatts, là, mais deux mille (2 000) mégawatts... quarante-cinq (45)... fois quarante-cinq pour cent (45 %), oui.

Donc ils vont prendre les mégawatts installés éoliens, hein! les réels et anticipés, et multiplié de quarante-cinq pour cent (45 %) et c'est ça qu'on va retrouver dans l'attestation, plus les autres engagements, donc c'est-à-dire biomasse, PCH, quarante pour cent (40 %) PCH et quatre-vingt-dix pour cent (90 %) biomasse.

Et ça où on va retrouver ça c'est dans l'attestation de fiabilité du producteur qu'on va déposer à la Régie comme je le mentionnais, NPCC, on ne retrouvera pas ça, là, ces mégawatts papier-là n'existent plus, là, c'est... on parle de la zone au complet donc on n'a pas double comptage.

Donc oui ça va être pris en compte et le Producteur, en décembre deux mille douze (2012) nous déposera l'attestation dans laquelle on retrouvera ces engagements-là de l'EGM, le fameux

VHG, les valeurs horaire garanties, on va les retrouver comme faisant partie de ses engagements envers nous plus le patrimonial, les contrats initiaux, les rappels d'énergie qu'on aura reçus et confirmés par le Producteur à ce moment-là.

M. HANI ZAYAT :

R. Si je peux me permettre de compléter, juste pour vous rassurer, dans le fond, l'entente de modulation, à chaque fois qu'il y a une mise en service évidemment le calendrier des mises en service est connu et il est échangé avec le Producteur, ça fait partie... ça va faire partie de ses engagements, et à chaque fois qu'il y a une mise en service additionnelle, un nouveau parc qui s'ajoute, ce parc est intégré à l'entente de modulation et à ce moment-là le Producteur va pouvoir absorber la production qui est issue de ce parc et nous garantir quarante-cinq pour cent (45 %) des livraisons qui sont issues ou quarante-cinq pour cent (45 %) de la puissance installée de ce parc-là.

Donc et c'est cette planification-là est connue, en général, avant le début de l'hiver puis avant les attestations. Lorsqu'on fait les attestations de puissance pour... que ce soit pour

le Producteur ou pour les zones de contrôle, on tient compte un des nouveaux moyens qui s'additionnent, donc s'il y a un nouveau parc c'est un nouveau moyen, il se rajoute à la zone de contrôle, aux ressources disponibles dans la zone de contrôle. Et il se rajoute aussi aux engagements du Producteur vis-à-vis de nous, la puissance additionnelle ou la contribution additionnelle, elle s'ajoute aux engagements du Producteur.

Q. [23] Est-ce que ça...

R. Qui dispose quand même, quand on regarde le bilan qui est là, de près de trente-cinq mille (35 000) mégawatts de ressources hydro-électriques installés au Québec.

Q. [24] Est-ce que ça va être un montant fixe mensuel en puissance?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. À la pointe, évidemment non, ça va être le... ce qu'il va mettre, le Producteur, ça va être la valeur à la pointe. Par contre, ce qu'il va nous livrer ça va être effectivement mensuel, donc ça va tenir compte d'à quel moment les nouvelles mises en service pourraient avoir lieu, et ça ça va être évalué, comme monsieur Zayat le mentionnait, c'est une cédule pour ça, ça va être... je ne me souviens

plus exactement, je pense c'est... on ne les tient pas dans l'ignorance, là, lorsqu'il y aura mise en service qui vient à terme on les avise pour qu'ils puissent faire... assurer l'équilibrage. Mais pour ce qui est de l'attestation qu'ils vont déposer ça va être la valeur prévue, la valeur de l'engagement à la pointe et non pas sur une base mensuelle.

9 h 23

Q. [25] Mais la facture en puissance va être en kilowatts/mois, c'est exact?

R. La facture au niveau de l'entente globale de modulation, oui, c'est en kilowatts, le deux dollars (2 \$), c'est..., oui, c'est kilowatts/mois je crois.

M. LUC BERNIER :

R. J'aurais peut-être une petite précision ici. La facturation va tenir compte de la journée exacte de la mise en service. Par ailleurs, je vais vous référer aussi au tableau de l'annexe 1 à l'entente pour vous, juste pour vous faire remarquer que les mises en service habituellement n'ont pas lieu au cours de l'hiver, mais avant l'hiver.

Q. [26] Maintenant au sujet de la puissance supplémentaire, actuellement avec l'entente d'intégration éolienne qui va prendre fin le trente

et un (31) décembre deux mille onze (2011), je vous donne l'exemple suivant, disons qu'on ne l'a pas connu jusqu'à date, mais disons qu'en décembre deux mille onze (2011) qui s'en vient on a une situation de grand froid et où la puissance supplémentaire va être requise. Est-ce que c'est exact de dire que dans un..., dans le contexte actuel le Distributeur ferait, aurait recours aux marchés pour ce type de besoin?

M. HANI ZAYAT :

R. Je veux juste être sûr de..., vous faites référence à de la puissance supplémentaire.

Q. [27] Un besoin de puissance.

R. S'il y a un besoin de puissance, on va faire, on va avoir recours aux marchés, effectivement, comme on le fait de façon annuelle depuis bientôt six ans.

Q. [28] Et il n'y a jamais eu de problème de fiabilité dans un tel contexte?

R. Vous connaissez nos contraintes de fiabilité, je crois qu'on a eu l'occasion d'en discuter assez longuement. On a des, on recourt à des appels d'offres, il y a le marché qui est capable de répondre jusqu'à un certain point aussi bien à l'intérieur de la zone de contrôle.

Et pour ce qui est à l'extérieur de la zone

de contrôle avec les contraintes et les limites des interconnexions. Et c'est dans ce cadre-là où on a une..., des limitations au niveau de ce qu'on peut accepter comme puissance additionnelle sur les marchés de court terme.

Q. [29] Mais en décembre deux mille onze (2011) une journée de grand froid où vous avez besoin de puissance, la fiabilité, il n'y aura pas de problème de fiabilité au niveau du Québec?

R. Bon je vais juste revenir sur les notions de puissance et d'énergie. La puissance on ne l'achète pas une journée à la fois. La puissance puis là on ne parle pas du..., de la puissance qui est là, on parle d'un autre produit de puissance, vous faites référence à du UCAP.

Le produit de puissance est une centrale qu'on met en réserve. Donc qu'on contracte, qu'on met de côté de façon contractuelle, au début de l'hiver de préférence, pour qu'on puisse, qui nous est dédié en priorité lorsqu'on en a besoin.

Autrement dit, s'il y avait une journée de grand froid ou une heure de grand froid, on est capable de tirer cette, de l'énergie de cette puissance-là et on a des livraisons garanties, prioritaires, non interruptibles. C'est ça un

produit de puissance.

Et ces besoins de puissance là on évalue le besoin de ces quantités-là, de cette..., de cette réservation de centrales qui sont, qui nous sont dédiées, on fait ça en vertu de la prévision de la demande, des aléas qui sont associés à la prévision de la demande, des moyennes dont on dispose pour pouvoir respecter le critère de la Régie et du NPCC qui est un événement, une interruption, une fois aux dix ans.

Et je ne reprendrai pas le débat du plan d'approvisionnement, mais c'est ça l'idée.

Q. [30] Au niveau de la puissance complémentaire, je comprends que l'entente globale qui est proposée reprend les principales caractéristiques qui ont été annoncées dans le dossier du plan d'approvisionnement, c'est exact?

R. Bien l'entente de modulation reprend les caractéristiques qui sont là dans le dossier 3775-2011.

Q. [31] Mais vous revenez essentiellement avec les mêmes caractéristiques qu'il y avait dans le plan d'approvisionnement au niveau des trois services, etc.?

R. C'est les mêmes caractéristiques qui sont dans le

plan d'approvisionnement et c'est aussi les mêmes caractéristiques comme je l'ai mentionné tantôt qui étaient dans l'entente d'intégration éolienne de deux mille cinq (2005). C'est le, le, le besoin de service n'a pas, n'a pas évolué et c'est juste, on l'a juste mieux adapté à nos besoins.

Q. [32] Au niveau du quarante-cinq pour cent (45 %) de puissance installée dont on a déjà parlé, vous êtes d'accord avec moi et j'ai compris de votre réponse ou de votre présentation que trente pour cent (30 %) provient des contrats éoliens, c'est exact?

R. Ça vaut peut-être la peine de revenir sur le trente pour cent (30 %). Le trente pour cent (30 %) il ne provient pas de la, des contrats éoliens. Autrement dit, en aucun cas les contrats éoliens ou les parcs éoliens ne me garantissent trente pour cent (30 %).

Il y a personne qui peut souffler sur les éoliennes pour garantir qu'elles vont produire trente pour cent (30 %). Quand il n'y a pas de vent, il n'y a pas de vent. Le trente pour cent (30 %) il provient d'analyse, d'analyse de contribution en puissance du même type, du même type que, bien pas du même type, des analyses de fiabilité dans le fond qui tiennent compte des probabilités que les, que les machines soient en

panne, des probabilités qu'il y ait du vent, des probabilités que la demande soit plus forte que prévue et des probabilités que tous les événements malheureux, je vais le dire comme ça, arrivent en même temps.

Et il faut que, que ces événements malheureux qui arrivent en même temps n'arrivent pas plus qu'une fois aux dix ans. Le trente pour cent (30 %) c'est quoi? C'est qu'on dit si on reconnaît aux éoliennes une contribution de trente pour cent (30 %), dans le fond on respecte le critère.

Donc les probabilités que les éoliennes ne tournent pas, qu'elles soient en panne et que la demande et que ça coïncide avec une demande forte font en sorte qu'on peut reconnaître la puissance installée à hauteur de trente pour cent (30 %) et respecter le critère.

C'est ça le trente pour cent (30 %). C'est une, c'est une contribution en puissance. Ce n'est pas une garantie en puissance parce qu'elle ne peut pas à la face même, ni l'éolienne, ni le producteur éolien, ni le fournisseur éolien ne peuvent garantir que l'éolienne va tourner au moment où on en a besoin.

Q. [33] Et le quinze pour cent (15 %) additionnel je comprends que vous l'avez dit à plusieurs reprises provient des ressources du Producteur, c'est exact?

R. En fait, l'ensemble Producteur en vertu de l'entente de modulation nous garantit l'ensemble du quarante-cinq pour cent (45 %), il vient raffermir, il le garantit. Si vous regardez les clauses, je ne peux pas vous référer à la clause particulière, mais la valeur horaire garantie est de quarante-cinq pour cent (45 %).

Donc les ressources du Producteur viennent garantir qu'on peut faire des retraits à hauteur de quarante-cinq pour cent (45 %) en tout temps, même à la pointe, même pendant les trois cents (300) heures de pointe, même dans les BRD sont au-dessus de trente-deux mille (32 000).

Et on peut et ça même si les éoliennes ne tournent pas. C'est ça la contribution du Producteur.

Q. [34] Vous êtes d'accord avec moi que le quinze pour cent (15 %) additionnel ne provient pas des contrats assujettis là, on s'entend là-dessus?

9 h 31

R. C'est de la, c'est de la puissance, c'est de la garantie de retrait. C'est l'ensemble qui provient

des ressources du Producteur. Le quinze pour cent (15 %) additionnel... aussi, je... le quinze pour cent (15 %) additionnel est une base de rémunération, je vais dire ça comme ça. Autrement dit, dans la mesure où il nous fournit quarante-cinq pour cent (45 %), on reconnaît trente pour cent (30 %) des éoliennes. Donc, le quinze pour cent (15 %), c'est la partie qui est additionnelle.

Q. [35] Au niveau des services complémentaires, est-ce que les services complémentaires de l'entente de modulation peuvent être offerts par le Transporteur?

R. À ma connaissance, le Transporteur n'a pas de ressource. Ce qu'il fait, c'est qu'il s'assure de... d'avoir... de faire livrer ces services-là. Et c'est un peu notre engagement vis-à-vis du Transporteur. C'est de faire, c'est de fournir ou de faire fournir les services qui sont associés... les services, les services complémentaires.

Q. [36] Est-ce que vous êtes d'accord avec moi pour dire que le Transporteur a la responsabilité de s'assurer de la fiabilité du réseau?

R. Le Transporteur a la responsabilité de s'assurer de la fiabilité du réseau de transport, oui.

Q. [37] Est-ce que les services complémentaires qui

sont dans... l'ensemble des services complémentaires qui sont décrits dans l'entente, sont dans les Tarifs et conditions?

M. LUC BERNIER :

R. Il y a des tarifs qui sont définis dans Tarifs et conditions et qui sont offerts aux clients de service point à point, à certains clients de service point à point. Effectivement, ces services-là sont le RFP, les réserves tournantes et réserves arrêtées. Il y a d'autres services qui, eux, sont décrits dans l'annexe 8 de Tarifs et conditions de transport et pour lesquels il est clair que le Transporteur demande au Distributeur de fournir ces services-là ou de les faire fournir par un tiers.

Q. [38] Est-ce que dans l'annexe 8, on retrouve le service complémentaire pour provision pour aléa?

R. Non, le service n'est pas décrit en tant que tel. Par contre, il y a un ensemble de services qui sont décrits, on pourrait... je pourrais vous référer à certaines choses qui peuvent avoir une certaine consonance comme le service d'urgence.

Q. [39] Est-ce qu'à votre connaissance les autres ententes d'intégration éolienne qui existent couvrent les mêmes services complémentaires que ce qui se retrouve dans l'entente de modulation?

R. Quels autres services vous parlez?

Q. [40] Bien, vous devez... j'imagine qu'il y a d'autres ententes d'intégration éolienne. Le Québec n'est pas le seul à avoir des parcs éoliens. À votre connaissance, est-ce que vous avez vérifié si, au niveau des autres ententes d'intégration éolienne qui peuvent exister, qu'on retrouve ces mêmes services complémentaires?

R. Dans les marchés qui nous entourent, il y a des marchés, il y a des bourses d'énergie, il y a des marchés actifs qui ont été mis en place, y compris des marchés pour des services complémentaires, des marchés organisés là, je parle, et y compris également des marchés intra-horaires qui prennent la relève. Donc, de plus en plus, on retrouve ce type d'organisations-là dans les zones de contrôle voisines, alors qu'au Québec, ce n'est pas le cas.

Q. [41] Au niveau... Peut-être juste vous demander de m'expliquer pourquoi, dans l'entente proposée, au niveau des services complémentaires, si ma compréhension est exacte, le réglage de fréquence, réserve tournante et arrêté, je comprends que, dans l'entente, on dit « pour l'instant, on n'en a pas besoin ». Pouvez-vous m'expliquer pourquoi on l'inclut alors dans l'entente?

R. Il y avait, surtout en ce qui concerne... En ce qui concerne l'ensemble des services, d'abord, il y avait un rapport de balisage qui avait été déposé à la Régie dans le cadre du plan d'approvisionnement deux mille huit (2008), deux mille dix-sept (2017). Ce rapport de balisage-là faisait déjà une certaine... une certaine revue des services potentiellement affectés.

Par la suite, Hydro-Québec Distribution, à la demande de la Régie d'ailleurs, avait déposé quatre études sur les impacts de la production éolienne dont le service... dont l'étude portant sur la contribution en puissance des éoliennes et dont trois études, une portant sur l'impact sur le réglage de fréquence, une portant sur la prévision pour aléa et une autre portant sur le réglage de production ou encore suivi de la charge.

Ces trois études-là ont été déposées et ont permis de faire des constats. L'étude portant sur le réglage des fréquences notait que la production éolienne pouvait avoir certains impacts sur le RFP. Par contre, les résultats étaient relativement peu concluants. On avait... Bah! Relativement peu concluants... la dispersion des résultats, je m'excuse, je préférerais utiliser la dispersion des

résultats en fonction des scénarios et en fonction des méthodes qui ont été utilisées était assez grande et on n'avait pas de résultat qu'on pouvait utiliser à l'heure actuelle. Et on peut dire aussi que, par exemple, on remarquait que, pour trois mille mégawatts (3 000 MW) d'éolien, on pouvait avoir... on pouvait arriver à la conclusion que la quantité de RFP additionnel requis pouvait varier entre dix (10) et quelque chose comme cinquante mégawatts (50 MW), si je me souviens bien là. Ça fait un petit bout de temps que ces études-là ont été déposées.

Ce qui fait que, face à cette situation-là, on a préféré laisser tomber puis dire « bon, bien, regardez ». Il y a probablement des impacts potentiels. Ils sont, à l'heure actuelle, noyés finalement dans l'ensemble des... l'ensemble des services qui sont fournis, par défaut d'ailleurs, par Hydro-Québec Production. Donc, si jamais il arrive quelque chose et on s'apercevait que, effectivement, on commencerait à avoir des impacts significatifs, ce serait au Transporteur de faire en sorte que... de prendre l'initiative pour démontrer qu'effectivement il y a des impacts. Et à ce moment-là on pourrait... on pourrait prendre les

impacts, on pourrait faire en sorte que les impacts soient pris en charge par la tarification de l'étude.

Mais, encore là, disons que, compte tenu de ce qu'on a à l'heure actuelle comme documentation, comme résultat, nous n'anticipons pas qu'une telle chose puisse arriver.

Q. [42] À la fin de votre réponse, je pense, vous avez dit « le Transporteur », vous vouliez dire le Producteur? Je ne sais pas si j'ai mal compris là, mais... À la fin de votre réponse, vous avez parlé du Transporteur. Est-ce que j'ai mal compris?

R. Oui, tel que mentionné dans l'entente, c'est le Transporteur qui devrait prendre...

Q. [43] Ah! Dans...

R. ... l'initiative effectivement de mentionner ou de déclarer qu'il y a un impact sur son réseau, qu'il a besoin de RFP additionnel et que ce RFP-là serait effectivement lié à la production éolienne.

Q. [44] Au niveau des questions de revente, je vous réfère à la pièce HQD-2, Document 1, page 44. Et c'est la réponse à la question 13.1. je vous réfère plus particulièrement au premier paragraphe :

L'Entente n'empêcherait pas le

Distributeur de revendre les surplus

découlant des contrats non assujettis.

Qu'est-ce que vous entendez par contrats... Qu'est-ce qui reste comme contrats non assujettis?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Donc, les contrats non assujettis, on parle des contrats avec HQP, la base et, évidemment, les rappels. Donc, les rappels en vertu des conventions d'énergie différée, donc c'est... quand on parle des contrats non assujettis, on parle de ceux-là.

Q. [45] Je comprends de l'ensemble de la preuve, vous me direz si j'ai tort, qu'essentiellement il n'y aura pas de... il n'y aura plus ou presque pas de revente parce que, d'une part, il n'y aura pas de revente dans le contexte du compte de modulation et il n'y aura pas vraiment de revente aussi au niveau des contrats non assujettis. Est-ce que c'est exact?

R. Tout à fait. Lorsque vous voyez la preuve et qu'on voit, dans la colonne « avec entente de modulation », les quantités de reventes qu'on peut y voir, c'est justement les reventes qui sont occasionnées par les contrats assujettis notamment, les rappels d'énergie dans le cadre des conventions et le contrat de base, trois cent cinquante mégawatts (350 MW).

Q. [46] Et je pense que c'est clair également...

M. HANI ZAYAT :

R. Les contrats non assujettis.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Excusez, non assujettis, oui.

Q. [47] Et je pense que c'est clair également de vos réponse qu'il n'y aura pas de revente dans le contexte du compte de modulation également?

R. Le compte de modulation n'est pas revendu sur les marchés. Je le répète, je l'ai dit tantôt, le compte de modulation, c'est l'accumulation des surplus résiduels associés aux contrats assujettis et qui sont revendus en fin d'année au Producteur à des conditions telles qu'on les a négociées dans l'entente, donc c'est M moins cinq (5). Donc, ce solde-là n'est pas revendu à personne d'autre.

9 h 42

Q. [48] Je vous réfère à notre mémoire, qui est la pièce C-EBM-14. Et à la page 14, on faisait référence à l'entente cadre. C'est la citation dans le dossier 3568-2005. Je vous réfère au dernier paragraphe où on disait :

Toutefois, une partie de ces besoins ne pouvant être satisfaite par des produits de court terme, le

Distributeur a conclu une entente
cadre avec Hydro-Québec Production. La
présente demande porte sur
l'approbation de l'Entente.

Dans ce cas-ci, c'était l'entente cadre. Quand on
réfère aux produits de court terme ici dans ce
paragraphe-là, est-ce que c'est exact de dire que
ce n'est pas du patrimonial mais du
postpatrimonial?

M. HANI ZAYAT :

- R. Effectivement, c'est du postpatrimonial.
- Q. [49] Est-ce que vous êtes d'accord avec moi pour
dire que l'entente cadre sert dans le contexte de
ce passage-là à palier aux produits de court terme?
- R. Ce que l'entente cadre dit, c'est que c'est un
moyen de dernier recours qui sert à assurer
l'adéquation en fait, le dépassement de l'énergie
patrimoniale qui est fournie par le Producteur
lorsque le Distributeur aura mis en place tous les
moyens requis et envisageables pour pouvoir
répondre à la demande. Donc, c'est un... Je ne me
rappelle plus de la formulation exacte de... Mais
c'est un dernier moyen. Et le Distributeur a
l'obligation de prendre toutes les mesures
possibles pour pouvoir, pour... avant le recours à

l'entente cadre. Et d'ailleurs c'est ce qu'il fait depuis la mise en place de l'entente cadre.

Donc, depuis deux mille cinq (2005), l'objectif est de minimiser le recours à l'entente cadre, aussi bien dans les zones les plus chères, donc je reviens aux trois cents (300) heures de pointe où le prix de référence de l'entente cadre est à trois cents dollars (300 \$), que pendant les autres heures de l'année. L'objectif n'est pas de se servir de l'entente cadre comme étant un moyen d'approvisionnement, mais c'est plutôt un moyen pour aller chercher vraiment les inadéquations de dernière minute, je dirais, entre l'offre et la demande.

Q. [50] Est-ce que vous êtes d'accord avec moi que l'entente cadre, au niveau des moyens d'approvisionnement, couvre pas juste l'électricité patrimoniale, mais également, et là je réfère à l'annexe de l'entente cadre qui décrit les moyens d'approvisionnement du Distributeur, je lis :

Produits de base acquis par appels
d'offres

Produits de base flexibles acquis par
appels d'offres

Produits de très court terme acquis

sans appel d'offres

Électricité interruptible.

Donc, ça couvre également au niveau des moyens d'approvisionnement, pas juste l'électricité patrimoniale?

R. Je vais peut-être revenir sur l'entente cadre.

L'entente cadre ne couvre pas des moyens, hein, elle couvre... Je vais prendre à une heure donnée. On a une demande qui est donnée. Donc, on a approvisionné la demande à un tel niveau. Et pour le faire, on met en place des moyens. Les moyens qu'on a de disponibles, ça a été... c'est encore, donc contrats de base, contrats recyclables, les achats de court terme, les éoliennes lorsqu'elles tournent, l'ensemble des moyens de production. Lorsqu'on soustrait de la demande ces moyens additionnels là, le reste c'est de l'électricité patrimoniale.

Par contre, on peut se retrouver dans des cas où le profil patrimonial ne permet pas de rencontrer cette demande-là au complet. Et souvent, ça se fait a posteriori. On fait ça en fin d'année. Donc, l'entente cadre, elle vient couvrir lorsque... la différence entre la demande réelle, l'ensemble des moyens qui ont été mis en place pour

répondre à cette demande et ce que le Producteur a fourni comme moyens au-delà de l'électricité patrimoniale. C'est ça l'entente cadre. Je pense qu'on l'avait mentionné à l'époque aussi assez souvent, ça se fait a posteriori. Donc, les dépassements, souvent, on est capable de les constater en fin d'année lorsqu'ils ont lieu.

Q. [51] Pour accélérer, ce que je vais faire, c'est que je vais déposer tout à l'heure à la fin l'entente cadre, parce que j'aurai des arguments à faire au niveau de la plaidoirie. Je veux accélérer le processus. À moins que je peux produire le document tout de suite.

LE PRÉSIDENT :

Allez-y donc!

Me PAULE HAMELIN :

Alors, je vais produire le document de l'entente cadre du quinze (15) février deux mille cinq (2005), comme pièce C-EBM-0019.

C-EBM-0019 : Entente cadre du 15 février 2005 entre
Hydro-Québec Production et Hydro-
Québec Distribution.

LE PRÉSIDENT :

Pendant qu'on distribue, vous pouvez...

Me PAULE HAMELIN :

Oui. Oui, je continue.

LE PRÉSIDENT :

Merci.

Me PAULE HAMELIN :

Q. [52] Alors, au niveau des autres moyens, je voulais savoir si le Distributeur, dans ses différentes options, avait aussi considéré la possibilité d'utiliser le nouveau service offert par HQT à l'interconnexion HQT-MASS, c'est-à-dire le pouvoir de transiter de l'énergie aux quinze (15) minutes? Est-ce que le Distributeur a considéré cette option-là?

M. HANI ZAYAT :

R. Je m'excuse, je ne vous ai pas entendu.

Q. [53] Je me demandais si le Distributeur, dans l'analyse des différentes options, s'il avait considéré l'utilisation du nouveau service offert par HQT à l'interconnexion HQT-MASS, de pouvoir transiter de l'énergie aux quinze (15) minutes?

R. Je veux juste revenir sur les marchés, les moyens dont le Distributeur dispose au-delà des contrats d'approvisionnement qui sont signés, c'est le

marché DAM essentiellement. Donc, c'est le marché horaire de New York qui requiert une réservation d'avance. Donc, c'est des moyens qui ne viennent pas... Je ne sais pas si vous faisiez référence à l'entente cadre ou vous vouliez faire un lien avec l'entente cadre. Mais ce n'est pas des moyens qui peuvent venir combler en temps réel les besoins du Distributeur. C'est des moyens qui nécessitent tout de même une réservation de transport et de la programmation. Il faut les prévoir d'avance. Il faut les appeler ces moyens.

Q. [54] Au niveau de l'utilisation de l'énergie différée, je vous réfère à la pièce HQT-2, Document 1, page 14. Est-ce que c'est exact de dire, parce que notre compréhension est à l'effet que le Distributeur va différer la totalité d'énergie provenant du contrat de base pour la période d'avril à octobre pour les années deux mille douze (2012) à deux mille quatorze (2014)?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Non, on ne le différera pas. Je vais être plus spécifique. Pour deux mille douze (2012), là. Donc, à la page 14, effectivement, ce qu'on voit, c'est que la simulation qui a été faite, qui a été produite dans ce dossier-là, pour des fins de

simplification, donc on utilise l'énergie qui est requise pour nos besoins. Et l'énergie qui n'est pas requise est différée. Donc, pour deux mille douze (2012), treize (2013), quatorze (2014), on le voit, et je suis à la page 14 de HQT-2, Document 1, on voit que d'avril à novembre, on diffère pratiquement toute l'énergie du contrat de base, et identique pour deux mille treize (2013), deux mille quatorze (2014). Ça ici, ça a été pour des fins de simulation, donc d'analyse de l'entente globale de modulation.

Maintenant, si vous me... Je peux faire un petit peu de chemin avec la question. Est-ce que, concrètement, dans les faits, est-ce qu'on va différer cette énergie-là en deux mille douze (2012)? Je pense qu'on aura la chance de s'en reparler la semaine prochaine. Pour le moment, la réponse c'est non. Et, ça, je pense qu'on va en reparler encore plus. Mais il y a une préoccupation qui est toujours le solde du compte de modulation, donc dans la tarifaire.

Puis comme je vous dis, je ne veux pas vendre le punch, mais l'énergie qui est ici, si on fait la somme, ça fait quoi deux térawattheures (2 TWh), bien, cette énergie-là, on va plutôt la...

faire l'objet de transactions financières avec le Producteur. Donc, dans les deux cas, c'est identique. L'énergie n'est pas prise en compte.

Q. [55] En fait, je voulais justement que vous voliez le punch parce que, moi, je ne serai pas là la semaine prochaine. Alors, on est dans ce dossier-ci. Alors, c'est pour ça que si, je l'ai compris de la réponse du témoin, qu'il a mentionné que, concrètement, non, et que ça va être des transactions financières. C'est ce que je comprends.

R. Peut-être juste reprendre un peu ce qu'on a déjà dit. C'est que j'ai bien dit, au moment où on se parle. Quand on prend une décision de différer ou pas, évidemment, on regarde l'année en cours, on regarde, on fait la simulation, on regarde : Est-ce que cette énergie-là, on la prend ou on ne la prend pas. Maintenant, la deuxième question qu'on se pose : Est-ce que je peux la différer? Donc, au moment où je parle, la tarifaire c'était le cas, l'état d'avancement, c'est encore le cas. On n'entrevoit pas différer d'énergie en deux mille douze (2012).

LE PRÉSIDENT :

Maître Hamelin, je suis certain qu'il y a encore

des sièges disponibles la semaine prochaine si
jamais vous avez du temps.

Me PAULE HAMELIN :

Vous êtes bien gentil pour l'offre. Je ne sais pas
si le Distributeur voudrait que j'y sois.

LE PRÉSIDENT :

Vous êtes toujours la bienvenue.

Me PAULE HAMELIN :

Oui. Merci. J'apprécie.

Q. [56] Je vous réfère à la pièce HQT-2, Document 3,
page 37. Est-ce que la Régie autorise une
intervention tardive?

LE PRÉSIDENT :

Je ne suis pas là moi non plus.

Me PAULE HAMELIN :

D'accord.

LE PRÉSIDENT :

Mais je connais quelqu'un.

9 h 53

Me PAULE HAMELIN :

Q. [57] Alors je disais HQ-D2 document 3, page 37, à
la question 22.3, la réponse :

Le Distributeur indique que les
hypothèses qu'il utilise dans ses
analyses reflètent les choix

opérationnels auxquels il fait face.

Tel que mentionné dans la preuve, les quantités en vertu des conventions avec le Producteur sont les mêmes dans tous les cas analysés. Lors d'une même année ils sont tributaires des obligations du Distributeur à l'égard de la liquidation du solde du compte d'énergie différé à la fin des contrats. Dans les circonstances, l'énergie provenant des conventions différées est déjà limité à ce qui est requis pour satisfaire les besoins.

Est-ce que l'on doit comprendre de cette réponse que le Distributeur préfère utiliser l'énergie au prix des conventions de base, c'est-à-dire à cinquante-quatre point dix-sept (54.17) plutôt que le patrimonial à vingt-cinq point soixante-quatorze (25.74)?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Le Distributeur a toujours avantage à maximiser l'utilisation du patrimonial; donc, lorsque l'énergie n'est pas requise, l'énergie du contrat de base, elle est différée. Maintenant, lorsque dans un contexte où on a pris possession de

l'énergie, hein! dans le cadre du contrat, dans le fond, c'est qu'on aurait dû prendre cette énergie-là en base, on va le dire comme ça, on est pris avec. Donc c'est un contrat tel que... de base; donc, il n'y a pas de possibilité de reprogrammer cette énergie-là. Donc, il n'y a pas de choix économique qui se fait entre le patrimonial et la base.

- Q. [58] Est-ce que c'est exact de dire que le Distributeur décide de ne pas différer cette énergie-là pour éviter d'augmenter le solde à la fin du contrat?
- R. Lorsqu'on prend une décision de ne... de ne pas différer, effectivement c'est qu'on prend en compte le solde du compte d'énergie différée à la fin. On l'a mentionné à plusieurs égards, là, plusieurs... depuis... depuis mars deux mille dix (2010) ce solde-là a atteint des proportions importantes et depuis deux mille dix (2010) on n'a pas... on n'a pas procédé à des... on n'a pas différé davantage d'énergie, et je peux vous mentionner qu'en date du trente et un (31) décembre deux mille onze (2011), là, on peut faire la projection assez facilement, on va quand même avoir six térawatts/heure d'accumulés dans le solde et ça c'est documenté.

Mais effectivement, lorsqu'on prend une décision à savoir est-ce qu'on diffère ou pas, c'est fonction de 1) les besoins courants, donc deux mille douze (2012), est-ce qu'on a besoin de cette énergie-là? Si c'est non, deuxième question c'est est-ce qu'on peut différer, est-ce qu'il y a de la place dans le compte.

Jusqu'en deux mille sept, deux mille huit (2007-2008) il n'y avait pas de problème, deux mille neuf (2009) je vous dirais, mais depuis deux mille dix (2010) le contexte est différent. Donc, on ne peut pas de façon indue ajouter de l'énergie dans ce compte-là et ne pas penser pouvoir le reprendre pour satisfaire les nouveaux besoins. Donc, c'est pour ça qu'on a temporairement cessé de différer l'énergie du contrat de base.

M. HANI ZAYAT :

R. Ce qu'il est important de peut-être rappeler dans le cadre de l'entente de modulation qu'on a... qui est l'objet de l'analyse aujourd'hui, c'est que l'ensemble des autres... l'ensemble des autres moyens du Distributeur sont encore là et les critères de choix sont toujours les mêmes, hein! on fait toujours les mêmes choix, évidemment le critère premier c'est l'adéquation entre l'offre et

la demande.

Puis à partir du moment où on est en situation de surplus, bien, en fait, qu'on soit en situation de surplus ou pas, les critères de choix, les critères de décisions ils sont toujours... ils sont toujours les mêmes. On essaie d'optimiser les moyens d'utiliser de façon la plus efficace les moyens dont on dispose avec les contraintes qui sont propres à chacun de ces moyens-là, les limitations qui y sont associées, et cetera.

Et à ce titre, les ententes d'énergie différée offrent une certaine flexibilité de pouvoir différer l'énergie de façon multiannuelle mais avec une contrainte de solde à la fin.

Maintenant, pour les fins de l'entente de modulation, ça n'a pas... ce qui est... c'est vrai dans les deux cas, en tout cas, pour les années qu'on regarde ça... qu'on regarde ici, les décisions... les décisions qu'on prend sur les conventions d'énergie différée s'appliquent aussi bien dans le scénario avec modulation que sans modulation. Donc l'entente de modulation ne vient pas affecter ces critères-là.

Et je rappelle aussi que les conventions d'énergie différée on a quand même des moments de

décision, des moments de vérité trois fois par année, et que la décision est prise de façon courante, c'est comme dans les opérations, à chaque fois qu'il y a des transactions à faire ou des projections à faire c'est fait... on a trois rendez-vous annuels où on regarde en fonction de la projection de la demande, en fonction de l'utilisation prévue des conventions, de la flexibilité qui est requise et du solde en fin d'année, si on peut différer ou ne pas différer. Donc c'est quelque chose qui se fait sur une base... sur une base roulante trois fois par année. Ça va continuer de se faire ainsi avec l'entente de modulation.

Q. [59] J'aimerais vous référer maintenant à la pièce HQ-D2, document 3, page 41, c'était la question 26.2, la réponse... le début de la réponse fournie :

Les scénarios étudiés ne tiennent pas compte de l'incertitude des prévisions éoliennes.

Je pense que vous l'avez dit d'ailleurs dans le cadre de votre présentation. Donc je comprends de ça que les scénarios étudiés n'ont pas tenu compte, là, de l'incertitude des prévisions éoliennes.

R. Je vais peut-être revenir... clarifier un peu en lien avec ce que je disais ce matin, quand on dit on a étudié les scénarios éoliens dans trente-six (36) cas climatiques, donc trente-six (36) simulations prévisionnelles nécessairement, hein! on... puis ce n'est pas les trente-six (36) qui vont se produire c'est un des trente-six (36), peut-être aucun des trente-six (36).

Ici quand on fait de l'incertitude des prévisions éoliennes c'est l'incertitude à très court terme, donc c'est le fait d'avoir prévu une production à un niveau donné pour, je veux dire, pour les soixante-douze (72) prochaines heures, d'avoir mis en place les moyens requis pour rencontrer la demande avec cette prévision de production-là et où la production ne s'est pas matérialisée ou s'est trop matérialisée.

Donc on avait prévu ça pour répondre à la demande, on a pris tous les autres moyens, puis finalement il a venté un peu plus ou un peu moins et on se retrouve avec un écart. C'est cette incertitude-là sur la prévision de court terme, de très court terme.

Q. [60] Si les quantités injectées dans le compte de modulation, là, varient compte tenu de

l'incertitude liée à la prévision, est-ce qu'on peut dire que... c'est exact de dire qu'Hydro-Québec Distribution va devoir payer pour cette variation au niveau du service de modulation? Parce que c'est essentiellement ce qui est injecté qui, en bout de ligne, compte, alors au niveau de...

R. Juste pour clarifier encore une fois, c'est l'ensemble de la production des contrats assujettis qui est injecté dans le compte de modulation à toutes les heures, le réel, la vraie production, quelle que soit la prévision qu'on en avait faite. La vraie production est injectée dans le compte de modulation.

Maintenant, à chaque heure on demande des retraits, donc on vient demander un retrait de ce compte-là à cette même heure-là qui peut varier, et ça c'est selon la demande du Distributeur. C'est le delta où on paie le sept dollars (7 \$) de modulation. C'est-tu clair?

Q. [61] Au niveau de la clause 3.1.3 de l'entente de modulation, là, du... la question du... des informations aux vingt (20) minutes, on y avait fait référence dans notre demande, en fait, je pense que c'est dans notre demande de renseignement, HQ-D2 document 3, page 39 mais c'est

la clause 3.1.3(iii) (a), là, de l'entente de modulation, puis je ne pense pas que vous ayez besoin d'y référer pour la question que je vais vous poser, c'était juste pour mettre en contexte. Est-ce que Hydro-Québec Distribution a discuté avec HQT de l'application de cette clause?

R. Je m'excuse.

(10 h 02)

Il va falloir que vous me donniez la référence.

Q. [62] Oui. Alors je vous réfère au contrat, l'entente de modulation.

R. Oui.

Q. [63] C'est la clause 3.1.3. Je pense que c'est les pages 6 et 7 du contrat.

R. Oui. O.K.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Vous faisiez référence à une de vos pièces aussi tantôt.

Q. [64] Oui. C'était la demande de renseignements HQD-2, Document 3, page 39 où je recitais juste essentiellement la même clause de l'entente de modulation.

Alors, ma question c'est: est-ce que le Distributeur a discuté avec le Transporteur de l'application de la clause?

M. HANI ZAYAT :

R. Effectivement. Et je pense que, oui, ça faisait partie d'une de vos questions et c'est là-dessus où il y a eu une entente de confidentialité qui a été signée donc avec le Transporteur et le Producteur pour couvrir ces informations-là.

Q. [65] Alors, l'entente de confidentialité n'est pas signée seulement avec le Producteur, elle est signée également avec le Transporteur, c'est ça que vous me dites?

R. Le Transporteur est aussi partie prenante de cette entente-là.

Q. [66] Je vais vous demander sous forme d'engagement de nous produire l'entente de confidentialité.

Me ÉRIC FRASER :

Objection. Il n'y a pas de pertinence à produire l'entente de confidentialité dans le présent dossier. Je ne vois pas la pertinence pour évaluer la qualité de l'entente globale de modulation qui est. On semble vouloir créer un nouvel enjeu qui déborde du fardeau de preuve qu'on a à démontrer pour l'application et l'approbation de l'entente globale de modulation.

Je comprends que c'est des enjeux qui peuvent peut-être l'intéresser dans un contexte du

dossier du Transporteur. Je comprends qu'ils ont peut-être des enjeux de transport là-dessus. Mais pour les fins de l'approbation de l'entente globale, je ne vois pas de pertinence de déposer des documents supplémentaires aujourd'hui qui, dans le fond, ne feraient que confirmer que comment on transfère cette information-là qui découle par ailleurs d'obligations qui sont déjà couvertes par les codes d'éthique et le code de conduite du Distributeur. Je voudrais éviter qu'on élargisse les débats. Ça ne fait pas partie du fardeau de preuve dans le cadre du présent dossier.

LE PRÉSIDENT :

Maître Hamelin.

Me PAULE HAMELIN :

Monsieur le Président, je pense que c'est effectivement pertinent parce qu'un des arguments que l'on fait c'est la problématique qui est liée à un traitement du Producteur versus l'ensemble des autres intervenants et les autres contreparties de marché.

Alors, moi je pense qu'il est pertinent de savoir quel est l'objet de l'entente de confidentialité et voir, parce que c'est un des arguments que l'on fait à l'effet que cette

information-là ne devrait pas être fournie juste au Producteur, elle devrait être fournie à l'ensemble des contreparties. Et je pense que c'est important de pouvoir être en mesure de valider quel genre d'engagement le Producteur prend, qui prend cet engagement-là. Parce que ma prochaine question c'est: est-ce que les gens de production sont les mêmes que les gens de commercialisation chez HQP.

LE PRÉSIDENT :

Maître Fraser, vous voulez ajouter?

Me ÉRIC FRASER :

J'ai toujours le même argument. Elle pourra faire ses représentations au final, mais c'est de l'information qui est nécessaire pour les fins de l'exploitation du contrat. C'est aussi de l'information, type d'information qui est nécessaire pour l'exploitation du patrimonial. Il n'est pas nécessaire d'ajouter le dépôt d'une entente pour faire la démonstration de son argument et/ou pour y répondre.

LE PRÉSIDENT :

Donnez-moi un instant. Maître Hamelin, on va prendre cet question-là sous réserve, on va vous revenir après la pause. Alors, je vous inviterais à continuer. Si votre question, la prochaine était

intégrée, je vous dirais peut-être de la sauter. On va terminer, on arrive à peu près. Vous aviez annoncé quatre-vingt-dix (90) minutes, alors le quatre-vingt-dix (90) minutes, moi, dans mon horaire à moi c'est dix heures et demie (10 h 30). On prendrait la pause à ce moment-là et il faudrait que je discute avec mes collègues.

Me PAULE HAMELIN :

Ça me va.

Q. [67] Alors, je vais aller toujours dans la même demande de renseignements, je ne sais pas si vous étiez encore là, à la pièce HQD-2, Document 3 qui était la question 25.3. La réponse :

L'information sera transmise sous entente de confidentialité uniquement aux unités ayant la responsabilité de planifier les ressources du Producteur. Le Distributeur considère donc que le Producteur n'en retirera aucun avantage par rapport aux autres contreparties.

Est-ce que l'on doit comprendre de votre réponse que les gens qui font la planification chez HQP, à votre connaissance, ont aucun lien avec ceux qui s'occupent du commercial? Toujours à votre

connaissance.

M. HANI ZAYAT :

R. Je vais juste revenir sur la réponse et sur le principe de ça. Ce que l'on dit c'est qu'il y a un exploitant à Hydro-Québec Production qui doit fournir, qui se trouve à déployer les moyens et à « dispatcher » des moyens qui peuvent monter jusqu'à trente-quatre (34 000), trente-cinq mille (35 000) mégawatts. Ils doivent absorber les variations de la demande et les variations de l'offre dans le cas de l'éolien de façon importante, de façon horaire et infrahoraire dans bien des cas.

Ça serait difficile de demander à un exploitant d'accepter de prendre, je pense même ça serait impossible de demander à un exploitant de prendre en charge une telle demande, de telles variabilités sans lui envoyer aucune information.

Je pense c'est juste important de recamper le principe qui est là. Ce sont des données d'exploitation et c'est à ça que servent ces données-là. C'est à ça que servent, c'est pour ça que sont envoyées ces données-là au Producteur.

Maintenant, je ne voudrais pas, je ne voudrais pas commenter les relations qui peuvent

exister entre l'exploitant et le commercial. Vous me demandez une question qui est très large, je ne peux pas... Je peux vous dire que c'est deux entités distinctes, c'est deux unités distinctes. C'est ce que je peux...

Q. [68] Je vous réfère maintenant à la pièce HQD-2, Document 1 à la page 6. On réfère dans la réponse 2.3, deuxième paragraphe, aux données éoliennes utilisées aux fins de planification sont celles reconstituées par Hélimax. Juste pour m'assurer de ma compréhension, est-ce que ça a été produit dans le cadre du présent dossier?

M. LUC BERNIER :

R. Les données brutes d'Hélimax n'ont pas été produites dans le cadre du présent dossier.

Par contre, par contre ce que l'on peut retrouver à plusieurs endroits, ce que l'on peut retrouver, ce qui a été produit dans d'autres dossiers ce sont les rapports qui sont issus des analyses d'Hélimax. Il y a deux rapports distincts, un premier portant sur la première, les parcs qui font partie du premier appel d'offres, c'est-à-dire le mille (1000) mégawatts. Et la seconde ça porte sur les parcs qui faisaient partie du deuxième appel d'offres, c'est-à-dire deux mille (2000)

mégawatts. Donc ces deux rapports-là sont deux rapports distincts qui ont été produits de manière, qui ont été produits même je crois dans le dernier plan d'approvisionnement qui a été analysé il y a quelques mois.

10 h 17

Q. [69] Je vais maintenant à la pièce HQD-2, Document 1, page 40. Et je suis dans ma portion Varia, Monsieur le président, donc j'achève. Donc HQD-2, Document 1, page 40. Dans le deuxième paragraphe, on fait référence au :

[...] prix moyen obtenu pour la revente de ces surplus présenterait un écart de près de 5 \$/Mwh par rapport au prix « forward » de l'électricité à la zone M du marché de New York, pour la même période.

Quelle est la source, quelle est votre source du prix « forward » à la zone M?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. C'était la source, en fait, c'était notre source, je ne peux pas vous mentionner la source exacte, je peux vous dire que c'était les données « forward » qui nous avaient été transmises par un consultant externe pour établir ou évaluer les offres reçues.

Donc évidemment si on a reçu, je ne me souviens pas les dates précises, si on a reçu les offres le trente (30) mars, bien le matin même on a reçu le trente (30) mars deux mille dix (2010) des prix « forward » pour la période considérée. Donc ça devait être de mémoire d'avril à septembre.

Donc on compare des pommes avec des pommes. Donc si les livraisons étaient prévues ou les ventes, parce que ça c'est des ventes qu'on voulait faire d'avril à septembre, on avait obtenu le matin même, le jour même avant onze heures (11 h 00), la date de tombée des soumissions, les prix « forward » pour avril à septembre, à New York, zone M et les autres, les différents indices qui sont permis dans les appels d'offres.

- Q. [70] Je vous réfère maintenant à HQD-2, Document 1, page 42, au quatrième paragraphe, vous parlez du prix de New York, je voulais juste que vous m'indiquiez qu'est-ce que vous, qu'est-ce que, ça peut être large le prix de New York, qu'est-ce que vous entendez par prix de New York? Est-ce que c'est le prix de la zone M encore ou juste savoir?
- R. Laissez-moi juste une petite seconde. On parle ici donc on est dans le cas d'un produit de UCAP. O.K., donc c'est ça. Lorsqu'on acquiert des produits de

UCAP, des produits de puissance standard sur les marchés, il y a toujours la prime fixe, donc le prix de la puissance et lorsqu'on appelle cette puissance-là pour les besoins de pointe, effectivement il y a un prix d'énergie qui est associé.

Donc généralement c'est l'indice, c'est les soumissionnaires qui doivent choisir les indices, mais généralement c'est New York, le marché DAM plus un « basis », un différentiel. Donc dans ce cas-ci ce qu'on donnait comme exemple c'est typiquement le prix du DAM New York plus dix dollars (10 \$) du mégawatt/heure US.

Mais c'est un exemple. Ce n'est pas... Quand on fait des appels d'offres en puissance on ne se limite pas à cet indice-là, on offre les différents, c'est aux soumissionnaires de choisir son propre marché et c'est eux qui décident quel indice de référence on doit, on doit considérer dans l'évaluation et c'est eux qui décident aussi de quel, de quel différentiel on va dire le « basis » qu'ils vont nous, nous soumissionner.

Q. [71] Mais dans le contexte...

M. HANI ZAYAT :

R. C'est intéressant d'ailleurs, ça me permet de faire

de lien juste le lien si vous me permettez.

Q. [72] Si vous permettez Monsieur Zayat, ma question est très, très pointue. Alors je posais la question...

R. Je voulais juste mentionner dans le fond que pour les produits d'UCAP parce que juste pour compléter, on a été en appel d'offres récemment et je pense que dans votre rapport il est mentionné que les prix « forward » où on est capable, la vision des prix est à zéro. Je voudrais juste confirmer qu'on n'a jamais reçu d'offre de produits d'UCAP à zéro, ni pour deux mille onze (2011) ni pour aucune autre année.

Q. [73] Je reviens à ma question parce que je voulais juste savoir dans quelle zone, quand vous parlez du prix New York, c'est quelle zone?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. On parle de la zone, c'est HQT-MASS, donc c'est zone M. Oui, évidemment je parle de puissance, je veux dire. C'est la livraison qui est tarifée. Je veux être certain qu'on se comprend bien. Il y a le prix de la puissance qui est un coût fixe parce que « sunk cost » qu'on appelle dans le terme des économistes. Un « sunk cost », un coût irrécupérable. Un coût fixe que certains ont appelé

effectivement. Et puis à ça donc ce coût-là on doit l'assumer. Et lorsqu'on doit faire appel à la puissance, bien on doit payer la livraison associée et qui est un prix d'énergie dans l'exemple qu'on donnait. Exemple le prix de DAM, le prix de marché DAM New York, plus un différentiel.

Et ce différentiel ce n'est pas nous qui le fixons, c'est les contre-parties qui le fixent dans les soumissions. Et dans l'exemple qu'on donnait on dit par exemple typiquement New York DAM plus dix dollars (10 \$) du mégawatt/heure.

Mais ça c'est, je le rappelle c'est un produit de puissance. Les livraisons sont, ce n'est pas des livraisons avec des F.U., cinquante, soixante pour cent (50-60 %), on parle des facteurs d'utilisation très, très faibles.

Q. [74] Ça devrait être ma dernière question, sous réserve de... Vous venez de parler justement d'appels d'offres de puissance qui ont été effectués dernièrement et ma compréhension c'est que c'est pour des périodes qui sont également couvertes dans l'entente si je peux dire, donc de..., pour janvier deux mille douze (2012), février deux mille douze (2012). Je vais vous demander de nous fournir sous la même forme que la

demande de renseignements de la Régie, donc en fait de compléter le tableau 12.2 qui est la pièce HQD-2, Document 1, page 43, relativement dans la mesure où ces soumissions-là maintenant sont ouvertes et que les informations sont disponibles, de bien vouloir compléter le tableau qui se retrouve là à 12.2 de la pièce HQD-2, Document 1, page 43 à titre d'engagement.

LE PRÉSIDENT :

Maître Fraser, je vous écoute.

Me ÉRIC FRASER :

Moi je m'objecte par... le dossier est complet, le dossier a fait l'objet d'une preuve soutenue d'un bord à l'autre. Les parties ont eu l'occasion de faire, déposer une preuve, déposer des demandes de renseignements, déposer des contestations aux réponses inadéquates, ont eu l'occasion de produire de la preuve.

Selon moi la preuve documentaire elle est complète et il n'y a pas lieu de prendre un engagement de ce type sur un élément de l'analyse économique, d'autant plus que je crois que le dossier parle de lui-même. Alors à moins que la Régie le juge vraiment nécessaire, je ne crois pas que cette information soit pertinente à ce stade-ci

du dossier pour statuer sur la demande du

Distributeur.

LE PRÉSIDENT :

Maître Hamelin.

Me PAULE HAMELIN :

Monsieur le président, je pense que c'est hautement pertinent. On est en train d'essayer de déterminer la valeur de la puissance dans le contexte d'une entente et on pourrait avoir des informations qui sont on ne peut plus réelles et proches de notre, de notre présent dossier.

À ce que je sache à partir du moment où on est ici encore devant vous, le document, le dossier n'est pas complet, on est encore en train, on pose des questions et c'est des informations qui sont concomitantes et selon moi très pertinentes pour les fins de la Régie et du délibéré.

LE PRÉSIDENT :

Je vous dirais que vous allez avoir la réponse avec l'autre réponse au retour de la pause.

Me PAULE HAMELIN :

Ça va.

LE PRÉSIDENT :

On va prendre une pause de vingt minutes. Au retour donc on aura des réponses aux objections. Je

demanderais à UC, UMQ de se préparer, ils vont passer avant dîner si les gens respectent les limites du temps annoncées.

Alors et ceux qui n'ont pas produit leur affirmation solennelle, de les produire en tenant compte des complémentaires, des réponses complémentaires aussi là, il faut en tenir compte dans les affirmations solennelles.

Alors de retour dans vingt minutes, Maître Hamelin.

Me PAULE HAMELIN :

Parfait.

PAUSE

10 h 56

Me ÉRIC FRASER :

Si vous me permettez, Monsieur le Président.

J'aurais une petite demande à vous formuler.

LE PRÉSIDENT :

Oui, Maître Fraser.

Me ÉRIC FRASER :

Vous avez été saisi de deux objections, dont l'une portait sur la mise à jour du tableau 12.2. On me faisait remarquer dans mon empressement à soulever l'objection, mon client me faisait remarquer qu'il aurait peut-être eu des commentaires à élaborer sur

des éléments commerciaux qui le titillaient
relativement à cette demande. Alors, je ne sais pas
si vous me donnez la permission de faire témoigner
monsieur Zayat là-dessus.

LE PRÉSIDENT :

Oui. Maître Hamelin?

Me PAULE HAMELIN :

J'allais juste mentionner qu'il pourrait y avoir un
réinterrogatoire après. En fait, mon confrère
pourrait peut-être vouloir poser des questions.
Mais, écoutez, si pour faciliter les choses, mais
d'habitude c'est moi qui pose les questions, c'est
mon contre-interrogatoire.

LE PRÉSIDENT :

On va le faire comme vous le souhaitez. On va donc,
on va reprendre avec monsieur Zayat après qu'on ait
disposé des deux objections. Est-ce que ça vous va?
Je comprends où vous voulez aller là...

Me ÉRIC FRASER :

Allez-y!

LE PRÉSIDENT :

Merci. Première des choses, je vous dirais, désolé,
on a pris un peu plus de temps, on vous demande
d'être serrés dans votre temps, et nous avons pris
un peu plus de temps, je m'en excuse, mais on n'a

pas perdu notre temps, loin de là, soyez-en sûr et vous ne perdez pas le vôtre. Sur la question du tableau, en fait, la Régie accueille l'objection sur la question du tableau. Sur la question de l'engagement de déposer une entente de confidentialité. La Régie aurait une question pour vous, Maître Fraser.

Me ÉRIC FRASER :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

Est-ce que, comme les codes de conduite qui sont... les codes de conduite qui sont publics, si c'est une question strictement opérationnelle, l'entente de confidentialité, les codes de conduite publics, pouvez-vous m'en dire un peu plus long? Oui, c'est ça. Merci, mon collègue Boulianne. Est-ce qu'elle est requise en fait, confidentialité, est-elle requise?

Me ÉRIC FRASER :

Est-ce qu'elle est requise?

LE PRÉSIDENT :

Oui.

Me ÉRIC FRASER :

Formellement, non, puisque, effectivement, la transmission d'informations se fait à l'intérieur

du contexte de l'application des codes. Et, là, vous me permettez d'avancer sur des sujets qui sont beaucoup plus techniques et pour lesquels on me corrigera s'il y a lieu.

Dans le contexte de comité d'exploitation qui vise à s'assurer la gestion de ces gros contrats d'approvisionnement que sont, entre autres, le patrimonial et les autres accessoirement. Il y a eu une entente qui a été signée parce qu'on peut, par ailleurs, comprendre les préoccupations comme celles soulevées par ma consœur, pour s'assurer... pour en rajouter une couche, si on veut. Et ma préoccupation du dépôt du document, évidemment, c'était, je ne voulais pas créer de nouveaux enjeux à ce stade-ci du dossier où cela ne constituait pas un enjeu dans la démonstration du caractère adéquat et conforme de l'entente, notamment puisque ce transfert d'informations-là s'inscrit dans un contexte que vous connaissez, qui sont les codes. Et que, par ailleurs, ce n'est pas parce qu'on en a rajouté une couche qu'il faudrait faire un enjeu avec cet élément-là. Donc, j'espère que ça répond à votre question.

LE PRÉSIDENT :

Maître Duquette?

Me LISE DUQUETTE :

C'est parce que ce qui nous intéresse, c'est de savoir c'est quoi cette couche-là, pour reprendre votre expression. C'est parce que vous en rajoutez une couche. Vos témoins disent que c'est une question d'opérationnalité.

Me ÉRIC FRASER :

Oui.

Me LISE DUQUETTE :

Et c'est déjà couvert par les codes de conduite, comme vous venez...

Me ÉRIC FRASER :

Oui.

Me LISE DUQUETTE :

... de nous confirmer. Vous dites que l'entente de confidentialité en rajoute une couche, mais à quel niveau, c'est ça qu'on cherche à comprendre. Si ce n'est pas au niveau opérationnel, à quel niveau?

Me ÉRIC FRASER :

Bien, c'est toujours au niveau opérationnel. Dans le fond, c'est, tout se faisait au niveau opérationnel, tout se faisait dans le contexte de l'application des codes, mais il n'y avait jamais

eu d'entente de confidentialité qui confirmait tout ce qui se faisait par ailleurs et qui s'imposait aux parties et aux employés concernés, en fait aux unités concernées, je devrais plutôt dire. C'est tout.

LE PRÉSIDENT :

Sur cette... Maître Fraser, voulez-vous ajouter?

Me ÉRIC FRASER :

Bien, j'aurais peut-être une illustration qu'on me suggère. C'est la ceinture et les bretelles plus qu'une autre couche.

LE PRÉSIDENT :

Maître Hamelin, est-ce que vous voulez en profiter pour ajouter quelque chose? Le chapeau, la cravate?

Me PAULE HAMELIN :

La cravate.

LE PRÉSIDENT :

Les gants?

Me PAULE HAMELIN :

Écoutez, c'est qu'on nous demande essentiellement de prendre la parole de mon collègue. Moi, je ne l'ai pas vue cette entente-là. Ce qui nous préoccupe, et là où je rattache ça avec l'entente, c'est une clause de l'entente. Et si du point de vue commercial, ça favorise une entité versus

l'ensemble des joueurs dans le marché, c'est ça qui est problématique. Alors, j'aimerais bien voir les bretelles.

LE PRÉSIDENT :

Écoutez, nous allons, nous allons, si vous voulez bien, on va continuer, on va vous revenir sur cette question-ci. On a besoin d'avoir de l'information, vous avez comme cru comprendre. On va revenir après dîner, si vous voulez bien, Maître Hamelin et Maître Fraser. Alors, maintenant, on va passer, si on veut bien, à maître Sicard. Oui, est-ce que, Maître Fraser, est-ce que vous voulez contre-interroger monsieur Zayat sur... J'ai une collègue ici qui voit tout.

Me ÉRIC FRASER :

Non, je n'ai pas d'éléments à ajouter compte tenu de votre décision.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Hamelin. Maître Sicard.

11 h 03

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me HÉLÈNE SICARD :

Q. [75] Hélène Sicard pour l'Union des consommateurs.
Bonjour. Bonjour, Messieurs. Alors, dans un... j'ai trois sujets de questions. Le premier, ça va être très court. À la pièce B-019 qui sont vos réponses

à la demande de renseignements de UC, donc HQD-2, Document 8, je suis à la page 5 et je suis à la question 2.1 qui recoupe certaines des réponses que vous avez données ce matin à consoeur.

Alors, ce que vous nous avez dit ce matin relativement au stockage, si j'ai bien compris - et ça reflète votre réponse, c'est : « À ma connaissance, ce service n'existe pas et n'est pas disponible ailleurs. Il n'est pas disponible pour nous ».

Notre question, vous avez répondu à notre question :

L'Entente répond aux besoins de flexibilité du Distributeur [...]. De plus, à la connaissance du Distributeur, aucun service de stockage d'électricité n'est commercialisé dans les juridictions voisines.

Je vous reprends, par contre, la question et je vous demanderais, s'il vous plaît, de me dire, oui ou non - et je vais prendre le reste de ce que j'ai mentionné comme une élaboration :

Veillez indiquer si le Distributeur a discuté avec le Producteur du service

de stockage d'énergie [...]?

Est-ce que vous l'avez eu? Est-ce que vous avez déjà posé des questions au Producteur à savoir s'il pourrait vous offrir un service de stockage? Avez-vous déjà posé cette question-là au Producteur?

M. HANI ZAYAT :

R. Je pense qu'au-delà des... au-delà des mots... J'ai du mal à répondre par oui ou non. Au-delà des mots, c'est il faut exprimer, c'est quoi le besoin, qu'est-ce que l'entente fait et comment... c'est quoi la meilleure façon d'y répondre.

Q. [76] O.K. Mais...

R. Vous pouvez... on peut lire l'entente de modulation et y voir certaines caractéristiques du stockage, tout comme on peut voir, d'une entente d'énergie différée et y voir des caractéristiques de stockage. C'est de la modulation, c'est du transfert. Est-ce que c'est une entente de stockage? Non, ce n'est pas une entente de stockage.

Q. [77] O.K. Alors...

R. Est-ce que c'est un service de stockage? Non, ce n'est pas un service de stockage. Est-ce que ça refait la même chose? Bien, en partie, oui. Mais, est-ce que...

Q. [78] Monsieur Zayat...

R. ... le Producteur a un service qui s'appelle
« service de stockage » qu'il commercialise? Il
n'en a pas, il ne me l'a pas offert.

Q. [79] Mais, vous, avez-vous posé la question? C'est
ça ma question. Est-ce que le Distributeur a posé
cette question au Producteur : Producteur, serais-
tu intéressé à ce qu'on discute d'un service de
stockage pour que tu me l'offres?

Me ÉRIC FRASER :

Le témoin a déjà répondu.

LE PRÉSIDENT :

Maître Fraser.

Me ÉRIC FRASER :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

Oui.

Me ÉRIC FRASER :

J'allais m'objecter, le témoin a déjà répondu. Et
le service de stockage ne fait pas partie de... en
fait, le service de stockage, ce n'est pas... on ne
vient pas faire approuver un service de stockage.
On vient faire approuver l'entente globale de
modulation. Les questions qu'on aurait pu poser ne
sont pas pertinentes à l'approbation de l'entente

globale de modulation. Et je pense que la réponse de monsieur Zayat est très complète. Il a obtenu le service dont il avait besoin.

LE PRÉSIDENT :

Maître Sicard.

Me HÉLÈNE SICARD :

On a posé, dans notre demande de renseignements cette question. Il y a eu une réponse qui, en fait, n'est pas une réponse à la question. Le service... on a produit un rapport d'expert. Là on a besoin d'une information très simple, c'est : est-ce que cette question, est-ce que sur ce service-là a été posée, oui ou non. Je ne comprends pas la réticence du Distributeur à répondre si, oui ou non, cette...

C'est une question qui est simple et qui éclaire une problématique qu'UC recommande dans divers dossiers d'approvisionnement depuis des années. C'est un sujet sur lequel la Régie a elle-même posé des questions dans le dossier des approvisionnements. Et c'est une... oui, c'est une alternative possible si le service existait, mais s'il ne lui a pas posé la question là, on y reviendra à un autre moment donné. S'il a posé la question, bien, j'aurai peut-être une autre question après.

LE PRÉSIDENT :

Q. [80] Avez-vous posé la question?

M. HANI ZAYAT :

R. Pas de cette façon-là.

Q. [81] C'est la réponse.

Me HÉLÈNE SICARD :

Q. [82] De quelle façon l'avez-vous posée?

R. Avez-vous un service où je peux injecter de l'énergie en été, que je peux retirer en hiver, qui pourrait être assortie de puissance complémentaire, qui pourrait me fournir des services complémentaires et/ou en vertu de ce que j'ai injecté et de ce que j'ai retiré...

Q. [83] O.K.

R. ... je peux... vous pouvez reprendre le solde.

Q. [84] Je vous...

R. Et la réponse à cette question-là n'a pas été oui ou non non plus. Ça a été « oui, peut-être...

Q. [85] « On en discute ».

R. ... combien, quand, quelle quantité » et ça a été une discussion assez longue. Je pense qu'on en a fait état dans l'état d'avance... pas dans le... dans le plan d'approvisionnement. Ça a pris du temps avant d'avoir une entente. Et le résultat de cette conversation-là s'est traduite par une

entente qu'on a appelée « entente globale de modulation », qu'on aurait pu appeler « entente d'intégration éolienne, version deux mille onze (2011) », qu'on aurait pu appeler « entente de stockage interannuelle » peut-être, mais c'est ça qu'on a.

Q. [86] Je vous remercie. Je vous amène maintenant à la pièce B-0027 qui sont vos réponses à une demande de renseignements de la Régie, HQD-2, Document 1.1, et je fais référence à la question 2.1 dont question et réponse sont aux pages 11 et 12. Et je m'attends à ce que, encore une fois, vous allez me répondre « oui, mais la réponse n'est pas oui ou non », mais ma question va être : pourriez-vous me répondre oui ou non à la question que la Régie pose et après on a l'élaboration.

Veillez confirmer que le service de puissance complémentaire est équivalent à un service de puissance garantie dont l'énergie, lorsque cette puissance est appelée, provient du compte de modulation prévu à l'Entente. [...]

Est-ce que je me trompe si je vous suggère que la réponse serait « oui »? Et après, on élabore sur le

« oui » dans votre réponse.

R. Bien, la réponse plus précise, elle est indiquée dans la réponse 2.1. Ce serait la...

Q. [87] Alors, est-ce que cette réponse, c'est une affirmation ou une négation de la question, si je la lis?

R. Oui, on peut l'illustrer comme ça, comme vous le dites, que le service de puissance complémentaire garantit la puissance dont l'énergie provient du compte de modulation. On peut l'illustrer de cette façon-là.

Q. [88] Donc, c'est un « oui ».

R. Nonobstant tout ce qui reste dans la réponse.

Q. [89] Oui, mais ça, ça vient compléter et tempérer notre oui, mais on partirait d'abord avec un oui.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Peut-être juste mentionner que la nuance...

Q. [90] Oui.

R. ... qu'on indique dans la 2.1, la réponse, c'est que l'énergie en question ne provient pas nécessairement d'un... l'énergie ne provient pas de la livraison en temps réel. Donc, l'énergie, c'est le résultat d'un déplacement intra-annuel. C'est ça la nuance qu'on fait à 2.1, c'est ça qu'on...

Q. [91] Et c'est là qu'est l'avantage.

R. C'est ça. Voilà!

Q. [92] Ça, j'ai compris. O.K.

11 h 11

Mais, entre guillemets vous ne pourriez pas retirer si quelque part vous n'alliez pas mettre cette énergie qui provient, là, de tous les projets par décret qui sont listés à la fin de l'entente dans un compte de modulation?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Tout à fait.

Q. [93] L'un dépend directement de l'autre?

R. Oui.

Q. [94] O.K.

M. HANI ZAYAT :

R. À titre, même, je rajouterais qu'on a l'obligation, d'une certaine façon, pas d'une... qu'on a l'obligation que le solde ne soit pas...

Q. [95] Négatif.

R. ... négatif.

Q. [96] Voilà.

R. Donc ça vient compléter cette... si jamais le solde était négatif on devrait faire les approvisionnements requis pour pouvoir le renflouer à l'intérieur de l'année.

Q. [97] Maintenant, je vais avec vous, vous demander

votre éclairage et décortiquer votre réponse. Alors vous mentionnez, et je suis à la quatrième ligne :

Un tel service...

Non, je ne suis pas à la quatrième ligne, je suis au deuxième... début du deuxième paragraphe :

Un tel service pourrait difficilement être fourni par un autre producteur qu'Hydro-Québec dans ses activités de production.

Quand vous nous dites « un tel service »...

LE PRÉSIDENT :

C'est quoi la pièce, Maître Sicard?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Le paragraphe?

Me HÉLÈNE SICARD :

Q. [98] C'est la pièce B0027.

LE PRÉSIDENT :

R. Oui.

Q. [99] C'est la question 2.1 de la DDR numéro 2 de la Régie.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

Le paragraphe que vous citez est au début de la page 12.

Me HÉLÈNE SICARD :

Ah! alors une erreur dans mes références, je m'en

excuse.

M. LE PRÉSIDENT :

Donc vous avez... le panel a la bonne pièce?

Voulez-vous reposer votre question et nous resituer dans le paragraphe?

Me HÉLÈNE SICARD :

Q. [100] Alors je suis au paragraphe qui commence avec « Par ailleurs, un tel service », on me dit gentiment qu'il est à la page 12 :

... pourrait difficilement être fourni par un autre producteur qu'Hydro-Québec dans ses activités de production.

Dans un premier temps, parce qu'il y a des références à la puissance complémentaire puis au service de modulation plus haut dans la question je voudrais confirmer que quand vous nous dites « un tel service » vous faites référence au service d'équilibrage éolien.

M. HANI ZAYAT :

R. On fait référence, bien, à l'ensemble de l'entente, notamment au service d'équilibrage éolien et à la puissance complémentaire qui vient avec. Les deux, hein! comme je le mentionnais tantôt, les deux vont ensemble.

Q. [101] Merci. Maintenant, quand vous mentionnez un peu plus loin dans le même paragraphe :

L'absorption de l'énergie éolienne produite pendant que le Distributeur n'en a pas besoin requiert que le fournisseur du service ait une charge à l'intérieur de la zone de réglage du Québec.

Est-ce que cette contrainte est due à une raison physique, une raison commerciale ou au texte des décrets?

R. C'est une raison physique, hein! quand les éoliennes tournent il y a de l'électricité qui est produite et quand l'électricité est produite il faut soit la consommer tout de suite, soit la consommer tout de suite! Donc quand la demande n'est pas là il faut que quelqu'un soit capable de réduire sa contribution à ça.

Je vais l'illustrer autrement. On a un producteur qui fournit, mettons, trente mille (30 000) mégawatts, la demande est à trente mille (30 000). Lorsque la production éolienne est à mille (1 000), ce que ça va venir faire c'est que le Producteur va réduire sa contribution de trente-quatre (34 000) à trente-trois mille (33 000).

Donc, d'une certaine façon il vient absorber, c'est ce qu'on dit, il vient absorber cette production-là à travers l'alimentation de la charge dont il fait. L'autre façon théorique mais qui n'existe pas c'est de dire je transfère ce produit puis je l'emmagasine dans une pile. Mais ça ce n'est pas vraiment possible, pas à ces quantités-là en tout cas et pas de cette façon-là.

Q. [102] Et si je comprends bien votre réponse elle ne pourrait pas, cette énergie-là, être acheminée pour être consommée au Vermont, en Ontario ou ailleurs, selon vous?

R. Elle pourrait théoriquement être acheminée si le réseau était interconnecté et si on était capable de l'acheminer et de l'équilibrer en temps réel, hein! on est... on est vraiment en temps réel, là, on est à l'intérieur d'un délai de quelques minutes, quelques heures, et cetera, ce qui n'est pas le cas de nos interconnections, que ce soit avec la Nouvelle-Angleterre, New York ou l'Ontario.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Peut-être à ce moment-là si on parle de l'alternative des interconnections, bien, il y a des questions à ce moment-là de commercialisation de l'électricité entre les différents... entre les

différentes zones de contrôle qui entrent en ligne de compte au-delà des principes physiques.

Q. [103] Maintenant, si j'ai bien compris également, Rio Tinto et EBMI ont des charges dans la zone de réglage du Québec?

M. HANI ZAYAT :

R. Rio Tinto a une charge dans la zone de réglage au Québec, EBMI, à ma connaissance, n'en a pas. Vous pourriez poser la question.

Q. [104] Est-ce que... je vais, à ce moment-là, faire référence à Rio Tinto seulement puisque vous me dites que EBM n'aurait pas de charge électrique au Québec, alors est-ce que Rio Tinto pourrait absorber les surplus éoliens du Distributeur en utilisant... en les utilisant pour leur propre charge et en revendant, en théorie, les surplus?

R. Je vais revenir à ma présentation de ce matin, d'un point de vue théorique, oui, Rio Tinto pourrait faire ce service-là dans la mesure où il a une charge et il a des moyens de production. Toutefois, les moyens de production dont dispose Rio Tinto ne semblent pas couvrir l'ensemble de ses besoins, et de ce fait il est... il est client du Distributeur. Donc à certains moments de l'année, à certaines périodes il a un contrat, un abonnement avec le

Distributeur où il vient chercher de la... de l'énergie chez le Distributeur et c'est pour ça que ce matin je parlais de modulation où on lui sert, dans le fond, un service de modulation. On lui fournit l'énergie quand il en a... quand il en a besoin et on ne la prend pas quand...

- Q. [105] Outre ces propres constatations dont vous nous avez fait part et dont vous nous faites part en ce moment par rapport à Rio Tinto et EBM ou, entre guillemets, là, d'autres fournisseurs potentiels au Québec, avez-vous approché ces gens-là à un moment donné quelconque pour leur demander ou leur dire on prépare une entente avec le Producteur, si vous êtes intéressé à fournir les services on a besoin de A, B, C pour le service, êtes-vous en mesure de nous rendre le service?
- R. Si vous voulez je vais... ces producteurs-là ont... leur mission principale est de la production industrielle, ils produisent de l'aluminium, du papier et c'est ça leur mission première. Ils se trouvent avec des moyens de production hydroélectriques pour des raisons historiques ou autres mais leur mission première est de fournir de... est de fabriquer des produits industriels et donc ils ne commercialisent pas des produits de ce

type-là.

Et en plus, ils n'ont pas ce qu'il faut, autrement dit, s'ils devaient nous fournir un tel moyen, ultimement on va devoir le leur fournir puisqu'ils n'ont pas les... la capacité suffisante pour livrer leurs propres produits, pour leurs propres besoins. Donc si je les approche puis je dis « êtes-vous capable de me moduler » il vont me dire oui, mais ils vont se retourner de bord puis je vais me retrouver à leur servir le même service en tant que fournisseur.

(11 h 20)

Ça ne m'amènerait pas beaucoup plus loin.

Q. [106] Donc, si je ne me trompe pas, vous ne leur avez pas posé. On peut dire vous avez tiré vos propres conclusions, vous avez jugé qu'il n'était pas nécessaire même de leur poser la question?

M. HANI ZAYAT :

R. Effectivement. Le but était d'en arriver à une entente à mettre en place le plus rapidement possible puis de combler nos besoins.

Q. [107] Maintenant, pour revenir à la réponse dont je vous faisais part tout à l'heure. Alors quand vous nous dites un tel service pourrait difficilement être fourni par un autre producteur, est-ce que je

dois comprendre que c'est plus que difficilement,
c'est impossible selon ce que vous me dites?

R. C'est peut-être certainement difficilement, en fait
très très très timide.

Q. [108] Je m'excuse là, je vérifie pour ne pas
reposer des questions qui ont été répondues à
travers les réponses. Ça a été des réponses plus
longues. O.K. Je vous amène maintenant, écoutez je
n'ai pas fait de copie pour tout le monde, mais je
présume. Avez-vous pris connaissance de la décision
D-2011-162 rendue dans le dossier 3748?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Sur le plan?

Q. [109] Oui, sur le plan d'approvisionnement..

M. HANI ZAYAT :

R. Oui. Ça c'est un oui clair.

LE PRÉSIDENT :

Bonne question, Maître Sicard.

M. HANI ZAYAT :

R. C'est un oui clair.

Me HÉLÈNE SICARD :

Q. [110] Alors, je vais vous lire le paragraphe 254 de
la question 75 à titre informatif. Je n'ai pas de
question directement sur ce paragraphe, mais je
vais vous poser une question sur l'entente après :

La Régie retient que le service de puissance complémentaire contribuerait au bilan en puissance du Distributeur à la hauteur de 470 mégawatts et qu'il constitue un approvisionnement patrimonial en puissance. Le Distributeur admet qu'il est possible de se procurer sur le marché de la puissance pour raffermir le transfert de l'été vers l'hiver de l'énergie découlant des contrats éoliens. Il n'a pas convaincu la Régie que ce service doive nécessairement être obtenu du Producteur par le biais de l'EGM et que l'objectif de raffermissement ne puisse être comblé par un approvisionnement assujetti à la procédure d'appel d'offres.

Ce service, qui est couvert par l'entente, correct, à l'heure actuelle. Ma question pour vous est: si la Régie décidait qu'elle ne veut pas de ce service dans votre entente de modulation, est-ce que les autres services offerts par l'entente de modulation, c'est-à-dire est-ce que le reste de l'entente demeurerait, selon vous, valable et en

vigueur? Et je vous réfère, entre autres, à l'article 9.8 de l'entente qui se lit :

Advenant que la totalité ou une partie importante de l'une quelconque des dispositions aux présentes soit jugée invalide, pour quelque raison que ce soit, cela n'affectera aucunement la validité des autres dispositions de l'entente.

Et la question qui va suivre, ça va vous donner le temps de penser pendant que je pose la question. Avez-vous discuté de cette possibilité avec le Producteur?

R. Je vais revenir sur le plan d'approvisionnement et ce que l'on avait dit dans le plan d'approvisionnement. Je pense que l'on avait dit, et on le redit dans les différentes réponses dans le présent dossier, c'est qu'il était possible d'acheter un service de puissance sur les marchés, un produit de puissance tel qu'on l'achète depuis deux mille cinq (2005), donc de type UCAP qui est une centrale, comme je faisais référence ce matin, qu'on met de côté et sur laquelle on tire lorsque le besoin est requis. Par contre, ce service-là ne permettrait pas de raffermir la production

éolienne. Elle ne permettrait pas de raffermir les livraisons associées à la production éolienne. Elle ne permettrait pas de garantir le quarante-cinq pour cent (45 %) issu de la production éolienne. Et elle permettrait encore moins de faire le déplacement entre l'énergie qui est produite l'été pour venir, pour venir nous la livrer l'hiver. Donc on n'a pas souvenir, on n'a pas réussi à trouver la référence pour le paragraphe qui est cité dans la décision. Je pense c'est deux services qui sont différents.

Q. [111] Sauf que, Monsieur Zayat, avec tout le respect pour votre réponse et pour le travail que le Distributeur a fait pour convenir de cette entente-là, ultimement la Régie va rendre une décision.

R. Je finissais avec la deuxième partie de la question.

Q. [112] O.K. Voilà! Allez-y.

R. La deuxième partie de la question c'est sur l'entente. C'est sûr que l'entente, les modalités, l'entente est une entente globale. Puis là je vais au-delà du titre, c'est une entente, c'est un tout, hein. C'est trois services qui constituent un tout où on les a, pour des fins de clarté, pour des fins

de référence de marchés aussi qui ont été « pricés » en termes de morceaux, ça a été... Mais l'analyse de l'entente a été faite à sa face même dans son ensemble. Remettre en question un service c'est comme remettre en question la totalité de l'entente. On ne peut pas, je pense qu'on peut difficilement voir l'entente comme un menu où on peut choisir les items qui sont les plus intéressants pour nous et laisser de côté les items qui ne le sont pas.

D'ailleurs, même si... Donc je reviens, c'est une entente globale. Les références auxquelles, les références de marché, les références de prix de marché sont par service de façon à essayer de se baliser. Mais je ne crois pas que l'on puisse regarder l'entente comme étant une addition de trois services à la pièce qui peuvent être pris de façon indépendante.

Q. [113] Je repose quand même la question. Je comprends votre position là-dessus, mais si la Régie décidait qu'au niveau, par exemple, des services complémentaires ou du service de puissance complémentaire vous deviez aller en appel d'offres et vous devrez aller en appel d'offres. Et prenons pour acquis que la Régie a justifié et c'est sa

décision. Si ça c'était la décision, le service de modulation, et quitte à ce que votre procureur fasse une interprétation juridique dans son argumentation. Mais à vous je vous demande qu'est-ce qui arrive entre le Distributeur et le Producteur, est-ce que l'entente de modulation seulement est maintenue et avez-vous eu ces discussions avec le Producteur?

R. Dans les discussions qu'on a eues avec le Producteur, et dans mon esprit en tout cas, sujet à validation par maître Fraser, l'entente c'est un tout. Donc elle ne tiendrait pas s'il y avait un service qui n'y était pas, elle ne tiendrait pas s'il y avait un service qui était dissocié.

Q. [114] Si, je continue avec mon si, la Régie refuse un ou deux des services relatifs à la puissance, excluant modulation qui reste, est-ce que si on n'avait que le service de modulation et que l'entente, pour des raisons juridiques, soit maintenue, est-ce que le service de modulation en lui-même serait rentable et pourrait être géré par le Distributeur et le Producteur?

R. Là aussi je vais revenir à mon intervention de ce matin. Le service de modulation en soi n'a pas vraiment de signification s'il n'est pas accompagné

de garantie d'une puissance complémentaire. Ou dit autrement, s'il n'est pas associé d'une possibilité de garantir les retraits que l'on demande.

Autrement dit, on va se retrouver à mettre de l'énergie dans un compte et avec la seule garantie de retraits qui serait au moment où les éoliennes tournent. Et à ce moment-là donc ça n'est pas le but, l'esprit et la finalité de l'entente. Donc, en soi le compte de modulation seul n'est pas, n'apporte pas d'avantages.

Q. [115] Mais le compte de modulation vous permet de retirer cette production éolienne au moment où ça fait votre affaire, en fait c'est le stockage dont on parlait tout à l'heure?

R. Parce qu'il est associé d'une garantie de puissance où on est capable de retirer cette énergie-là quand on en a besoin. Et quand est-ce qu'on en a besoin? En hiver. Et en hiver donc c'est quand les autres moyens ne sont pas disponibles.

Q. [116] Ça termine mes questions. Je vous remercie puis je m'excuse pour le léger dépassement.

LE PRÉSIDENT :

Maître Sicard, Merci.

LE PRÉSIDENT :

Maître Cadrin.

11 h 30

Maître Cadrin, je vous laisse vous installer.

J'imagine que les questions d'intendance ont été réglées, vous allez les régler en partant. Vous aviez annoncé, si je me rappelle bien, soixante à quatre-vingt-dix (60-90) minutes. Est-ce que c'est ça?

Me STEVE CADRIN :

Effectivement.

LE PRÉSIDENT :

Est-ce que vous allez respecter ce temps-là?

Me STEVE CADRIN :

Effectivement.

LE PRÉSIDENT :

Alors, écoutez, onze heures trente (11 h 30), on va commencer, on va se donner une première heure, ou un trois quarts d'heure, quarante-cinq (45) minutes, là, puis on verra. Mais vous m'indiquerez à ce moment-là quand, vous, ça vous semblera un moment pour vous dans votre lancée, dans la ligne de questions, on prendra la pause dîner, vous nous reviendrez après dîner. Ça vous va?

Me STEVE CADRIN :

Oui. Je vous en remercie. Je vous dirai le moment opportun. Pour les questions d'intendance,

effectivement, j'ai pris note ce matin, nous n'avons pas terminé la signature de l'affidavit avec assermentation pour les portions complémentaires dans le rapport et réponses également que nous avons données. Alors, ce sera fait évidemment tout de suite à la pause lunch. Et on pourra vous le déposer à ce moment-là.

LE PRÉSIDENT :

Donc, avant le contre-interrogatoire. Parfait.

Me STEVE CADRIN :

Oui, absolument, avant le contre-interrogatoire, ça, c'est clair.

LE PRÉSIDENT :

On vous écoute.

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me STEVE CADRIN :

Merci.

Q. [117] Simplement, Monsieur... Bien, d'abord, bonjour à tous. Steve Cadrin pour l'Union des municipalités du Québec. Je suis désolé. Un peu comme maître Fraser, j'ai embarqué directement dans le vif du sujet ce matin. Monsieur Zayat...

Me ÉRIC FRASER :

J'avais dit bonjour.

Me STEVE CADRIN :

Q. [118] Trêve de plaisanterie, si on veut respecter

notre temps. Monsieur Zayat, tout à l'heure, vous avez répondu à certaines questions de ma consœur, maître Sicard, relativement à un recours ou à une discussion qui pourrait avoir lieu avec Rio Tinto. Et vous avez répondu en termes d'énergie et en termes de déficit d'énergie pour Rio Tinto. Et donc, la discussion ne pouvait pas vraiment avoir lieu parce que Rio Tinto n'avait pas d'énergie en surplus, plutôt le contraire. Quand on parle de puissance, maintenant, est-ce que votre réponse reste la même?

M. HANI ZAYAT :

R. Je vais m'en tenir... Le seul, le seul, enfin le seul! La ressource en puissance qui est disponible pour Rio Tinto, pour nous, se fait, est commercialisée à travers l'électricité interruptible qu'il nous soumet à chaque année. Un peu comme l'ensemble des autres industriels. Donc, c'est ça le premier de puissance qu'il a de disponible, j'imagine, c'est celui qu'il nous soumet. Puis sans vouloir reprendre du temps, ce n'est pas tout à fait le même produit dont on parle ici. Mais comme référence, si on parle d'un produit de puissance, pur, de type UCAP, ça, c'est l'équivalent de l'électricité interruptible qui est

soumise à chaque année, à chaque hiver pour la période du premier (1er) décembre au trente et un (31) mars.

Je dis, je ne veux pas rentrer dans le cas particulier de Rio Tinto, mais quand il y en a, c'est ça le moyen. Puis je répète qu'il est ce moyen-là, ce produit-là, il est capable de nous le vendre vingt-cinq pour cent (25 %) plus cher que ce qui est, que ce qui est soumis dans l'entente, comme prix de référence, même si ce n'est pas le même produit. Il y a un produit moins flexible, l'électricité interruptible, que ce qu'on peut avoir dans l'entente.

Q. [119] Je vous laissais compléter la réponse. Je sais que vous aviez à discuter avec vos collègues. Alors, la question que je me posais, en fait, c'est parce que ce que maître Sicard vous posait comme question, et vous vous souviendrez qu'elle était relativement simple : Avez-vous discuté avec Rio Tinto ou non? Et, là, une des raisons ou la raison même que vous avez invoquée, c'était la question du déficit énergétique. Donc, il n'y a pas d'énergie à négocier avec eux. Donc, on ne discute pas avec eux. Là, je comprends votre réponse. C'est différent. Vous nous dites, là, on a

l'interruptible avec eux, c'est un des moyens qu'on peut aller chercher de la puissance. Mais est-ce qu'on est d'accord pour dire que Rio Tinto a une puissance qui dépasse ce qu'elle a besoin, et qu'elle pourrait vous offrir techniquement un outil de puissance supplémentaire au-delà de l'interruptible qui est fourni déjà?

R. Je ne suis pas sûr de suivre de comment il peut être en déficit d'énergie et avoir un excédent de puissance. En bout de ligne, le... Je vais redire. Puis là aussi, le but n'était pas de parler de cas de client particulier ou de... Mais Rio Tinto a des installations au Québec il est client du Distributeur. Il complète ses besoins à travers les achats du Distributeur. Les achats du Distributeur, il y a du... C'est le tarif de tout le monde a une composante puissance et une composante énergie. Et lorsqu'il est capable de s'effacer aux heures de pointe, s'il est capable de le faire lorsqu'il est requis, il peut soumettre des quantités en vertu de l'électricité interruptible. Ceci dit, le contrat de Rio Tinto est très complexe.

Q. [120] On n'entrera pas dans le contrat de Rio Tinto. La question, c'était de savoir si vous avez discuté avec Rio Tinto. Et, là, vous me dites, dans

le fond, qu'il n'y en a pas de discussion. Je peux résumer votre réponse à ce stade-ci. Les raisons, vous les avez données. Mais la réponse, c'est non, on n'a pas discuté avec eux.

R. C'est ça.

Q. [121] Question suivante, je vais vous amener à la demande de renseignements de la Régie. C'est B-0012 (HQD-2, Document 1) page 8, et le tableau 2.4. Si je vous amène à la section deux mille treize (2013). Et les petites centrales hydrauliques, la colonne « petites centrales hydrauliques » et « ajouts totaux » en total, en bas, on va voir les chiffres de trois cent soixante et un (361) et de six mille six cent soixante-trois (6663). Ça va? Qu'on peut arrondir à zéro virgule quatre (0,4) si vous voulez, et six virgule sept térawattheures (6,7 TWh).

Je vous amène maintenant en parallèle avec un autre document, B0005 (HQD-1, Document 1), donc dans votre preuve. Ça va, vous êtes déjà rendu.

Parfait. Donc, vous avez des chiffres...

Me ÉRIC FRASER :

Quelle page?

Me STEVE CADRIN :

Q. [122] Excusez-moi! Bien oui, j'aurais dû vous dire

la page. Alors page 33. Excusez-moi! Au tableau de l'Annexe A. Je compare les chiffres des deux totaux que je vous ai donnés, donc à regarder pour deux mille treize (2013). Je me reporte au document auquel je fais référence présentement, et je vois plutôt pour « contrats hydroélectriques » le PCH dans le fond, pour deux mille treize (2013), zéro virgule trois (0,3) plutôt que zéro virgule quatre (0,4). Et pour ce qui est du total qui devrait être six virgule sept (6,7) si j'avais arrondi mettons, c'est six virgule neuf (6,9). Êtes-vous capable de m'expliquer le différentiel entre les deux, et lequel est le bon?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

- R. Donc, à priori, je dirais que c'est un arrondi. Mais donc si je regarde le tableau à HQD-2, Document 1, donc ça doit être un arrondi. Est-ce qu'on a quoi, trois cent soixante et un gigawattheures (361 GWh) pour la petite hydraulique en deux mille treize (2013)? Et, là, évidemment, on a point trois. Donc, c'est une question d'arrondi, je présume.
- Q. [123] Bien, je vais vous suivre pour le zéro virgule trois (0,3). Mettons que vous avez arrondi vers le bas et pas vers le haut.

R. Je ne sais pas.

Q. [124] Pas au-dessus de...

R. On parle de soixante et un gigawattheures (61 GWh).
Je ne pourrais pas vous dire.

Q. [125] Mais six virgule neuf (6,9) versus six virgule sept (6,7), ça, par exemple, si je suis votre logique, ça aurait dû être six virgule six (6,6) plutôt que six virgule sept (6,7) comme je vous le suggérais en faisant l'arrondissement à la hausse, versus un six virgule neuf (6,9) dans votre preuve. C'est là où je vous comprends moins dans l'exercice.

R. O.K. Je vais...

Q. [126] Ce n'est pas six virgule sept (6,7) qui est écrit, mais en fait, ce que vous avez, Monsieur Boulianne, c'est six mille six cent soixante-trois (6663) que j'ai arrondi.

R. C'est ça.

Q. [127] Mais si je fais l'exercice comme on le fait en ce moment, bien, ça va donner six virgule six (6,6). Donc, ça amplifie le problème dans ce cas-là.

R. On va faire une validation mais...

Me LISE DUQUETTE :

Si je peux suggérer, peut-être l'erreur de calcul.

Parce que si vous additionnez.

M. HANI ZAYAT :

R. On fera la validation. On va voir. Ça semble être une coquille.

Me STEVE CADRIN :

Si c'est une coquille, c'est une coquille. Merci de nous le suggérer. Je n'ai pas fait l'addition, je vous avoue bien honnêtement. J'ai pris le total. Mais le zéro virgule trois (0,3), à ce moment-là, il faudrait peut-être l'expliquer aussi.

LE PRÉSIDENT :

Ils sont en train de valider, je pense.

Me ÉRIC FRASER :

C'est ça.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. On va le faire ensemble. C'est six six. Quand je regarde le tableau à la page 8, ça me donne six point sept (6,7). Donc c'est l'arrondi. C'est le six point neuf (6,9) qui n'est pas au tableau, page 33. C'est six point six (6,6) qu'on aurait dû voir.

M. HANI ZAYAT :

R. Qui est la somme de cinq sept, point six et point trois.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Mais arrondi.

Me STEVE CADRIN :

Tout arrondi par en bas. C'est ça.

M. HANI ZAYAT :

R. C'est une erreur. Sujet à validation.

Me STEVE CADRIN :

Si vous voulez valider, il n'y a pas de problème, mais j'allais même donner l'engagement, si vous voulez prendre l'engagement de vérifier puis voir si c'est la bonne validation, parce qu'on fait un peu ce que je n'aurais pas attendu, qui était par en bas, là, mais plutôt que d'arrondir vers le haut. Alors, si vous voulez vérifier, il n'y a pas de problème. Mais si vous êtes convaincu de la réponse, il n'y a pas de problème.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Bien, je confirme que le tableau à la page 33 de la preuve, là, il semble y avoir une coquille. Donc, ce n'est pas six point neuf (6,9), on aurait dû voir six six (6,6) ou six sept (6,7). Mais on peut prendre l'engagement de revalider le tout. Je n'ai pas de problème.

LE PRÉSIDENT :

Avons-nous besoin d'un engagement à ce stade-ci, Maître Cadrin, sur... C'est une question d'arrondi ou de calcul qu'on vient de nous qu'il y a une

erreur de calcul sur la feuille dans la preuve.

Écoutez, je ne suis pas le Distributeur.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

- R. Peut-être juste mentionner aussi que le tableau qu'on a produit ici à la page 8, donc de HQD-2, Document 1, dans le cas des PCH, évidemment, ce n'est pas trente-six (36) courbes de production petites hydrauliques, mais c'est issu des simulations. Alors que le tableau qu'on a mis en preuve, c'est les mégawatts multipliés par un FU. Donc, c'est une erreur... Ce n'est pas une erreur, c'est une question d'arrondi. Je confirme. Par contre, le six point neuf (6,9), effectivement, aurait dû être six six (6,6), six point sept (6,7). On n'a pas besoin de prendre l'engagement pour ça.

11 h 42

Me STEVE CADRIN :

- Q. [128] Je vais prendre votre réponse telle qu'elle est, puis il n'y a pas de problème. On va passer à une prochaine question. Alors, donc nous allons aller sur la question du tarif de modulation de sept dollars (7 \$) le mégawattheure. Encore une fois, je vous dirige une demande de renseignements, celle de la Régie, cette fois-ci B-0012, HQD-2, Document 1, page 3, et plus spécifiquement à la

réponse 1.2. Alors, on vous dit essentiellement...
vous répondez essentiellement - et je vous dirige
au paragraphe pertinent pour les fins de la
discussion, donc :

Le montant de 7 \$/MWh est un prix
négocié à la satisfaction des deux
parties. De plus, le service de
modulation permet au Distributeur
d'éviter les frais associés aux
transactions d'achats et de reventes
sur les marchés de court terme. Ainsi,
ce montant de 7 \$/MWh tient compte de
tous les paramètres de l'Entente,
notamment les coûts qu'elle permet
d'éviter. [...]

Je comprends que, évidemment, quand on signe cette
entente-là, donc on s'en déclare satisfait, donc
vous dites « bon, on a obtenu ce qu'on avait... on
était venu chercher à la table, d'une certaine
façon ». Alors, sur quoi vous pouvez vous baser
pour dire que vous êtes satisfait de ce prix de
sept dollars (7 \$) le mégawattheure?

M. HANI ZAYAT :

R. On se déclare satisfait de l'ensemble de l'entente.
C'est essentiellement le message qui est là, puis

c'est le message du fait que l'entente est un tout. Elle représente, elle renferme trois services ou elle a été décomposée en trois services. On a mis indicateurs de prix, d'une certaine façon, sur chacun de ces... sur chacun de ces services, bien qu'ils ne soient pas dissociables, mais de façon à baliser chacun... chacun des services par rapport à quelque chose qui pourrait être... qui pourrait se rapprocher de ces services-là. Dans l'ensemble, l'entente de modulation, elle a été évaluée sur l'ensemble de ses paramètres, hein, mais à partir du moment où on dit que c'est un tout et qu'on ne peut pas choisir un morceau, sinon il aurait fallu faire l'évaluation morceau par morceau, puis dire « pour chacun des morceaux, bien, oui, je prends celui-là, je ne prends pas celui-là », et caetera.

C'est la combinaison des services qui sont produits par l'entente de modulation et des prix qui y sont associés, on s'en déclare satisfait parce qu'elle répond à nos besoins d'opérations, elle répond à nos besoins d'intégration des parcs éoliens et elle est économiquement rentable sur l'ensemble de l'horizon et à chacune des années. Ce qui fait qu'on a une entente intéressante pour nous.

Je présume que notre contrepartie a fait un exercice similaire et s'en est déclarée satisfaite dans la mesure où ils ont signé aussi.

Q. [129] Mais, la question que je vous posais, tout simple, le prix de sept dollars (7 \$), pas l'entente. J'ai compris, l'entente, vous êtes satisfait, vous l'avez signée. Alors, pas besoin de me l'expliquer au long. Vous pouvez me dire maintenant, peut-être spécifiquement pour le prix de sept dollars (7 \$). Je présume que c'est un prix avec lequel vous êtes satisfait. Je comprends que ça tient compte d'un paquet d'autres facteurs, comme vous venez de l'expliquer, mais sur quoi, par exemple, vous êtes-vous basé?

Tout à l'heure, je vous écoutais parler de référence de marché par service. Alors, vous dites « j'ai une référence de marché, je regarde un peu comment ça se passe pour chacun des items, puis de là, bien, je vais établir un prix qui va être conséquent là compte tenu que j'en donne ailleurs dans l'entente ou que j'en laisserai aller ailleurs ».

Alors là, déjà la référence de marché, je ne la connais pas, je ne sais pas comment vous vous êtes basé pour le sept dollars (7 \$) et comment

vous pouvez vous en déclarez satisfait.

R. En fait, effectivement, la référence de marché n'existe pas, hein! C'est un peu, c'est un peu la difficulté de l'exercice. Quand on n'a pas de référence de marché, bien, on essaie de se coller à d'autres indicateurs. Dans certains cas, c'est les coûts évités et dans d'autres cas, c'est les coûts d'opportunité. On essaie de voir des scénarios, qu'est-ce qui nous arriverait si on ne l'avait pas. C'est comme... en tout cas, c'est comme ça qu'on peut imaginer une position de négociation.

Et le sept dollars (7 \$), on s'en déclare satisfait dans la mesure où, une fois qu'on le met dans l'ensemble des paramètres de l'entente, dans l'ensemble des prix de l'entente, il nous permet de rencontrer nos objectifs et d'en sortir bénéficiaire.

Q. [130] Alors, si...

R. Au même titre, au même titre que l'ensemble des autres paramètres de l'entente, hein! Je le redis, ils sont tous... dans la mesure du possible, ils sont basés sur des... sur des indicateurs de marché comme pour servir de référence, mais c'est le total qui compte, hein, c'est le « buttom line ».

Q. [131] Je comprends, mais quand on va négocier

ensemble, vous et moi, on va regarder le prix sur le marché, si jamais je n'avais pas l'entente. Le but du jeu, c'est d'avoir une entente qui va m'amener à quelque part, à faire bonifier ce que je trouverais normalement tout seul, sans ami, sur le grand marché.

R. Je vais vous donner une référence, on a beaucoup parlé de puissance ce matin, puis je vais utiliser un produit de puissance qui n'est pas ce produit-là, le produit du marché.

Q. [132] Mais, est-ce que vous allez répondre à ma question de sept dollars (7 \$) parce que...

R. Mais, je veux juste vous donner...

Q. [133] ... j'ai un temps limité, moi, pour votre explication.

R. Bien, moi aussi.

Me ÉRIC FRASER :

Bon. Là j'aimerais ça qu'on laisse le témoin répondre, puis ça fait trois fois qu'il répond à la première question. Et là il est comme généreux, il vous en donne un peu plus. Si vous ne voulez pas qu'il vous en donne plus, il va arrêter tout de suite, puis ça va nous faire plaisir. Si vous voulez qu'il vous en donne plus, laissez-le répondre.

LE PRÉSIDENT :

Vous pouvez y aller.

M. HANI ZAYAT :

R. Donc, comparaison prix de puissance, puis je pense, c'est juste pour illustrer. Quand on achète de la puissance, on achète... il y a une prime fixe, donc pour mettre la centrale de côté pour nous, on paye pour cette partie-là et après ça, on paye à chaque fois qu'on tire sur le service, à chaque fois qu'il y a de l'énergie qui est livrée.

On peut comparer les deux services. Je peux dire des fois, je vais payer deux pour la partie puissance, et pour la partie d'énergie, dépendamment des contreparties, il y en a qui me demandent une surprime de cinq dollars (5 \$) et il y en a qui me demandent une surprime de vingt dollars (20 \$). Je ne peux pas... les deux services vont ensemble, hein! Je ne peux pas dissocier. Je ne peux pas dire, je vais prendre l'indicateur... la prime fixe de A et le « basis » de B, les deux vont ensemble.

Ce qui compte pour moi, c'est le coût total de ce service-là et l'utilisation que je vais en faire. C'est comme ça que j'évalue mon service. Ce qui compte, c'est, oui, c'est des indicateurs

prime fixe, prime variable. Ici, c'est un peu la même chose, c'est l'ensemble des coûts de l'entente qui compte pour moi et non pas chacune de ses composantes.

Me STEVE CADRIN :

Q. [134] Du côté du Producteur, est-ce que vous savez quels sont, par exemple, ses coûts pour offrir ce service de modulation-là pour, lui de son côté, discuter du sept dollars (7 \$) avec vous, notamment? Notamment, parce que j'ai compris que tout se négociait aussi en même temps.

R. Je ne connais pas la position du Producteur et ce que je peux vous dire, ce n'est pas une question de coûts. Là je vais revenir à ma réponse aussi. C'est une question de coûts, c'est une question de coûts d'opportunité. C'est une question de qu'est-ce qu'il peut faire avec ses moyens pour... s'il n'avait pas ça. Donc, j'ai vu dans votre mémoire que vous rameniez sur les coûts du Producteur.

Moi, premièrement, je ne les connais pas les coûts du Producteur. Et il ne faut pas penser que le Producteur est à coût nul ou qu'il n'a pas d'autre opportunité. Le fait d'avoir... de fournir un service comme ça, je suppose que ça l'empêche de faire d'autre chose avec ses moyens.

11 h 49

Q. [135] Et je me souviens d'une discussion que nous avons eue, en fait ce n'est pas avec moi que vous aviez cette discussion-là, mais vous aviez une discussion dans le dossier précédent, l'approvisionnement, le 3748 où dans le fond vous nous aviez référé à un tableau, le tableau 22.1, « Coûts d'approvisionnement associés aux moyens de gestion existants » et qui se trouvait dans la pièce HQD-5, Document 6, à la page 12 et j'en ai préparé des copies, je vais vous en remettre des copies. Il y en a plusieurs ici, Maître Fraser.

Ça va, on peut commencer. Alors donc vous reconnaissez le tableau tout d'abord?

M. HANI ZAYAT :

R. On est d'accord, peut-être pas les chiffres.

Q. [136] Non, vous ne les avez pas appris par coeur. Alors donc peut-être le déposer de façon officielle, avant que madame la greffière nous revienne.

LE PRÉSIDENT :

Elle revient toujours.

Me STEVE CADRIN :

Q. [137] Alors C-UMQ-0018.

C-UMQ-0018 : Tableau 22.1, « Coûts
d'approvisionnement associés aux
moyens de gestion existants ».

Donc et je vais paraphraser plusieurs affirmations
qui ont été faites dans ce dossier-là, mais grosso
modo le but de l'entente globale de modulation est
de venir changer peut-être dans des différentes
colonnes, mais alléger les coûts
d'approvisionnement associés aux moyens de gestion
existants. Le but c'est d'en sortir gagnant en
diminuant les choses qui se trouvent dans ce
tableau-là qui sont tous les coûts du Distributeur?

M. HANI ZAYAT :

R. Effectivement le but de l'exercice, oui.

Q. [138] Il y a parfois des questions qui sont peut-
être des évidences, mais il faut malheureusement le
dire, oui. Alors donc, d'accord. Et comment je
peux, parce que j'essaie encore une fois de refaire
l'exercice avec vous du sept dollars (7 \$) et c'est
pour ça que j'avance dans ce dossier-là pour
essayer de comprendre comment vous arrivez à un
chiffre de sept dollars (7 \$) même si je comprends
qu'il y a d'autre chose qui doit être négociée en
même temps.

Mais comment je retrouve dans ces coûts-là du tableau 22.1 que l'on vient de déposer, comment on retrouve notre sept dollars (7 \$) de modulation, le tarif de sept dollars (7 \$) de modulation? Qu'est-ce que j'ai sauvé? À quel endroit je suis?

R. Bien je vais vous dire, je vais vous le dire autrement, pas en fonction du sept dollars (7 \$), mais un peu comme vous présentez ce tableau-là comme étant un ensemble de coûts. Ce qu'on avait dit à l'époque et c'est comme ça qu'on, c'est que ça va venir réduire le coût global qui est la dernière ligne « Total des approvisionnements, quantité, prix, coûts ».

Et si on prend la toute dernière ligne, l'entente de modulation devrait venir diminuer les coûts en deux mille douze (2012) selon la preuve qui est au dossier de l'ordre de quatre millions (4 M) en deux mille douze (2012), quinze ou seize millions (15-16 M) en deux mille treize (2013) et quinze ou seize millions (15-16 M) en deux mille quatorze (2014). Puis j'y vais avec les chiffres de mémoire, mais comme exercice c'était ça qu'on avait, qu'on avait mentionné dans le cadre du plan d'approvisionnement.

Et c'est un peu ce que la preuve aussi

montre. C'est quand on regarde nos analyses, on regarde les projections, les anticipations pour les années deux mille douze, deux mille quatorze (2012-2014) ça va venir réduire, ça va venir réduire les coûts, des montants, d'un montant de trente-quatre millions (34 M) sur les trois ans, décomposé un peu comme on le dit dans la preuve. Mais c'est la ligne globale qui est diminuée.

Q. [139] Donc je ne peux pas chercher dans les différentes lignes, dans les différents aspects ce que ça va venir toucher spécifiquement le service de modulation tarifé à sept dollars (7 \$) le mégawatt/heure? Quel item ça toucherait là?

R. Bien, non, ce qui, puis là aussi on avait dit, on avait dit dans le, dans le, dans le cadre du plan d'approvisionnement, c'est sûr que ça va venir affecter de façon plus particulière les achats et les reventes d'énergie. C'est un peu ça le, le service, le service particulier.

Mais ça va venir affecter aussi une meilleure utilisation de l'électricité patrimoniale, un petit peu plus... Les dépassements ils ne sont pas là, oui. Essentiellement achat d'énergie et revente.

Q. [140] C'est ça.

R. Mais le « bottom line » c'est une diminution des coûts pour le Distributeur à chacune des trois années de l'entente. Et par ailleurs on mentionne effectivement que les composantes détaillées sont quand même disponibles au tableau, au tableau 3.1 de la preuve où on donne les, les, les coûts et l'impact, pas l'impact, mais les coûts.

Les achats de court terme, les reventes de surplus, le cyclable, l'inutilisé, tout ça est détaillé à la preuve.

Q. [141] Ça j'ai vu, mais...

R. Par contre, c'est issu.

Q. [142] ... c'est le sept dollars (7 \$) dont on parle. J'essaie de déterminer comment vous arrivez à sept dollars (7 \$) pas six, pas huit, pas dix, pas cinq et là on l'a vu effectivement le tableau. On voit qu'il y a des coûts qui ont changé.

Par contre, je ne peux pas vous dire ils ont changé en fonction de quoi là.

R. Si votre question est-ce qu'on aurait préféré un coût pour ce service-là de trois dollars (3 \$)? Oui, on aurait préféré un coût de trois dollars (3 \$) ça aurait été plus intéressant, mais ce n'était pas possible. On n'avait pas de fournisseur à ce prix-là.

Q. [143] Juste pour confirmer un aspect d'une affirmation pour être certain qu'on se comprenne bien. La modulation c'est le transfert d'énergie d'été vers l'hiver. Est-ce que le transfert d'énergie d'été ou d'hiver vers les réservoirs du Producteur, c'est de la modulation?

R. Pouvez-vous reformuler.

Q. [144] Je peux la reposer si vous voulez comme elle est écrite. Vous dites que la modulation c'est le transfert d'énergie d'été vers l'hiver. Est-ce que le transfert d'énergie d'été ou d'hiver vers les réservoirs du Producteur c'est de la modulation?

R. Ce que je peux vous dire c'est que ça prend des réservoirs pour pouvoir faire ce transfert-là et ça prend l'alimentation de la charge pour faire, pour pouvoir faire ce transfert-là. Donc les réservoirs sont une, sont une, une, pas une obligation, mais un outil pour pouvoir faire, passer à travers cette, cette, pour pouvoir effectuer cette modulation-là et ce transfert de l'été vers l'hiver.

Q. [145] La question c'est, quand j'envoie dans les réservoirs, le transfert d'énergie dans les réservoirs, été comme hiver, est-ce que ça c'est de la modulation chez le Producteur?

R. Je, pour être franc, je ne vois pas vraiment ce que vous voulez illustrer. Ce que je peux vous dire c'est qu'à la limite...

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Juste peut-être, peut-être pour clarifier, on n'envoie pas les surplus dans les réservoirs du Producteur, juste peut-être revenir. C'est important. Les ajouts réels sont injectés sur le réseau, les ajouts de production éolienne, la biomasse, la petite hydraulique.

Du premier (1er) janvier au trente et un (31) décembre de chaque année, heure par heure. L'entente d'équilibrage, comme depuis deux mille cinq (2005) on a signé avec le Producteur, donc c'est lui qui absorbe ça. O.K., ces variations-là.

Et l'entente qu'on avait actuellement nous permettait de ramener cette énergie-là, lui dans le fond c'est qu'il ne se souciait pas d'où provenait et ça peut être zéro mégawatt (0 MW) à une heure donnée pendant un mois, il nous redonnait trois cent cinquante mégawatts (350 MW) basés sur mille (1000).

Donc ça va être pareil actuellement. Donc l'énergie va être injectée sur le réseau en temps réel. Il va faire l'équilibrage et il va remoduler

ça en fonction de nos besoins, nous on va demander des retraits en fonction de nos propres besoins.

Mais est-ce qu'il y a un appariement complet entre les surplus d'été et d'hiver? Bien non c'est clair. C'est ça le but de la modulation. C'est qu'il n'y a pas de déplacement de surplus dans ces réservoirs.

Les ajouts vont se faire dans le réseau, il n'y a pas, ils ne sont pas peinturés ces mégawatts-là. C'est dans le réseau et comme monsieur Zayat le mentionnait c'est que lorsqu'il y a une charge, il faut que la production soit, il y a appariement en temps réel c'est l'offre égale la demande.

Donc il assure le service d'équilibrage et via entente de modulation il nous ramène l'énergie qu'on a besoin au moment propice et pour suivre l'écart entre les ajouts et les besoins, bien c'est la création du solde de modulation qui permet ça.

(11 h 59)

Q. [146] Mais j'aurais une question plus spécifique peut-être. Réponse à la demande de renseignements de la Régie toujours, page 3, réponse 1.4, donc la même page où nous étions il y a quelques instants.

R. Excusez-moi, quelle page?

Q. [147] Page 3, réponse 1.4. C'est toujours B0012,

HQD-2, Document 1. Alors :

Veillez justifier l'application du
prix du service de modulation sur les
ajouts nets au compte de modulation
plutôt qu'uniquement sur les retraits.

Alors la question que je vous posais c'est d'un
côté. Alors c'est la question qu'on venait de
discuter ensemble. J'arrive ici, vous avez la
réponse :

Les négociations ont porté uniquement
sur un service de modulation
comportant une rémunération des ajouts
et des retraits nets. Si la
tarification d'un tel service avait
été structurée différemment, le prix
unitaire aurait été également
différent.

Alors peut-être pour qu'on se comprenne. D'après
vous, quels sont les avantages ou inconvénients
pour le Producteur lorsqu'un ajout dépasse le
retrait pour une heure donnée, est-ce que vous avez
connaissance de ça?

LE PRÉSIDENT :

Maître Fraser.

Me ÉRIC FRASER :

Oui, merci. Si on poursuit dans une ligne où on demande à mes clients de dire ce qu'ils pensent sur les opinions ou les avantages ou en fait tout ce qui relève du Producteur, je demanderais, je m'objecterais à une telle ligne. Les témoins peuvent répondre sur ce qu'ils sont allés chercher, ce qu'ils voulaient, ce qu'ils ont obtenu, mais ils ne peuvent pas parler pour la contrepartie avec laquelle ils ont négocié. Ils ne sont pas les bons témoins pour ça.

LE PRÉSIDENT :

Maître Cadrin.

Me STEVE CADRIN :

On l'a dit à plusieurs reprises et même dans d'autres objections avant et même dans certaines objections écrites, on vous dit que vous prenez l'entente globale de modulation « do or die ». Alors vous la prenez au complet ou vous ne la prenez pas.

Alors nous on est ici en train de discuter de certains éléments de l'entente globale de modulation qui ont été négociés alors qu'on n'était pas là tous, tous, vous inclus là-dedans. On a quelqu'un donc qui est aussi d'un côté de la

chaise, de la table plutôt, simplement, et c'est avec cette personne-là que l'on doit discuter.

Évidemment, cette personne-là lorsqu'elle va faire la négociation, j'ose croire et je pense que c'est le cas d'ailleurs, connaisse un peu les enjeux de l'autre côté de la table sinon elle négocie à l'aveugle. Alors il y a une différence entre jouer une partie de poker avec les cartes fermées, nous les cartes ouvertes. Parce que le Distributeur, lui, les cartes sont ouvertes, elles sont sur la table, vous les voyez régulièrement le Distributeur et ses cartes, elles sont là.

Alors là je présume qu'il y a un certain nombre de questions qui sont posées de l'autre côté en lui disant « Bien, toi de ton côté là », parce que là on a sept dollars (7 \$) d'un côté, sept dollars (7 \$) de l'autre côté. Alors en ajout ou en retrait. Alors dans les cas, positif ou négatif, on va toujours avoir sept dollars (7 \$) qui va s'appliquer. On s'interroge sur la composition du sept dollars (7 \$). J'ai posé les questions sur le côté du Distributeur. Maintenant je pose la question sur le côté du Producteur parce que dans le fond on dit on n'est pas capable d'avoir le service à un autre prix parce que c'est le prix

qu'on nous a donné. Bien là, est-ce qu'on prend le prix pour, entre guillemets, du « cash » ou est-ce qu'on prend le prix avec des informations, oui ou non? Et s'il y en a des informations, donc quels sont les avantages, les inconvénients pour un producteur de garder dans ses réservoirs plus d'eau pendant une période X pour les redonner tout à l'heure.

Alors j'espère qu'il y a des réponses techniques à ça, des réponses économiques également à ça parce que c'est ça qui va nous arriver à un sept dollars (7 \$) de l'autre côté. Parce que nous on dit il ne devrait pas y en avoir du côté du Producteur. Donc quand on laisse l'eau là, donc quand les ajouts dépassent le retrait, bien, là à ce moment-là il n'y en a pas vraiment de coût selon nous. En tout cas il n'y a pas de démonstration. Puis là je veux poser la question pour savoir la réponse, mais on s'objecte à ce que je sache ce que l'on a dans les mains, nous, nous le Distributeur, lorsque l'on fait cette négociation-là.

J'ai un problème avec ça parce que vous allez faire comment pour déterminer si le sept dollars (7 \$) a du bon sens puis si l'entente a du bon sens, et surtout si elle est optimale de

quelque façon que ce soit.

LE PRÉSIDENT :

Vous conviendrez avec moi, Maître Cadrin, que les gens qu'on a en face de nous, bien en fait quand je dis en face je vous regarde de côté, ce sont des gens du Distributeur.

On comprendra aussi que c'est une entente qui concerne le Distributeur qui a fait qu'il y a une contrepartie. Je vais vous laisser aller, mais je vaudrais quand même être clair avec vous. C'est au meilleur de leur connaissance puis vous ne irez peut-être pas, mais moi je vois le temps couler là puis c'est le Distributeur qui est devant nous. Puis je vois maître Fraser qui ne semble pas tout à fait sourire. Mais ça ne joue pas chez moi ça non plus.

Alors je vous laisse aller. Mais c'est des gens du Distributeur puis c'est au meilleur de leur connaissance puis il y a des choses qu'ils ne vous diront pas parce que ça ne fait pas partie. Il y a des ententes à un moment donné que vous avez négociées comme moi j'ai négociées. Alors il vous reste quinze (15) minutes avant la pause du dîner parce que j'aimerais la prendre vers midi quinze (12 h 15) si ça vous va. Alors soyez quand même

dans votre temps.

Me STEVE CADRIN :

Q. [148] Alors je réitère ma question, je vais vous la reposer parce qu'elle n'était pas très longue. D'après vous, quel avantage ou inconvénient le Producteur voit-il ou a-t-il lorsqu'un ajout dépasse le retrait pour une heure donnée?

M. HANI ZAYAT :

R. Je ne pourrais pas vous le dire. Ce que je peux vous dire c'est que si j'avais été de l'autre côté de la table, ce que je devrais regarder c'est l'ensemble de mes coûts, mes coûts opérationnels réels, mes coûts d'opportunité, mes alternatives, mes engagements vis-à-vis du Distributeur, des autres clients, mes engagements vis-à-vis du marché et mes opportunités de marché, ma stratégie de marché, comment je vais utiliser mes réservoirs, comment je vais utiliser mes ventes sur les marchés. Et c'est l'ensemble de ces paramètres-là qui fait en sorte qu'une entente peut être intéressante pour un producteur, que ça soit HQP ou quelqu'un d'autre, ou pour n'importe quelle partie aux négociations. On regarde l'ensemble des paramètres qui nous affectent et on regarde si l'entente, si ce que l'on a entre les mains vient

améliorer la chose ou pas nonobstant des coûts opérationnels réels. C'est une question d'opportunités aussi.

Ceci dit, je ne connais pas et je ne peux pas parler ni des coûts des opérations du Producteur, ni de sa stratégie de marché, ni de ce qu'il avait en tête avant l'entente de modulation et comment l'entente vient affecter cette stratégie-là. Je serais bien mal pris de pouvoir justifier tout ça.

Q. [149] Et si je vous pose la même question pour vous lorsqu'un ajout dépasse le retrait pour une heure donnée?

R. Ça c'est plus intéressant. Lorsqu'un ajout dépasse un retrait pour une heure donnée, premièrement ça m'évite de la revente sur les marchés à cette heure-là avec tous les coûts et l'incertitude qui y est associée. Premièrement, incertitude parce que je ne l'avais pas nécessairement prévu ce dépassement-là. Donc ce moyen, cet approvisionnement supplémentaire n'a pas nécessairement été prévu. Même s'il avait été prévu ce que ça m'évite c'est des transactions de marché, donc d'aller écouler cette énergie-là sur les marchés avec tous les coûts qui sont associés en

termes de conditions de marché, coûts de transactions, transport, et caetera.

Et ce que ça me permet aussi c'est de pouvoir compter sur cette énergie-là plus tard. En fait je dis plus tard, mais même dans ce cas-ci je peux même avoir utilisé cette énergie à crédit dans la mesure où j'utilise l'énergie en hiver alors que je viens l'emmagasiner juste six mois plus tard. Donc j'ai tiré sur de l'énergie que je n'ai même pas encore emmagasinée. Et là ce que cet ajout supplémentaire est venu faire en été c'est qu'il est venu diminuer les quantités que j'aurais eu à acheter par ailleurs.

12 h 06

C'est un peu les mêmes, au risque de me répéter, mais c'est un peu l'ensemble des avantages qu'on a mentionnés dans l'entente, c'est ça que ça fait.

Q. [150] Tout à l'heure dans la référence à la réponse à la Régie vous disiez si la tarification d'un tel service avait été structurée différemment, évidemment on parlait de ne pas facturer des deux côtés le sept dollars (7 \$), là, donc si ça avait été structuré différemment, vous dites, le prix unitaire aurait été également différent. Est-ce que

vous avez fait des scénarios à ce niveau-là, est-ce que vous avez regardé qu'est-ce que ça donnerait comme prix unitaire différent si c'était seulement facturé d'un côté plutôt que de l'autre?

R. Les discussions depuis le départ ont été basées sur cette mécanique-là. Je veux dire, ultimement ça aurait donné le même résultat, c'est pour ça qu'on a ramené ça en termes de tarification unitaire. Je vais peut-être illustrer, je vais peut-être illustrer.

Vous êtes sur une île, mettons, et il y a un pont à péage. On peut dire qu'on vous charge dix piastres (10 \$) à l'aller, dix piastres (10 \$) au retour ou on peut dire on vous charge seulement vingt piastres (20 \$) à l'aller, et vous reviendrez à la nage s'il le faut. C'est un peu le même principe, hein! c'est la tarification globale... ce n'est pas un bon exemple?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

Non, c'est bon! C'est super bon!

M. HANI ZAYAT :

R. La tarification, je le redis, c'est l'ensemble de... c'est l'ensemble des coûts de l'entente qui ont été évalués. C'est sûr que les modalités auraient pu être différentes. Puis à la limite je

vais vous ramener à un exemple peut-être plus terre à terre et plus proche de nous, l'entente d'intégration éolienne, l'entente initiale, elle avait un seul prix qui était quantifié en dollars du mégawatt/an et il couvrait l'ensemble des services. C'était un seul prix, ils faisaient la même... les mêmes services mais la tarification était basée sur une seule variable.

Q. [151] J'aime bien votre exemple mais je n'entrerai pas dans la simplification à outrance des exemples, ce n'est jamais bien, bien bon! Alors donc je reviens à ce que je disais, si je prends simplement votre exemple, dans le fond, c'est que j'écris quatorze dollars (14 \$) d'un côté puis zéro de l'autre?

R. C'est...

Q. [152] C'est pour ça que je vous dis que c'est dangereux de faire ce genre d'illustration.

R. Bien, j'essayais d'illustrer, qu'est-ce que vous voulez. C'est plus complexe que ça. Est-ce que ça aurait donné quatorze dollars (14 \$), on n'a pas fait l'évaluation, mais ça aurait donné quelque chose certainement de plus élevé que sept.

Q. [153] Ça je n'en doute pas. Et la question que je vous posais, puis on revient à la question que je

vous posais avant tout ça c'était est-ce que vous avez fait des exercices à ce niveau-là chez vous, dans vos trucs, je ne veux pas savoir ce que le Producteur fait, ce que ça représenterait pour vous si on en avait juste une tarification d'un côté pour arriver à la table de négociation, dire, bien, il y a le choix, soit on peut prendre, exemple, dix dollars (10 \$) ou on prend sept, sept, à titre d'exemple. Est-ce que vous avez fait cet exercice-là?

R. En général on fait les exercices, on était dans un horizon de temps assez limité, assez de pression pour pouvoir arriver avec quelque chose, avec une entente, et on a « focusé » nos analyses sur les... sur les enjeux importants pour nous. Ça, dans la mesure où ce n'était pas... ce n'était pas un enjeu, hein! on s'entend que ce qui comptait c'était... c'est l'économique, est-ce qu'on aurait pu faire un « pricing » différent, on aurait pu imaginer différentes façons de le faire. On n'a pas...

Q. [154] Mais vous ne l'avez pas fait, là.

R. Bien, je ne vois pas l'intérêt...

Q. [155] C'est ça ma question.

R. ... de le faire, honnêtement, je... c'est surtout

ça.

- Q. [156] Vous ne voyez pas l'intérêt de vérifier comment ça pourrait se moduler différemment que sept, sept?
- R. Bien, ce n'était pas sept, sept, bien, oui, sept, sept, sept à l'entrée, sept à la sortie.
- Q. [157] Bien oui, je m'excuse, je simplifie, là, mais...
- R. Bien, je peux dire que certains scénarios auraient coûté plus cher si ça avait été différent à un prix donné.
- Q. [158] Ça c'est sûrement, mais la question c'est est-ce que vous avez fait l'exercice plutôt qu'intuitivement me le dire?
- R. Non, je vous ai répondu non, je vous ai répondu ce n'était pas utile, ça n'avancait pas la... ça ne permettait ni d'avancer la négociation ni ça me permettait de régler des enjeux particuliers qui étaient issus de cette négociation-là, c'était juste une mécanique de prix d'une certaine façon.
- Q. [159] J'aimerais continuer sur un autre aspect, le seuil de trente-deux mille (32 000) mégawatts, et encore une fois je vous ramène à une demande de renseignement de la Régie pour la réponse, B-0012 HQ-D2 document 1, toujours au même document, page

36, et la réponse 10.1. Ça va? Alors vous avez :

La quantité de 32 000 MW...

En réponse, là.

... est issue d'une négociation entre les parties et reflète les contraintes physiques et commerciales des deux parties. L'objectif du Distributeur, dans cette négociation, consistait à pouvoir retirer des quantités plus élevées que celles définies par la valeur horaire garantie, sauf à la pointe du réseau où les ressources sont sollicitées à leur maximum.

Donc, en quoi la quantité de trente-deux mille (32 000) mégawatts reflète-elle une contrainte, pardon, physique du Distributeur?

R. Bien, les contraintes physiques du Producteur c'est l'ensemble de...

Q. [160] Du Distributeur, je m'excuse, mais ça va venir à la question suivante, mais pour vous, là, du Distributeur, en quoi c'est une contrainte physique le trente-deux mille (32 000) mégawatts?

R. Pour nous ce n'est pas une contrainte physique.

Q. [161] C'est beau.

R. C'est une... on va juste revenir sur le... là aussi

ça aurait été le « fun » d'avoir trente-cinq mille (35 000) mégawatts mais il faut qu'il y ait une contrepartie qui est capable de livrer le trente-cinq mille (35 000) mégawatts, qui a les ressources au-delà de l'ensemble de ses engagements. Et à ce titre, le trente-deux mille (32 000) permettait... nous permet d'avoir accès à de la puissance complémentaire illimitée jusqu'à trente-deux mille (32 000) mégawatts, donc quatre-vingt-dix pour cent (90 %) des heures d'hiver et l'ensemble des heures d'été. C'est... je ne suis pas sûr que vous réalisez la valeur d'un tel engagement.

Q. [162] Mais vous me laisserez le plaider à la fin, Monsieur Zayat. Mais la question que je vous posais, vous y avez répondu, donc pour vous le trente-deux mille (32 000) mégawatts ce n'est pas une contrainte physique chez vous, il n'y a rien qui vous empêche physiquement?

R. Non, ce n'est pas une contrainte physique.

Q. [163] Pour le Distributeur... pas le Distributeur, pour le Producteur maintenant, pardon, un lapsus.

R. Je vais revenir à la... les contraintes du Producteur c'est son parc, donc qu'est-ce qu'il a de disponible, quels sont ses engagements vis-à-vis du Distributeur, vis-à-vis des autres... ses autres

engagements vis-à-vis des autres, que ce soit sur le marché ou ailleurs, et quelle est sa stratégie de commercialisation aussi, donc c'est sa réalité, donc c'est une contrainte, oui, il y a contrainte physique et commerciale.

Q. [164] La question que je vous posais, puis je la pose véritablement dans le but de connaître la réponse physique. Vous me parlez commercial, je vous parle physique. Est-ce qu'il y en a une contrainte physique pour le Producteur à trente-deux mille (32 000) mégawatts ou est-elle supérieure à trente-deux mille (32 000) mégawatts cette contrainte physique? Trente-deux mille (32 000) mégawatts ce n'est pas la contrainte physique du Producteur.

R. Bien, je pense dans le cas du Producteur, puis là je m'étire, mais je vais utiliser le même langage, les contraintes physiques et commerciales sont indissociables. On ne peut pas avoir... il peut y avoir des contraintes physiques de quarante mille (40 000) mégawatts mais il a des engagements envers nous, donc je... oui.

Q. [165] Mais savez-vous quelle est la contrainte physique du Producteur tout court?

R. La capacité...

Q. [166] Même si maître Fraser fait des commentaires à basse voix...

R. ... la capacité de son...

Q. [167] ... parce que ça l'exaspère, là. Pardon?

R. La capacité de son parc est la contrainte physique ultime.

Q. [168] Et c'est quoi?

R. Quarante mille (40 000) mégawatts. C'est très théorique comme exercice, là, vous me forcez à répondre à des... de façon théorique à quelque chose qui n'existe pas en réalité. On ne peut pas parler de contrainte physique uniquement, il faut tenir compte de la réalité qu'il y a en arrière de ça.

Q. [169] Alors vous êtes capable de me faire le décompte pour arriver à trente-deux mille (32 000) mégawatts, comment on arrive à trente-deux mille (32 000) mégawatts comme étant le maximum, selon votre réponse?

Me ÉRIC FRASER :

Objection. Là ça fait cinq minutes qu'on est là-dessus, la réponse c'est contraintes physiques et commerciales de trente-deux mille (32 000) mégawatts, qu'est-ce que vous voulez qu'il dise de plus? C'est dans l'entente, c'est le... c'est le

critère à partir duquel il y a des contraintes qui ont été identifiées dans l'entente. On ne va pas se mettre à faire la physique des contraintes du Producteur, ça va complètement au-delà... mon confrère essaie de faire de l'argument pour sa preuve, il déborde complètement de l'entente. L'entente, il y a trente-deux mille (32 000) mégawatts qui est inscrit, ça se justifie par des contraintes commerciales et physiques et c'est... et c'est ça la réponse. On ne peut pas se mettre à faire l'étude de l'ensemble du parc du Producteur pour déterminer c'est-tu vraiment trente-deux mille (32 000) ou c'est trente-six (36)? On ne peut pas, les témoins ne peuvent pas et ce n'est pas pertinent.

12 h 16

LE PRÉSIDENT :

Maître Cadrin.

Me ÉRIC FRASER :

Alors je m'objecte.

Me STEVE CADRIN :

Ce n'est pas parce que mon confrère l'a dit plus fort que l'objection est meilleure là. Mais ceci étant dit, la question on s'entend tous pour dire qu'il n'y a pas de contrainte physique à trente-

deux mille mégawatts (32 000 MW). Il y a une contrainte physique plus élevée que ça, puis on l'a dit. Le témoin a répondu avant que maître Fraser fasse une objection là-dessus.

Là évidemment on va tomber dans des contraintes dites commerciales. C'est ça que je demande, c'est ça ma question, c'est ça sur quoi on s'objecte. Pourquoi on arrive à trente-deux mille mégawatts (32 000 MW) alors, puis on vous dit, moi je vous lis une réponse que j'ai pris dans les réponses du Distributeur. Je pars de là, je n'essaie pas de faire de la bonification de ma preuve.

Puis ceci étant dit j'ai le droit de le faire en contre-interrogatoire, je ne vois vraiment pas le problème.

La quantité de trente-deux mille mégawatts (32 000 MW) est issue d'une négociation entre les parties et reflète les contraintes physiques et commerciales des deux parties.

L'objectif du Distributeur dans cette négociation consistait à pouvoir retirer des quantités plus élevées que celles définies par la valeur horaire

garantie sauf à la pointe du réseau où
les ressources sont sollicitées à leur
maximum.

Est-ce que c'est trente-deux mille (32 000) le
maximum? Est-ce que c'est d'autre chose? Et
pourquoi on paie?

LE PRÉSIDENT :

Maître Fraser, est-ce que vous voulez rajouter
quelque chose ou ça va?

Me ÉRIC FRASER :

Non ça va, je vous remercie.

LE PRÉSIDENT :

Maître Cadrin, la Régie considère qu'il y a eu une
réponse à votre question. Alors est-ce que vous
continuez sur la même ligne avant le dîner ou on
prend le dîner. Et je ne veux surtout pas vous
couper dans vos sous-questions, ce n'est pas mon
but.

Me STEVE CADRIN :

Non, non.

LE PRÉSIDENT :

Ce n'est pas le but.

Me STEVE CADRIN :

Je prends une fraction de réflexion pour vous dire.

LE PRÉSIDENT :

Oui, oui, prenez-le.

Me STEVE CADRIN :

Compte tenu de votre décision sur l'objection.

LE PRÉSIDENT :

Je vous informe que mon lunch est froid, ça fait
qu'il n'y a pas de problème!

Me STEVE CADRIN :

Q. [170] Quelques petits éléments toujours sur la
question du seuil de trente-deux mille mégawatts
(32 000 MW) là. Alors toujours encore une fois
demande de renseignements, cette fois-ci demande de
renseignements de l'UMQ. Alors DDR, B-0020, HQD-2,
Document 9, page 10.

Alors dans votre réponse vous confirmiez
que le Producteur ne pourrait refuser les demandes
de retrait excédant la valeur horaire garantie lors
d'une heure ou par exemple la prévision

[...] que le Producteur ne pourra
refuser [...] les quantités (de
retrait) excédant la valeur horaire
garantie lors d'une heure où (par
exemple) [...] la prévision des besoins
réguliers du Distributeur sera de
31 990 MW.

Et vous vous souviendrez que nous avons donné un exemple, si on est à trente et un mille neuf cent quatre-vingt-dix mégawatts (31 990 MW), c'est ce qu'on a identifié comme BRD, si on demande mille mégawatts (1000 MW) de plus, on ne peut pas refuser.

Et selon l'entente, peut-être juste malheureusement le dire dans l'enregistrement, mais vous hochez de la tête.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Oui, c'est bien ça.

Q. [171] D'accord. Alors dans un tel cas qu'arriverait-il si la demande qui on le rappelle n'a pas de limite dépassait la capacité du Producteur à la satisfaire? Parce que là évidemment vous pouvez demander mille mégawatts (1000 MW) de plus, il ne peut pas vous refuser. C'est ce que l'entente dit, c'est ce que votre réponse dit de l'entente.

Qu'est-ce qui se passe s'il n'est pas capable de vous fournir?

R. Si, il ne peut pas refuser, si les BRD sont inférieurs à trente-deux mille (32 000).

Q. [172] Oui, mais vous commencez par un BRD?

R. Ça peut être plus même, peu importe le montant.

Q. [173] On commence par la même question qu'on avait.

Trente et un mille neuf cent quatre-vingt-dix
(31 990) c'est BRD?

R. C'est ça.

Q. [174] L'entente il y a deux façons de le faire,
mais ça quand vous êtes en dessous là puis vous
voulez passer, faire une demande additionnelle,
mille mégawatts (1000 MW) parce que c'est la
demande de retrait de plus?

R. C'est ça.

Q. [175] Donc on rajoute mille mégawatts (1000 MW) à
ce qu'on avait prévu initialement et là à ce
moment-là et on est toujours dans la même question
des contraintes à fournir, dans un tel cas
qu'arrivera-t-il si la demande qui peut être
augmentée, je veux dire, sans vraiment de limite
techniquement, dépasser la capacité du Producteur à
la satisfaire? Qu'est-ce qui se passe à ce moment-
là?

R. Peut-être reprendre la question. Je pense vous
apportez des éléments nouveaux à votre question.
Lorsque le BRD est inférieur à trente-deux mille
mégawatts (32 000 MW) la valeur du retrait qu'on va
demander ne pourra pas être refusé par le
Producteur.

Bon si, il n'y a pas deux types de retrait, il y a un retrait. On fait une fois la demande de retrait et le matin à neuf heures (9 h 00) le Producteur pourra nous confirmer si le BRD prévu à ce moment-là est toujours inférieur à trente-deux mille (32 000).

Si la demande qu'on a faite qui aurait pu être supérieure à la valeur horaire garantie est acceptée. Si le BRD prévu à ce moment-là selon l'entente à neuf heures (9 h 00), il ne pourra pas refuser. C'est tout.

M. HANI ZAYAT :

R. La question qu'on s'est demandée, on a confirmé, mais ce qu'on se demandait c'est qu'est-ce qu'on ferait avec les neuf cent quatre-vingt-dix mégawatts (990 MW) qui sont au-dessus de nos BRD si on demandait un retrait au-dessus de ça.

La demande est en bas de trente-deux mille (32 000), pourquoi on demanderait mille (1000) de plus.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. C'est en cas qu'on ait besoin.

Q. [176] En besoin réel, vous arrivez avec mille mégawatts (1000 MW) de plus en besoin réel, c'est pour ça que je vous en parle. Vous avez prévu

quelque chose, dans la vraie vie il y en a mille (1000) de plus. Alors comment, comment, qu'est-ce que vous feriez? Bien vous j'imagine que vous fourniriez l'électricité aux gens.

M. HANI ZAYAT :

R. On va livrer.

Q. [177] C'est ça, mais vous vous allez livrer. Mais la question c'est on parle de l'entente, qu'est-ce que l'entente prévoit par rapport à ça? Parce que là s'ils n'ont pas la capacité de vous le livrer même si vous avez la capacité de demander mille mégawatts (1000 MW) ou deux mille mégawatts (2000 MW) de plus parce que vous faites votre prévision une journée et demie avant?

M. LUC BERNIER :

R. Écoutez, la contribution du Producteur d'HQP à nos besoins ne sera jamais supérieure à nos besoins. Première des choses. Là vous me placez dans une situation où vous me dites qu'est-ce qui se passe si effectivement j'avais programmé une certaine quantité et oups les BRD sont plus élevés. Bien c'est justement pour ça qu'on a une provision pour aléas.

Q. [178] Peut-être que je n'arrive pas à saisir votre réponse, je m'excuse, j'essaie de.

M. HANI ZAYAT :

R. Je vais me réessayer. Si les BRD sont en bas de trente-deux mille (32 000) on peut demander, il n'y a pas de, il n'y a pas de plafond, on peut demander selon nos besoins. Si en temps réel, si c'est ça le sens de la question, si en temps réel, les besoins sont au-dessus de trente-deux mille (32 000), mais dans la mesure où on avait demandé les retraits, il va nous fournir les BRD, les retraits qu'on avait programmés.

Autrement on va se retrouver dans des cas de dépassement, c'est l'entente cadre qui va jouer. Dans la mesure où si en temps réel, les retraits..., la demande est nettement plus forte que ce qui est anticipée, qu'on a mis en place tous les moyens qui sont, qu'on a à notre disposition, y compris les achats de court terme, la programmation des retraits. Bien le reste si la demande est nettement plus élevée, bien ça va en dépassement.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Et je dirais pour compléter jusqu'à concurrence de, jusqu'où on peut intervenir, c'est-à-dire exactement à neuf heures (9 h 00) le matin, si les BRD sont en temps réel, il y a eu une prévision et après ça la prévision augmente et qu'en temps réel

c'est plus élevé que ce qui a été prévu le matin.

Bien nous on a toujours un délai pour agir pour ça. Si le délai il devient trop mince bien effectivement comme monsieur Zayat le mentionnait c'est l'entente cadre qui joue le moyen de dernier recours.

Mais on a toujours la possibilité de transiger sur les marchés et ça on le fait depuis deux mille six (2006) et ça va encore se faire même avec l'entente de modulation.

Q. [179] Je vais interrompre mes questions à ce stade-ci. Peut-être que je vais les vérifier, pour moi si j'ai des questions complémentaires sur cet aspect-là plutôt que de le faire devant vous. Et vous inviter à la pause lunch.

LE PRÉSIDENT :

À notre retour à tous, Maître Cadrin, vous en prévoyez encore quoi pour une demi-heure, grosso modo?

Me STEVE CADRIN :

Grosso modo, une demi-heure.

LE PRÉSIDENT :

Sur le temps que vous aviez annoncé?

Me STEVE CADRIN :

On avait annoncé une heure trente, entre une heure

et une heure trente.

LE PRÉSIDENT :

Oui c'est ça parce qu'on arrive à et vingt-cinq (25), on a commencé à et demi, alors je ne vous chicanerai pas pour cinq minutes. Alors on prend une pause de lunch pour une heure. Alors on est de retour à horloge de la salle d'audience une heure vingt-cinq (1 h 25). Bon appétit.

SUSPENSION DE L'AUDIENCE

REPRISE DE L'AUDIENCE

13 h 30

LE PRÉSIDENT :

Nous reprenons.

Me ÉRIC FRASER :

Il nous manque un témoin.

DÉCISION

LE PRÉSIDENT :

Si vous permettez, Maître Fraser, je réglerais peut-être les questions d'objection et les questions de confidentialité demandées par EBM. Monsieur Bernier, de toute façon, qui vient d'entrer va pouvoir s'installer.

Maître Hamelin, sur votre demande de confidentialité d'une partie de question. J'ai un

texte que je vais lire. Je vais le donner à notre collègue sténographe. Il pourra le prendre directement.

[1] La Régie rend sa décision sur la demande d'EBM, formulée dans sa lettre du 28 novembre 2011 (pièce C-EBM-0016), en vue de l'obtention d'une ordonnance de traitement confidentiel relativement à une partie de sa réponse 3.3 à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie, laquelle partie était jointe à ladite lettre et déposée sous pli confidentiel.

[2] Lors de l'audience, ce matin, aucun participant n'a formulé d'objection à cet égard.

[3] Après examen du document précité déposé sous pli confidentiel, des motifs invoqués par EBM au soutien de sa demande et de l'affirmation solennelle à cet égard de monsieur Pascal Cormier, directeur Affaires réglementaires-Canada chez EBM, la Régie juge que les motifs invoqués

justifient l'émission de l'ordonnance demandée. Elle accueille, en conséquence, la demande de traitement confidentiel d'EBM.

[4] Pour ces motifs,

[5] Considérant l'article 30 de la Loi sur la Régie de l'énergie;

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE la demande de traitement confidentiel d'EBM relativement à la partie de sa réponse 3.3 à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie qu'EBM a déposée sous pli confidentiel avec sa lettre du 28 novembre 2011, pièce C-EBM-0016;

INTERDIT la divulgation, la publication ou la diffusion de cette réponse et des renseignements qu'elle contient.

On avait réglé déjà, il y avait deux objections qu'on avait prises ce matin. Il y en a une qui a déjà été réglée. Sur la deuxième, qui était à savoir sur la possibilité de prendre un engagement pour déposer l'entente de confidentialité, la Régie

rejette l'objection, demande que l'entente soit déposée demain à midi au bureau de la Régie.

E-1 (HQD) : Déposer l'entente de confidentialité.

Sur ce, nous allons poursuivre avec maître Cadrin qui lève les deux mains en signe qu'il est prêt. Maître Cadrin, je nous rappelle notre échéancier. Nous essayons tous d'être diligent parce que c'est la vie. Alors, il vous reste quoi vingt (20) minutes, quinze (15)? Je suis en train de négocier moi aussi.

Me STEVE CADRIN :

Je pense que vous trichez mais...

LE PRÉSIDENT :

On vous écoute.

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me STEVE CADRIN (suite) :

Q. [180] Rebonjour. On continue. Erreur de prévision éolienne à court terme et justification. Voici la demande de base, c'est une demande de renseignements de Brookfield B-0014 (HQD-2, Document 3) page 42, réponse 26.2. Et en résumé, dans le cadre de vos justificatifs :

Les scénarios étudiés ne tiennent pas compte de l'incertitude des prévisions éoliennes.

Ce matin, vous avez dit que vous ne teniez pas compte dans votre justification de l'entente globale de modulation, de l'erreur de prévision éolienne à court terme. Mais ai-je bien compris, si je dis que vous en teniez compte... Excusez-moi! Plutôt si je vous dis que vous en teniez compte qu'il y avait des bénéfices découlant de l'entente globale de modulation... Je répète doucement. Ai-je bien compris que si vous en teniez compte, vous dites que le bénéfice découlant de l'entente globale de modulation sera encore plus important?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Effectivement, on a mentionné ça ce matin. Alors, ce qu'on dit, entre autres, c'est que ce qui a été pris en compte, c'est la prévision éolienne selon les trente-six (36) courbes climatologiques pour les fins d'analyse. Dans l'évaluation des scénarios, sans entente et avec entente, c'est les mêmes courbes éoliennes, les trente-six (36) courbes d'offres éoliennes.

La prévision à court terme, effectivement, elle n'est pas prise en compte. Ce qu'on a dit, c'est que ce risque-là, dans le fond, est assumé par le Producteur. Ce n'est pas nous qui allons devoir assumer ces risques-là au niveau de la

prévision de court terme éolienne. Donc, c'est pour ça qu'on mentionne que le bénéfice de l'entente ne peut être que plus élevé.

Q. [181] Excusez-moi! J'ai manqué la fin de votre phrase.

R. C'est pour ça qu'on maintient que le bénéfice de l'entente, de l'entente globale de modulation ne peut être que plus élevé.

Q. [182] Donc, j'avais bien compris, même si j'ai mal redit...

R. Oui, bien...

Q. [183] Mais pourquoi ça n'a pas été évalué ce bénéfice-là qui pourrait n'être que plus élevé?

R. Bien, pour les fins de l'analyse, je vous dirais, ce n'est pas pertinent. De un. De deux, il n'y a pas de simulation possible à faire sur la prévision éolienne à très court terme. On rentre un peu, je vous dirais, dans le mode gestion opérationnel. Donc, je vais donner un peu l'exemple concret. C'est qu'à tous les jours, il y a une équipe, il y a des gens qui vont faire des simulations quotidiennes, et non pas sur les trente-six (36) cas, ils vont regarder où on est rendu dans l'année, l'historique, qu'est-ce qui a été fait en termes de besoins, quels sont les besoins qu'on a

eus, quelle est l'offre qu'on a eue, et évidemment où on en est dans le solde.

Et compte tenu de la prévision qui va être disponible pour les prochaines heures, les prochaines quatorze (14) ou seize (16) ou quarante-huit (48) heures, effectivement, on va planifier les retraits. Toutefois, les ajouts réels qu'on va constater, c'est le Producteur qui assume ces écarts-là à même ses réservoirs. Ce n'est pas le Distributeur qui va devoir assumer ces écarts-là.

Donc, le gain dans le fond, c'est que, nous, on n'a pas à... Évidemment, la prévision, mieux, elle est... Comment je pourrais dire ça. Plus elle est précise ou plus on se rapproche de l'horizon de prévision, évidemment, pour la prévision des retraits, ça va aider. Mais maintenant, en temps réel, ça n'a plus d'importance pour nous. C'est sûr que si les ajouts sont grandement différents de ce qui a été planifié, bien, il y a toujours le lendemain et le surlendemain pour s'ajuster. Donc, ça va être roulant comme ça trois cent soixante-cinq (365) jours par année. Le solde, on va le suivre comme ça au courant de l'année. Et la beauté de la chose, c'est ça, c'est qu'on va pouvoir s'ajuster à chaque

jour, trois cent soixante-cinq (365) jours par année.

Q. [184] Je comprends qu'il n'y a pas de compensation donc spécifiquement attribuée à ça au niveau du Producteur dans ses risques de prévision à court terme?

R. Il assume les risques.

Q. [185] Il assume les risques mais il n'a pas de compensation?

R. C'est un peu ce qu'on a mentionné ce matin. Il n'y a pas de compensation particulière pour ça. Mais je vais reprendre un peu les termes. C'est pris en compte dans l'ensemble. Est-ce que lui a évalué qu'il y avait des risques sur cette prévision-là? On peut penser que, effectivement, ça peut avoir des écarts au niveau de ses réservoirs. De planifier trois cents mégawatts (300 MW) et de recevoir mille mégawatts (1000 MW) pendant une journée complète, est-ce que ça a des impacts pour eux? On peut présumer que oui. Est-ce qu'ils nous ont quantifié le tout? Non. Même chose pour nous. Est-ce qu'on a quantifié toutes nos analyses économiques? Bien non, on ne l'a pas...

Ce matin, vous disiez qu'on s'est présenté les livres ouverts. C'est faux. On ne se présente

pas les livres ouverts devant le Producteur comme devant personne. Alors, eux, ils font pareil. Donc, ça n'a pas été quantifié de leur part. Puis, évidemment, c'est des risques. C'est eux qui les assument. Et l'entente, les paramètres de l'entente, s'ils les ont assumés correctement, s'ils les ont calculés, quantifiés, bien, j'imagine qu'ils ont pris les différents paramètres qu'on a négociés et qu'on retrouve dans l'entente. Bien, s'ils ont accepté de signer, c'est parce que ça faisait aussi leur affaire.

M. LUC BERNIER :

R. J'aurais peut-être une petite précision ici.

Effectivement, au sein du service de modulation, il n'y a pas de compensation qui est donnée au Producteur. Par contre, il y a le volet service complémentaire également où, effectivement, on a une provision pour aléas.

(13 h 40)

Q. [186] Ensuite au niveau de simulation de l'entente d'intégration éolienne, j'avais des petites questions. Vous avez déposé des réponses complémentaires, donc à notre demande de renseignements lundi dernier. Ça porte le numéro HQD-2, Document 9 complément, ce n'est pas un

numéro distinct dans ce cas-ci. Et il y a des tableaux, donc c'est une série de tableaux pour vous rappeler un peu ce dont ça a l'air, onze par dix-sept (11x17) je pense. Pour mes yeux c'est en onze par dix-sept (11x17). Et même là.

Alors le tableau 2.1, A2.1 pardon, et A2.3 fournis les vingt-cinq (25) novembre dernier.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Annexe 2 c'est ça?

Q. [187] Oui, c'est l'annexe 2 effectivement. Alors également je vais vous référer à notre complément de rapport d'expertise C-UMQ-0017, page 14 où nous avons fait une compilation pour deux simulations particulières, alors peut-être mettre les deux documents en relief. Donc la simulation 19 et la simulation 6.

Alors c'est simplement pour vous donner, les données de base sont donc dans le tableau si jamais vous voulez y référer. Mais donc on a fait la compilation pour deux simulations données pour faire des exercices de vérification à même la réponse fournie.

On voit donc scénario avec modulation si on regarde la page 14 de l'UMQ, complément du rapport d'expertise de monsieur Raymond, simulation,

pardon, scénario avec modulation, scénario sans modulation et scénario entente d'intégration éolienne, « EIÉ ». Donc on voit des chiffres au niveau de l'énergie nette gérée quatre millions (4 M), excusez-moi, quatre mille quatre cent soixante-quatorze térawattheures (4474 TWh), quatre mille quatre cent soixante-quatorze térawattheures (4474 TWh) et quatre mille cent soixante-six térawattheures (4166 TWh). Qu'est-ce qui explique le différentiel entre les deux premiers scénarios et le dernier scénario?

R. Bien, c'est assez simple. Dans l'exemple que vous nous présentez à votre page 14 de votre complément de preuve c'est que les scénarios avec modulation, scénarios avec modulation et sans modulation, c'est la moyenne est trente-six K (36 K).

Q. [188] La moyenne est trente-six K (36 K). O.K.

R. Excusez-moi, je reprends ça. Scénario avec modulation, scénario sans modulation. Je suis dans votre preuve. Vous avez pris la simulation numéro 19.

Q. [189] Oui, par exemple.

R. Par exemple. Vous auriez pu prendre une des trente-six (36). Bien, c'est une des courbes. C'est une des courbes une des trente-six (36). Alors le FU

est-ce qu'il est de trente-deux pour cent (32 %) ou quarante-deux pour cent (42 %), c'est ça la différence alors que le scénario avec intégration éolienne c'est trente-cinq pour cent (35 %) uniforme. Donc, nécessairement, l'éolien la contribution est différente et donc le déploiement des moyens est différent.

Q. [190] Et si je regarde donc à la simulation 6 où on fait en dessous.

R. C'est pareil.

Q. [191] C'est pareil. Mais à ce moment-là au niveau de l'éolien ça va être plus élevé au niveau de l'énergie nette gérée?

R. Bien oui.

Q. [192] O.K. À la fin de l'année au niveau de l'entente d'intégration éolienne il y a un ajustement en dollars pour cet aspect-là?

R. Précisez votre question, s'il vous plaît.

Q. [193] En fin d'année avec l'entente d'intégration éolienne il y a un ajustement en dollars pour tenir de compte de cet écart-là?

R. L'écart de production?

Q. [194] Effectivement. Bien, entre les scénarios sans modulation ou sans entente. Entre l'énergie éolienne et le trente-cinq pour cent (35 %),

excusez-moi je l'ai mal phrasé. Entre l'énergie éolienne et le trente-cinq pour cent (35 %).

R. Oui.

Q. [195] L'énergie éolienne réelle et le trente-cinq pour cent (35 %).

R. C'est ça. Dans l'entente actuelle effectivement lorsque l'année, lorsque l'on est dans une année d'opération, donc nous on planifie à trente-cinq pour cent (35 %). Comme deux mille onze (2011) par exemple pour prendre un cas, on a planifié, si je prends exemple la cause tarifaire de l'année passée, on a planifié les approvisionnements éoliens qui seraient de trente-cinq pour cent (35 %). Maintenant, si en fin d'année, nous, HQP nous a livré trente-cinq pour cent (35 %) uniforme et s'il s'avère qu'à la fin de l'année l'ensemble des parcs a produit plus, bien, dans le fond il y a un écart qui va se calculer puis, effectivement, il y a une compensation qui se fait, une compensation, ce n'est pas une compensation, c'est un ajustement qui se fait à HQP. Un écart de livraison que je vais appeler comme ça. Dans les deux sens effectivement.

Dans le fond c'est que, nous, ce que l'on dit c'est que pour une année type avec l'entente

d'intégration éolienne c'est toujours trente-cinq pour cent (35 %). Au niveau des coûts.

Q. [196] Continuez. O.K. Alors calcul du coût de la puissance complémentaire maintenant. Je vous amène dans une demande de renseignements de l'ACEF de Québec pour vous donner le point de départ, mais la question va plus loin évidemment. C'est B0013, HQD-2, Document 2, page 18. Et la réponse je pense que c'est D-10C. On dit simplement :

La puissance complémentaire...

Dans votre réponse :

La puissance complémentaire est utilisée pour les quatre mois d'hiver dans les deux scénarios au même titre que l'électricité interruptible.

Alors je comprends que donc dans les deux scénarios avec modulation ou sans modulation tout d'abord?
Excusez-moi, je vous laisse...

R. Oui, excusez-moi. ACEF Québec, HQD-2, Document 2, quelle page?

Q. [197] 18, réponse D-10C.

R. O.K.

Q. [198] Donc je mentionnais simplement donc :

La puissance complémentaire est utilisée pendant les quatre mois

d'hiver dans les deux scénarios au même titre que l'électricité interruptible.

Alors les deux scénarios c'est avec ou sans modulation on s'entend?

R. Oui.

Q. [199] D'accord. Confirmez-vous que dans l'entente globale de modulation la puissance équivalant à la puissance complémentaire devrait être achetée pour les quatre mois d'hiver, sans entente globale de modulation est-ce qu'on doit l'acheter?

R. Dans le scénario avec entente globale de modulation c'est quatre mois d'hiver.

Q. [200] O.K. Mais sans entente globale de modulation, normalement est-ce qu'il y aurait eu un achat pour les quatre mois d'hiver?

R. J'aurais un achat effectivement pour les quatre mois d'hiver parce que mon substitut c'est aussi l'option d'électricité interruptible qui me donne un produit de puissance. Et par ailleurs, j'aurais pu me procurer l'énergie via les produits standards sur les marchés.

Q. [201] Entre deux mille six (2006) et aujourd'hui, à titre d'exemple, dans ce qui s'est passé est-ce que vous avez acheté de la puissance pour le mois de

décembre et le mois de mars?

R. Oui.

Q. [202] Oui. Combien? Est-ce que vous avez les besoins?

R. Les besoins, effectivement il faut reculer un peu dans le passé. Les besoins de puissance je vous dirais lorsqu'ils deviennent un peu plus importants c'est lorsque la différence entre les besoins et les moyens est de moins en moins importante. Je vais reculer à deux mille cinq-deux mille six (2005-2006). Donc pour la pointe d'hiver deux mille cinq-deux mille six (2005-2006) on n'avait à cette époque-là pas beaucoup de moyens. Donc l'écart entre les moyens disponibles et les ressources requises était quand même assez important. Alors, si je me souviens bien, on avait acquis à ce moment-là pour la pointe de janvier deux mille six (2006) au-delà de douze cents (1200) mégawatts strictement pour janvier, février deux mille six (2006).

Par contre, ça prenait aussi de la puissance pour décembre deux mille cinq (2005) et mars deux mille six (2006). Et plus on va avancer comme ça plus ce profil-là va se confirmer. Et c'était déjà un fait pour l'instant. Mais,

évidemment, compte tenu que la demande a baissé depuis deux mille neuf (2009), pour l'instant en deux mille neuf (2009) ça n'a été que des achats en janvier et février.

13 h 48

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Mais, l'option demeure toujours, évidemment, à service comparable, de réduire des produits similaires, donc un produit qui nous garantit la puissance pour quatre mois. Pour l'instant, on a l'option de l'électricité interruptible.

Me STEVE CADRIN :

Q. [203] J'ai peut-être mal saisi ou j'ai peut-être mal formulé ma question, mais si je regarde une de vos réponses à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie, vous avez fourni donc... Je peux vous donner la référence également, absolument, HQD-2, Document 1, page 43. Là vous avez un tableau 12.2.

R. Oui.

Q. [204] Et là, en fait, votre explication, votre réponse qui est donnée là, vous faites l'exercice de nous expliquer ce qui était acheté là, puis je vois des achats janvier février, janvier février, janvier février pour chaque année.

R. Oui.

Q. [205] Il n'y en a pas en décembre, il n'y en a pas en mars?

R. Non, effectivement. C'est parce qu'on ne les a pas mis sur le tableau.

Q. [206] Il y en a, mais elles ne sont pas dans le tableau.

R. Bien oui.

Q. [207] O.K. Est-ce que l'on peut avoir les chiffres précis là qui ne sont pas dans le tableau? Donc, pour les mois décembre et mars, respectivement, pour chacune des années du tableau 12.2. Je pensais qu'il n'y en avait pas là, mais c'est peut-être mon erreur.

R. C'est sous toute réserve, mais je ne sais pas ce que...

Me ÉRIC FRASER :

Évidemment, j'ai déjà... j'ai déjà gagné une objection sur la mise à jour sur le même tableau là, donc sur la mise à jour du tableau et je la maintiens. Je ne crois pas que ça... qu'une mise à jour de l'information, dans le fond, économique qui a été donnée par le Distributeur au soutien de l'analyse économique de l'entente soit nécessaire à ce stade-ci du dossier pour faire avancer le débat.

Je vous remercie, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

On accueille l'objection.

Me STEVE CADRIN :

Q. [208] Ah! O.K. Je voulais vous expliquer pourquoi
je voulais avoir l'information, mais...

LE PRÉSIDENT :

Vous pouvez, vous pouvez, mais c'est la même
logique qui me guide. Vous pouvez... bien, allez-y,
je ne veux pas vous brimer. Allez-y.

Me STEVE CADRIN :

Bien, je ne me sens pas tout à fait brimé là, mais
je vais survivre de ça, inquiétez-vous pas. Mais,
ce que je voulais vous expliquer, c'est la
différence entre l'objection que vous avez
accueillie tantôt et celle qu'on parle en ce
moment.

La mise à jour du dossier, c'est une chose,
puis c'est quelque chose qu'on essaie d'éviter de
faire de façon habituelle. Alors, je comprenais le
sens de votre décision sur l'objection, sans aucun
doute là, je pourrais même partager votre opinion.
Ceci étant dit, avec respect, je pense que ce n'est
pas la même façon pour regarder une information qui
est fournie en réponse ici à la demande de la

Régie.

Alors, évidemment, moi, je vois un tableau et on demande de combler ces besoins en puissance depuis l'hiver 2006, on demande de fournir l'information. On la fournit, on choisit - pour quelle raison, je ne sais pas là, mais peu importe - on choisit de ne pas fournir deux mois qui sont dans les mois d'hiver.

Avec respect, je pense qu'il est normal de penser qu'il n'y en a pas. Et là je pose la question, il y en a des achats de puissance. Peut-être que c'est moi qui ai mal lu la réponse. Peut-être que vous allez me dire « bien, c'est clair dans la réponse qu'on parlait juste de ces mois-là » ou dans la question. Moi, je pensais qu'il n'y en avait pas. Alors là, évidemment, s'il y en a, je veux voir à quel niveau sont-ils parce que, évidemment, on a une discussion de savoir sans entente globale de modulation, doit-on prendre quatre mois d'hiver, aurait-on des achats pour quatre mois d'hiver. Alors que dans l'entente globale de modulation, on prend pour acquis qu'il y en aurait quatre mois, donc pour toute la période de l'hiver.

Alors, on nous dit, peut-être que si vous

voulez comparer les deux et faire les scénarios de comparaison entre les deux, entente globale de modulation, sans entente. Dans un cas, il y a deux mois, dans un cas il y a quatre mois, ce n'est pas la même chose. Et aussi, c'est des questions de quantités et c'est des quantités historiques là. C'est des données qui sont donc antérieures, des données qui sont déjà à la disposition. Je ne demande pas de se projeter dans l'avenir pour regarder quelque chose qui va se passer, mais plutôt de déterminer, quand on fait l'exercice d'un scénario avec et sans entente, bien, qu'est-ce qu'on regarde. Puis là, on regarde d'un côté, on dit « bien, il faut prendre quatre mois dans les deux cas ».

Puis, moi, je vous dis, bien, peut-être pas. Enfin, vous le savez là, ce n'est pas moi qui l'ai dit, mais il y a un expert qui vous en a parlé. Et là je pose la question pour avoir les informations précises et voir si c'est négligeable, pas négligeable et à quel point c'est important. Alors, c'est un peu ça le sens de la question et la différence, avec respect, que j'apportais à la décision que vous aviez rendue avant ou peut-être maintenant là.

LE PRÉSIDENT :

Et je vais prendre quand même une seconde pour prendre en compte ce que vous venez de nous dire. Donnez-moi quelques secondes.

Maître Cadrin, nous maintenons notre accueil de l'objection.

Me STEVE CADRIN :

D'accord.

Q. [209] Question subséquente. Vous avez fourni ce matin un tableau, vous m'excuserez, je n'ai pas pris la note de la cote. 33. Alors, B-0033, si vous l'avez pas loin de vous. Donc, en réponse à une demande de la Régie transmise hier au courant de la journée, vous avez identifié, en fait, la garantie de puissance et service d'équilibrage. Vous expliquez un peu en quoi ça répond finalement aux demandes des différents décrets.

Vous avez identifié en soulignant à chacun des cas là, relativement à chacun des décrets, garantie de puissance, convention d'équilibrage, ainsi de suite. Est-ce que vous êtes capable de mettre des chiffres relativement à chacun de ces éléments-là? Exemple, dans le premier cas, garantie de puissance et on dit « sous forme de convention d'équilibrage ».

Et dans le deuxième cas, l'entente d'intégration éolienne, on parle à ce moment-là, donc puissance complémentaire, service d'équilibrage.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Quels chiffres?

Q. [210] La garantie de puissance, la puissance garantie que vous avez en fonction de ces contrats-là.

R. Bien, je vous dirais que dans le cadre de l'entente actuelle, une intégration éolienne, c'est trente-cinq pour cent (35 %) de l'installée, trente-cinq pour cent (35 %) de la puissance installée. Donc, si c'est mille mégawatts (1 000 MW), c'est trois cent cinquante mégawatts (350 MW). Si on prend le bilan de puissance qu'on a déposé dans le plan d'appro là, on le voit. On le voit pour décembre, la pointe deux mille dix (2010), deux mille onze (2011) parce qu'après ça, ça n'existera plus, mais c'est trente-cinq pour cent (35 %) de l'installée.

Q. [211] Juste un instant. Juste pour qu'on se comprenne bien. Avec ce qu'on a aujourd'hui comme entente globale de modulation, le trente-cinq pour cent (35 %) auquel vous faites référence, l'entente intégration éolienne, elle se compare au quarante-

cinq pour cent (45 %) aujourd'hui?

R. Oui.

Q. [212] Est-ce qu'il y a des minimums qui sont prévus au décret ou est-ce qu'il y a des obligations quantifiées dans les différents décrets dont on vient de parler? Que ce soit en pourcentage ou en mégawatt ou autrement là.

M. HANI ZAYAT :

R. Bien, je crois qu'on a reflété ici les décrets. Ça dit, on est capable de lire, je ne vois pas de quantification. C'est les extraits pertinents du décret.

Q. [213] Donc, il n'y a pas de quantification. Le choix de quarante-cinq pour cent (45 %) ou trente-cinq pour cent (35 %), c'est des choix qui vous étaient laissés dans le fond.

R. C'est des choix qui répondent à nos besoins, donc j'ai déjà mentionné la contribution propre des éoliennes. Donc, on reflète ça, on raffermir la... on raffermir les livraisons d'énergie éolienne. Et lorsqu'on est capable d'aller chercher des livraisons hivernales supplémentaires, dans le fond, qui sont tirées du compte de modulation, la puissance complémentaire vient raffermir ce qu'on est capable de chercher, alors c'est le quarante-

cinq pour cent (45 %) qui est l'engagement maximum du Producteur pour les trois cents (300) heures de fine pointe.

Q. [214] Maintenant, restons sur la production éolienne. On sait que la justification économique de l'entente a été faite pour chaque année entre deux mille douze (2012) et deux mille quatorze (2014) en utilisant les trente-six (36) séries horaires de production éolienne. On est d'accord. D'ailleurs, j'ai l'entente ici là. Si jamais il faut y référer, on pourra toujours en discuter ensemble là. Mais, également, je comprends que dans cette entente, pas dans... dans cette évaluation, je devrais dire plutôt, je n'ai pas l'entente, mais l'évaluation de la contribution de puissance de la production éolienne sous contrat avec Hydro-Québec Distribution. Ça aussi ça a été fait avec les trente-six (36) séries horaires de production éolienne, c'est exact, les mêmes?

M. LUC BERNIER :

R. Ce sont les mêmes trente-six (36) à la base, sauf que dans le cas de l'évaluation de la contribution en puissance, il y a eu un... ces séries-là ont été démultipliées par sept pour tenir compte des décalages de calendrier possibles et de la

coïncidence que les conditions extrêmes peuvent avoir avec les jours de semaine et les jours de fin de semaine.

Q. [215] D'accord. À la base, ce sont les mêmes trente-six (36) séries, dans le fond.

R. À la base, ce sont les mêmes données de production éolienne.

Q. [216] Je comprends que dans l'étude dont je viens de vous parler, l'évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne, on utilisait la série pour tous les parcs à trois mille mégawatts (3 000 MW). On ne l'avait pas fait en tenant compte de sous-ensemble ou en tenant compte des parcs effectivement en vigueur ou en service, je devrais dire plutôt.

R. On a effectivement, compte tenu de la lourdeur du processus, effectué seulement qu'un test ou un cas de figure.

Q. [217] Mais, dans le cadre de notre étude actuellement, ce que vous avez fait, c'est l'exercice en se basant sur l'année deux mille douze (2012), les parcs qui sont en service, deux mille treize (2013), les parcs qui sont en service et deux mille quatorze (2014).

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Bien, je pense qu'on a répondu à ça dans le plan d'approvisionnement là. C'est quand même peut-être autour du douze (12) juin. Ce qu'on disait, c'est que pour deux mille douze (2012), hein, on regardait dans le futur, le plan d'approvisionnement, c'était deux mille douze... deux mille onze (2011), deux mille vingt (2020). Ce qu'on disait, c'est qu'il n'y a pas de changement significatif au niveau des parcs qui seront mis en service au cours des prochaines années par rapport à ce qui a été fait dans l'étude de deux mille neuf (2009) pour évaluer le trois mille mégawatts (3 000 MW).

Donc, effectivement, si on avait... On va faire un exemple. Si on avait perdu... sur trois mille mégawatts (3 000 MW), si on avait perdu trois parcs et puis des mégawatts, des puissances installées révisées, des déplacements importants, des révisions des facteurs d'utilisation, est-ce qu'on aurait fait l'étude? Bon. Ça aurait pris des changements importants. Dans le plan, c'est ça qu'on avait mentionné. Là vous reprenez la même question aujourd'hui, alors je vous refile la même réponse.

Q. [218] Je comprends, mais là on est dans la

justification d'une entente globale de modulation versus pas d'entente du tout, Alors, je comprends que votre réponse demeure la même. Ce n'est pas... il n'y a pas de modification significative qui vous amène à refaire une passe là disons avec les bons parcs en vigueur.

R. Exactement.

Q. [219] D'accord. Et vous me dites pourquoi. Parce que c'est une analyse qui prend trop de temps à faire?

R. Au-delà du temps, au-delà du temps, je répète, c'est... l'étude, on la fait... C'est-à-dire, on ne fait pas une étude pour faire une étude, donc le jour qu'on va refaire l'étude, c'est de, un, hein, il va y avoir un historique un peu plus grand, donc on va aussi intégrer les dernières années de climatologie, en principe les années... Là on a soixante et onze (71), deux mille six (2006), donc je présume qu'en deux mille treize (2013), quatorze (14), quinze (15), on va intégrer les cinq dernières années.

En plus de ça, il va y avoir cinq climatologies ou six nouvelles climatologies, deux mille sept (2007), huit (8), neuf (9), dix (10), onze (11), peut-être douze (12).

Deuxièmement, on va avoir un historique un peu plus long, deux mille sept (2007), deux mille onze (2011), des parcs actuels qui sont mis en service. Ça demeure quand même limité. Sept ans là, ce n'est pas, ce n'est pas quarante et un (41) ans.

Et en plus, on va avoir une plus grande certitude sur la mise en service des prochains parcs. Là, comme je vous disais tantôt, les mises en service qui ont eu lieu et qui auront lieu, ce n'est pas différent de ce qu'on avait planifié pour l'étude deux mille neuf (2009).

14 h

Q. [220] Je comprends que vous pourriez refaire l'exercice au complet, ce que vous venez de m'expliquer en détail. J'apprécie votre réponse. Maintenant, je vous pose comme question c'est simplement refaire l'exercice en tenant compte des parcs qui sont en place, en tenant compte des puissances installées.

Puis pour vous faire le commentaire par rapport à ça, je peux vous amener à discuter également de l'évaluation comme telle, là, si vous voulez, là, mais on voit que dans les résultats obtenus, puis on le mentionne spécifiquement à la page 2, que la... à ce moment-là en effet plus le

taux de pénétration sera élevé plus faible sera la contribution en puissance de l'éolien. Je vais vous poser la question, est-ce que vous êtes d'accord avec moi pour dire cette affirmation-là est exacte, s'il y a moins de puissance installée le taux de pénétration est plus élevé?

R. Dans ce...

Q. [221] De contribution, excusez-moi, oui.

Me ÉRIC FRASER :

Là on est à la page 2 de quel document?

Me STEVE CADRIN :

De l'évaluation.

Me ÉRIC FRASER :

De l'évaluation?

Me STEVE CADRIN :

La contribution en puissance de la production éolienne sous contrat avec Hydro-Québec Distribution. Mais je pose la question en demandant aux témoins s'ils sont d'accord avec mon affirmation. Pas besoin de produire le document...

Me ÉRIC FRASER :

Non, non, mais je veux juste être sûr que...

Me STEVE CADRIN :

Oui, oui.

Me ÉRIC FRASER :

... de quoi on parle.

M. LUC BERNIER :

R. Le taux de pénétration est effectivement une des variables qui peut déterminer le niveau de contribution en puissance. Il faut, d'une part, savoir par contre à partir de quel seuil ça commence à jouer. Ici, on est toujours en bas de dix pour cent (10 %) tout de même dans des... dans ce qu'on appelle dans le milieu de l'éolien, des faibles taux de pénétration. Donc quand on se réfère à l'ensemble de la littérature, en bas de dix pour cent (10 %) de taux de pénétration on est dans une phase où, de manière générale, on est relativement stable.

Il y a un autre phénomène aussi qui joue sur la contribution en puissance, il y a la question de la diversité géographique des parcs. Or, actuellement ou au début de l'entente on est dans une phase où les parcs sont dispersés sur un territoire géographique tout de même un peu plus concentré que vers la fin de la période deux mille quatorze (2014) où là on va avoir des parcs partout au Québec. Donc ça aussi c'est un facteur qui peut potentiellement jouer.

Donc compte tenu de l'ensemble des facteurs

qui peuvent jouer, nous, il n'y a pas lieu de croire qu'actuellement on peut avoir un taux de... un taux ou une contribution en puissance significativement différente de ce qu'on aurait avec les trois mille (3 000) mégawatts qui ont été simulés.

M. HANI ZAYAT :

Je voudrais aussi faire un complément de réponse et, dans le fond, ramener au... à l'essence même des analyses de contribution en puissance. Ce que ces analyses cherchent à capter c'est la corrélation ou le... la corrélation et le risque que les événements de demande et les événements de vent se produisent de façon simultanée.

Donc, au-delà de la capacité globale des... du taux de pénétration, de la répartition géographique, et cetera, ce que les études tentent d'incorporer c'est l'incertitude qui est autour des scénarios climatiques, autrement dit, de la corrélation entre les événements de vent et les événements de demande. Et cette corrélation-là elle est valable pour les trois mille (3 000) mégawatts qui étaient le fruit des deux premiers appels d'offres, trois mille (3 000) mégawatts qu'on va avoir atteint en deux mille quatorze (2014).

Q. [222] Je termine avec ce dernier sujet relativement toujours à l'éolienne. Dans la même étude, là, qu'on a regardée, est-ce qu'on considérait que les parcs éoliens pouvaient avoir des périodes d'entretien et des pannes fortuites, est-ce que c'était pris en considération, à votre souvenir? Je vous suggère que oui, là, mais...

M. LUC BERNIER :

R. Ça me rappelle des questions que vous m'avez déjà posées. Oui, effectivement il y a des pannes fortuites qui sont prises en considération. Il y a une chose qui n'a jamais été prise en considération, par contre, c'est l'indisponibilité d'un parc sur une très longue période, ça effectivement on n'a jamais répertorié, il n'y avait pas d'événement statistique qui nous permettait de simuler un tel événement.

Q. [223] Et donc c'est la raison pour laquelle on retrouve votre clause relativement à l'indisponibilité d'un parc trente (30) jours, si je ne me trompe pas, le 3.1.3(i)?

R. Effectivement.

Q. [224] Et vous avez dit, bon, dans des cas qu'on n'a pas prévus, qui seraient... qui n'ont pas été étudiés dans le cadre de l'étude parce que vous

dites ce genre d'événement-là n'a pas été tenu compte sur le plan statistique, ce n'est pas... ce n'était pas un événement qui s'était présenté, là...

R. Je vais vous avouer que, à notre connaissance, ça ne s'est jamais produit, sauf pour des raisons extrêmes, du genre au tout début lorsqu'il y a eu des parcs éoliens qui ont été installés en Californie, à un moment donné il y a des pales... il y a des éoliennes qui se mettaient à perdre leurs pales et ça devenait un danger.

Q. [225] Oui.

R. Donc, à ce moment-là je crois qu'il y avait eu un arrêt complet des turbines mais écoutez, depuis ce temps-là, depuis donc... là on parle d'événements qui se sont produits il y a à peu près quinze (15) ans, vingt (20) ans même, ça s'est... ça ne s'est jamais reproduit. Donc c'est des cas bien, bien particuliers.

Q. [226] Mais comment fonctionne votre clause justement là-dessus, parce que là vous m'en parlez, vous avez fait... il y a une clause dans le contrat spécifique, donc on voit qu'il y a un certain nombre de pannes et de cas fortuits qui sont considérés dans l'étude d'intégration... excusez-

moi, d'évaluation au niveau des éoliennes, c'est une chose.

Vous me dites, bon, il y a d'autres cas plus extrêmes, là, que vous venez d'identifier comme étant un des cas qui est à votre connaissance, mais ça fonctionne comment, là, comment on va mettre ça en fonction? Est-ce qu'on doit... est-ce qu'on constate le trente (30) jours une fois que le trente (30) jours est arrivé, est-ce qu'on doit faire une évaluation...

R. La trente et unième (31e) journée.

Q. [227] On constate la trente et unième (31e) journée que ça fait trente (30) jours puis on ajuste à partir de...

R. Et si à la trente-deuxième (32e) journée le parc revient en service, bien, on arrive à la même conclusion que, regardez, c'est on reprend le service.

Q. [228] D'accord. Mais vous, comme distributeur, vous ne pouvez pas dire... mentionner dès le début on s'aperçoit qu'il y a un problème, exemple, les pales s'envolent, mais donc on met fin à ce parc-là, vous ne pouvez pas immédiatement faire des modifications, des corrections à ce stade-là, dans le cadre de l'entente que vous avez négociée?

- R. Écoutez, nous on n'a pas de décision à prendre à l'égard du... de l'exploitation d'un parc ou non.
- Q. [229] Mais quant à l'information que vous avez à ce niveau-là, je présume que vous allez être informé de ce genre d'événement particulier, là, même très particulier, comment vous le mettez en marche, vous allez réagir seulement après ou vous allez prendre les devants, aller vérifier est-ce que c'est une panne majeure, problématique, qui va prendre plus de trente (30) jours?
- M. HANI ZAYAT :
- R. On comprend que c'est une situation hypothétique mais c'est sûr que s'il devait y avoir un problème à un parc, là, c'est un peu ça le sens de votre question, s'il y avait un problème dans un parc et que le fournisseur de ce parc, le promoteur ou le fournisseur du service nous informait que le parc était indisponible pour une raison ou pour une autre pour une longue période on fera les démarches qu'il faut puis on le retirera de l'entente effectivement, s'il devait être indisponible pour une période de plus que trente (30) jours et que l'information est connue d'avance. Mais a priori ce n'est pas un genre de cas qui...
- Q. [230] Non, je comprends, mais il y a une clause

dans le contrat puis je voulais comprendre comment elle fonctionnait, là, donc, je vous...

R. Oui, mais la clause dit que si un parc n'est pas là, bien... pendant trente (30) jours c'est une indisponibilité.

Q. [231] Merci. Ça va compléter pour mes questions.

Merci beaucoup.

LE PRÉSIDENT :

Ça complète?

Me STEVE CADRIN :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

Merci beaucoup, Maître Cadrin. Maître Charlebois pour la FCEI.

14 h 09

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS:

Q. [232] Bonjour, Monsieur le Président. Madame la Régisseuse, Monsieur le Régisseur. Bonjour, Membres du Panel. Pierre-Olivier Charlebois pour la Fédération canadienne de l'entreprise indépendante.

On va commencer le contre-interrogatoire en parlant principalement des conventions d'énergie différée. Alors, je vais vous référer au document HQD-1, Document 1, aux pages 6 et 7. Donc, je vais citer une partie de cette référence-là et, par la

suite, je vais vous poser la question. On dit :

Dans le dossier R-3740-2010, le Distributeur annonçait la prolongation de l'entente d'intégration éolienne jusqu'à la fin de l'année 2011, ceci afin de lui permettre de développer l'Entente entrant en vigueur en janvier 2012. Cette dernière a une portée plus large que l'entente d'intégration éolienne et permettra d'accroître la flexibilité du Distributeur en favorisant l'adéquation horaire entre les besoins et l'offre, de même que la répartition annuelle des approvisionnements.

Donc, on voit qu'il y a principalement deux objectifs, l'adéquation horaire entre les besoins et l'offre et la répartition annuelle des approvisionnements.

Ma question : est-ce que les conventions d'énergie différée permettent déjà actuellement de faire une répartition annuelle de l'énergie?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Non.

Q. [233] Les conventions d'énergie différée ne

permettent pas de faire une répartition intra-annuelle?

R. Intra-annuelle?

Q. [234] Oui.

R. Non. En fait, je vais être plus clair. On peut, au cours d'une année... Oui, ça vaut la peine, je pense, de préciser. Au cours d'une année, on peut différer de l'énergie et la rappeler dans la même année. Exemple, je pourrais différer l'énergie de l'été et en rappeler en décembre. Oui, c'est...

Q. [235] Donc, on peut faire de la répartition intra-annuelle.

R. Oui. Mais, essentiellement, bon, je pense que vous le savez, c'est que l'essentiel de... en tout cas, la finalité de ces ententes-là, des conventions d'énergie différée, c'est de prendre cette énergie-là, de la mettre de côté, et de la reprendre pour faire face à des besoins futurs. Mais, évidemment, oui, dans le cadre d'une année, ça peut faire l'objet de... on enlève l'été et on reprend l'hiver.

Q. [236] Je vais juste répéter ma question pour être certain qu'on s'entend bien. Est-ce que des conventions d'énergie différée permettent actuellement de faire une répartition annuelle de

l'énergie?

R. Intra-annuelle?

Q. [237] Intra-annuelle.

R. D'une certaine façon, oui.

Q. [238] Je vous réfère à la pièce HQD-1, Document 1, toujours, mais maintenant à la page 15. Encore une fois, je vous lis la citation et je pose ma question par la suite. On dit :

À l'exception de la production éolienne, les simulations horaires réalisées considèrent les mêmes approvisionnements de long terme. Ainsi, les quantités d'énergie provenant des contrats de biomasse, des petites centrales hydrauliques, de la centrale de TCE (dont les livraisons d'énergie sont toutefois prévues être suspendues pour 2012 à 2014), du contrat en base et des conventions avec le Producteur sont les mêmes dans tous les cas analysés lors d' une même année.

Ma question : dans l'hypothèse où l'entente globale de modulation était refusée par la Régie et que, évidemment, l'entente d'intégration éolienne arrive

à terme le trente et un (31) décembre deux mille onze (2011), les conventions d'énergie différée seraient-elles utilisées de la même manière qu'elles le sont actuellement?

R. Donc, sans entente et avec entente? Oui, à priori, oui, parce que lorsqu'on détermine les rappels ou les quantités d'énergie à différer, c'est fonction des besoins à approvisionner. Donc, par exemple... Vous savez, l'entente de modulation, c'est rien d'autre que de reprendre des approvisionnements qui sont existants et de les ramener différemment dans l'année.

Alors, les rappels d'énergie, c'est un peu différent. Quand je fais des rappels, c'est des besoins qui deviennent fermes, c'est un produit énergie-puissance. Donc, c'est... si je rappelle cent mégawatts (100 MW), c'est cent mégawattheures (100) pendant le nombre d'heures du mois, par exemple. Et quand je diffère, bien, j'enlève une tranche complète.

Alors, ce moyen-là, le rappel ou l'énergie qui est différée, évidemment, ça se fait en amont. Donc, c'est pour ça que dans les simulations qu'on a faites, cette étape-là, elle est considérée en amont de l'application de l'entente de modulation.

Alors, c'est pour ça qu'on dit que dans le cas, sans entente ou avec entente, les déploiements des conventions d'énergie différée sont les mêmes.

Évidemment, les conventions d'énergie différée, ce n'est pas un moyen pour gérer l'aléa climatique. Donc, une fois qu'on prend une décision, exemple, la décision qu'on a prise pour cet hiver, donc on a intégré dans nos bilans, dans l'énergie en puissance, les rappels confirmés. Et c'est la condition climatique normale, même si on peut faire beaucoup de simulations. Mais, si on frappe un hiver chaud, il y a des modalités qui permettent de retourner l'énergie dans le solde, mais il n'y a pas de variation horaire. Donc, c'est une décision qui se prend, c'est un « snap shot ».

On peut prendre une décision au cours du mois pour le mois prochain et on paye la puissance pareil. Ça, c'est les conventions d'énergie différée parce qu'il n'y a pas de modulation horaire dans les conventions.

M. HANI ZAYAT :

R. Si je peux me permettre de compléter et puis de faire la distinction entre les ententes d'énergie différée et l'entente de modulation.

Q. [239] Je vous en prie.

R. Juste pour rappeler, les ententes d'énergie différée s'appliquent au contrat d'HQP, donc elles ne s'appliquent pas à l'ensemble des ressources du Producteur, donc notamment pas les ressources éoliennes, petites centrales hydrauliques et biomasse, donc il y a cette première distinction-là.

Deuxièmement, s'il y a une possibilité de faire une certaine répartition, c'est surtout multi-annuel, peut-être jusqu'à un certain point à l'intérieur d'une année, mais c'est sur la base d'une planification avant le temps - on peut dire ça comme ça - au moins au début de l'année.

Ce que l'entente de modulation rajoute, c'est d'aller de façon beaucoup plus fine sur des horizons beaucoup plus court terme où on réagit, je veux dire, typiquement à un horizon de dix (10) jours mettons qui est l'horizon de gestion de court terme. Et ça, aussi bien pour absorber les aléas du côté de la production éolienne que du côté de la demande. Donc, c'est deux... c'est deux moyens complémentaires.

Q. [240] On va parler maintenant un peu de la question de l'adéquation horaire. On a parlé de la répartition annuelle, on va parler maintenant de

l'adéquation horaire.

Est-ce exact de dire que plus l'aléa est élevé, l'aléa sur la prévision de la demande ou la prévision de l'offre, donc, plus l'aléa est élevé, plus la quantité d'énergie inutilisée est élevée?

14 h 16

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Ça dépend dans quel sens est l'aléa. Évidemment un scénario...

Q. [241] Oui?

R. ... un scénario climatique chaud, il y a des bonnes chances que ça se traduise par de l'inutilisé. À l'inverse un scénario climatique froid, on devra procéder à de l'achat additionnel.

Q. [242] Donc l'aléa de la prévision de la demande et de l'offre a certainement un impact sur la quantité d'énergie inutilisée?

R. Oui, sur tous les moyens, incluant le cyclable, les retraits au compte de modulation, l'utilisation des moyens de court terme, l'utilisation de la puissance pour, nos contrats de puissance qu'on pourrait appeler pour satisfaire les besoins de pointe. Donc c'est tous les moyens qui sont impactés autant en froid, en climatique chaud, en climatique froid.

Q. [243] Donc il serait exact de dire que si on tenait compte de l'aléa de la prévision de la demande dans le scénario avec modulation nécessairement la quantité d'énergie inutilisée serait plus élevée?

R. C'est pris en compte en passant. On a tenu compte des trente-six (36) cas climatiques répertoriés. Donc lorsqu'on a déposé les trente-six (36) scénarios, de un à trente-six (1 à 36), les moyens s'ajustent autant le cyclable, les achats, l'inut, l'inutilisé, le patrimoine utilisé ou inutilisé que les retraits du compte de modulation. Donc c'est pris en compte.

Q. [244] Lorsque vous dites que c'est pris en compte est-ce qu'on parle également de la, de l'aléa de la prévision de la demande court terme?

R. L'aléa, je parle de l'aléa climatique.

M. HANI ZAYAT :

R. Je vais peut-être si vous permettez aussi...

Q. [245] Oui, allez-y?.

R. On va distinguer deux aléas. Un aléa prévisible ou prévu, ça fait drôle à dire, mais c'est un peu ça. Donc un scénario climatique qui est, qu'on a vu venir dix jours d'avance et où on peut jusqu'à un certain point mettre en place les moyens qui sont requis pour approvisionner. Là on ne parle pas

d'aléa prévisionnel, on parle d'aléa climatique.

Donc ça c'est une première réponse. Puis le deuxième auquel vous faites référence de façon plus pointue, c'est l'aléa de la prévision.

Q. [246] Oui, exact.

R. Donc le risque de se tromper dans la prévision de très court terme.

Q. [247] Oui?.

R. Et cet aléa-là il est effectivement présent, mais il est aussi présent dans le cas avec modulation que le cas sans modulation. Donc s'il a un impact dans le scénario avec modulation, ce que vous affirmez, qui est vrai effectivement. Ça peut amener de l'énergie, de l'énergie patrimoniale inutilisée.

Bien dans le scénario sans modulation c'est exactement le même aléa qui est présent et qui va amener exactement le même inutilisé.

Q. [248] C'est ça, donc...

R. De cette façon-là les deux scénarios, ça va peut-être augmenté, ça va peut-être augmenter l'électricité inutilisée, mais ça va l'augmenter dans les deux scénarios. Ce qui fait que le différentiel entre les deux va être nul.

Q. [249] Donc si je comprends, l'entente globale de

modulation ne viendra pas pallier à cet aléa-là de court terme, c'est ce que vous dites parce que ça va augmenter dans les deux cas, peu importe qu'il y ait une entente ou pas?

R. Pour ce qui est de l'aléa prévisionnel de très court terme sur la demande, elle ne viendra pas pallier à ça, ce qu'elle va pallier c'est l'aléa prévisionnel de court terme sur la production éolienne qui elle est intégrée par le Producteur.

Q. [250] En ce qui a trait, donc à l'adéquation justement horaire entre les besoins et l'offre, comment gérez-vous l'aléa de court terme au niveau opérationnel?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Bien dans le fond dans le quotidien ça va être comme présentement. Donc je l'ai mentionné un peu plus tôt aujourd'hui, les simulations sont faites sur une base quotidienne. En hiver ça peut aller des fois trois fois par jour, on revoit le déploiement des moyens, ça peut être trois fois par jour pour s'assurer que pour le jour, pour la journée qui vient ou la journée subséquente qu'on a les moyens requis pour assurer l'équilibre offre-demande et ça c'est sur une base horaire pour les jours qui viennent.

Donc ça va être le même scénario de gestion opérationnel. Alors c'est, évidemment dans nos simulations ce n'est pas pris en compte parce qu'on a des courbes, on a trente-six (36) courbes qui quand on les prend une par une, on peut dire qu'elles sont déterministes, mais évidemment ce n'est pas une de ces courbes-là qui va arriver, ça va être un amalgame de ces courbes-là.

Mais évidemment c'est les outils qu'on a pour simuler, pour tester nos ententes. Mais de façon quotidienne comme je vous mentionnais, c'est des simulations qui se font en tenant compte de ce qui s'est passé en termes de besoins, en termes d'offres et ce qui s'en vient en termes de besoins pour les prochaines vingt-quatre (24) heures, prochaines trente-six (36) heures, soixante-douze (72) heures et les moyens prévus et les prévisions à moyen et long terme, à moyen terme pour la fin de l'année. Donc ce qui est bon dans le scénario avec modulation est aussi bon dans le scénario sans modulation.

Q. [251] Et justement lorsque vous parlez de moyens, seriez-vous en mesure de nous indiquer quelle est la part respective des achats, de la revente, du contrat cyclable, de l'utilisation de l'électricité

patrimoniale pour gérer l'aléa à court terme?

M. HANI ZAYAT :

R. C'est l'ensemble des moyens disponibles, je vais reprendre la séquence, la séquence, les moyens dont on dispose.

Q. [252] Oui?

R. Donc c'est sûr qu'il y a le contrat de base en partant qui lui est plus appelé sur des plus longues périodes. Puis à l'autre extrême, bien c'est le contrat cyclable qu'on a avec le Producteur qui lui peut être appelé à l'intérieur d'un délai très court.

Donc notre dernier moyen c'est le contrat cyclable. Entre les deux il y a évidemment tout ce qui peut être programmé sur les marchés en termes d'achat et de revente. Pour ce qui est des périodes d'hiver, donc la période de décembre à mars il y a évidemment l'électricité interruptible qui peut être rappelée avec des préavis de quatre heures, des préavis de quatre heures plusieurs fois par année.

Et ultimement si une fois qu'on a déployé tous nos moyens et qu'il y a encore inadéquation je dirais entre la, entre la demande et les moyens qu'on a mis en place et que ce n'est pas répondu

par l'électricité patrimoniale, bien il y a l'entente cadre qui va entrer en jeu. C'est vraiment le « buffer » ultime qui va jouer et qui venir régler dans le fond les modalités de, d'adéquation entre l'offre et la demande en temps réel même a posteriori.

14 h 22

Q. [253] Je vais vous référer maintenant à la pièce HQD-2 document 1 qui sont des demandes... des réponses aux demandes de renseignement, HQD-2 document 1, à la question 3.2. Je lis la question, c'est indiqué, bon :

Veillez indiquer si, dans le scénario sans modulation, le Distributeur prévoit procéder à des transactions d'achat ou de revente sur les marchés de court terme à chacune des heures d'une année. Dans la négative, veuillez préciser votre réponse en indiquant, entre autres, le nombre d'heures par année où le Distributeur prévoit procéder à des transactions sur les marchés de court terme.

Le début de la réponse, on dit :

Dans un scénario sans l'Entente, le

Distributeur ne procéderait pas à des transactions sur une base horaire.

Ma question, combien de temps à l'avance sont effectués les achats et les reventes? Donc si ce n'est pas sur une base horaire, c'est une journée, plus d'une journée?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Généralement c'est plus d'une journée effectivement. Si je prends en mode achat, les achats on les fait notamment en hiver, je vous dirais plus d'une journée, je dirais à la semaine, souvent c'est des achats qui se font à la semaine. Évidemment, c'est en fonction de l'aléa, donc on intègre toujours les dernières prévisions, encore une fois ce qui s'est passé, donc l'historique, les prévisions à très court terme mais les transactions se font souvent sur une base hebdomadaire et même parfois sur une base d'une journée, de deux jours. Évidemment, on a toujours les contrats de puissance de type UCAP qui s'appellent à trente-six (36) heures d'avis.

En mode revente, ça peut être aussi sur une base hebdomadaire, des petites quantités. En mode plus long terme, là on a eu certaines expériences depuis deux mille sept (2007) et c'est tout le

dossier, dans le fond, qu'on a... qu'on a présenté depuis deux mille huit (2008) où les volumes importants à mettre en revente ne sont pas des solutions avantageuses pour le Distributeur et sa clientèle, et on a subi cette situation-là en deux mille sept (2007) et on l'a subie encore une fois en deux mille dix (2010) lorsqu'on a procédé à de telles transactions.

Mais nécessairement, les achats de court terme il y en a à tous les hivers, à l'automne un petit peu, mais c'est en hiver, et c'est des achats qui se font sur une base hebdomadaire essentiellement.

Q. [254] Et à quelle fréquence modifiez-vous la pousse appelée par le contrat cyclable?

R. C'est sur une base quotidienne, le cyclable, oui, donc là si je me souviens bien le délai de préavis pour du cyclable, le cyclable, je crois que c'est deux heures. Donc on a des... certaines... dans le contrat c'est identifié, il y a certaines cédules à respecter mais la limite, notre dernier préavis possible je crois que c'est deux heures puis je ne me trompe pas trop, c'est deux ou trois heures mais je pense c'est plus deux heures. Donc on peut ajuster la cédule de programmation du cyclable

jusqu'à deux... à deux heures d'avis.

Q. [255] Quel est l'écart-type des erreurs de prévision pour le surlendemain? Les erreurs de prévision, on peut parler de la demande, l'offre, de l'indisponibilité des équipements, par exemple.

R. Je n'ai pas ça avec moi. Je ne sais pas... je ne sais même pas...

Q. [256] Juste un ordre de grandeur.

R. Je ne pourrais pas vous dire si l'information existe, de 1, l'erreur de prévision pour le surlendemain, je n'en ai aucune idée.

M. LUC BERNIER :

R. Je peux vous dire une chose, c'est que ça varie entre les moments de l'année, donc à certains moments de l'année elle est beaucoup plus petite. Évidemment vous comprendrez qu'en été c'est beaucoup plus faible qu'en hiver alors que la température est une déterminante importante.

Q. [257] Lorsque vous dites « plus petite » versus plus grande, êtes-vous en mesure de quantifier...

R. Non, non...

Q. [258] ... approximativement, là...

R. ... on n'a pas l'information.

Q. [259] ... cet écart-type-là?

R. On n'a pas l'information ici.

Q. [260] Est-ce qu'on peut... je vais demander un engagement, on me dit qu'on n'a pas l'information ici.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. En fait, cette information-là, juste pour être plus clair, c'est que la prévision de court terme ce n'est pas le Distributeur qui la fait, c'est le Transporteur. Donc la prévision des fameux... quand on parle des dix jours, là, c'est une prévision des BRD, DBQ, c'est le transporteur qui fait cette prévision-là et il nous la transmet. C'est comme ça que ça fonctionne. Donc c'est eux qui contrôlent... pas qui contrôlent mais qui émettent ces prévisions-là et évidemment pour nous c'est un outil important, là, mais je veux dire, je n'ai pas... évidemment, on intègre ces données-là à tous les jours, à toutes les... dans le courant d'une année mais ça fait partie de nos simulations, on ne s'amuse pas à calculer les écarts-types, vous comprenez, je n'ai pas... l'information elle est implicite dans nos simulations.

LE PRÉSIDENT :

Maître Fraser.

Me ÉRIC FRASER :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

Vous allez bien?

Me ÉRIC FRASER :

Ça va très bien mais je vous remercie de... alors, bien écoutez, je formulerais, là, une objection de principe sur... et mon confrère, là, tentera de vous convaincre, et moi aussi par le fait même, je me demande si c'est effectivement pertinent d'obtenir l'écart-type de l'aléa de prévision du surlendemain à ce stade-ci du dossier pour évaluer l'entente globale de modulation. Je vous sou mets que non. Alors c'est l'objection que je vous présente. Et par ailleurs, si jamais elle était rejetée cette objection, évidemment ce sera pris sous réserve parce que j'ai compris qu'on ne savait pas si l'information existait.

14 h 28

LE PRÉSIDENT :

Maître Charlebois.

Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS :

Bien écoutez, l'objectif que l'on poursuit en essayant d'obtenir cette information-là c'est que c'est d'établir le bénéfice que le Distributeur va obtenir de l'entente globale de modulation. Si le l'EGM, si l'entente globale de modulation ne fait

que réduire l'aléa de court terme d'environ vingt pour cent (20 %) alors que l'aléa de prévision de la demande est de quatre-vingts pour cent (80 %) et que là-dessus on a aucun, aucun contrôle avec l'entente globale de modulation, à ce moment-là ça nous permettrait de remettre en doute le bénéfice qu'il pourrait en retirer de cette entente-là.

Alors sans cet écart-type-là on ne peut pas l'avoir. C'est cet objectif-là que l'on poursuit en essayant d'obtenir l'écart-type.

LE PRÉSIDENT :

Question préalable. Est-ce que ça existe, est-ce que l'information existe chez vous? Chez le Distributeur dans ce sens-là.

M. HANI ZAYAT :

R. Je penserais que oui. J'aurais tendance à dire que oui. Ce que je rajouterai, je ne sais pas si ça peut peut-être juste aider. Dans le fond ce que l'on dit c'est que quelle que soit l'erreur de prévision ou quel que soit cet écart-type, l'impact qu'elle risque d'avoir il est identique dans les deux scénarios. Donc elle ne vient ni pénaliser, ni avantager l'entente de modulation. Et même sans qu'elle soit quantifiée, je peux penser que c'est un effet qui est relativement mineur. Ça ne serait

pas un élément qui viendrait mettre, qui viendrait, qui serait déterminant ou qui représenterait dix (10) fois les gains qui sont là ou c'est plus un élément marginal a priori.

Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS :

Si je peux me permettre.

LE PRÉSIDENT :

Allez-y.

Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS :

Je comprends que l'information est peut-être disponible. Je comprends que le témoin également émet un constant comme quoi ça serait mineur. Si l'information est disponible on peut l'obtenir et à ce moment-là on plaidera ce que l'on voudra à ce moment-là en plaidoirie, et si c'est mineur on verra. Mais si l'information est disponible, je vois mal pourquoi on ne pourrait pas l'obtenir.

LE PRÉSIDENT :

Q. [261] Est-ce que c'est possible pour vous d'en faire un engagement, l'engagement numéro 2 qui pourrait nous parvenir demain midi? Si c'est disponible bien entendu.

R. Si c'est disponible dans cette forme-là, certainement.

Me ÉRIC FRASER :

Si c'est la décision de la Régie on va prendre l'engagement, sous réserve de la disponibilité de l'information évidemment, de trouver l'écart-type de l'aléa prévisionnel du surlendemain. L'erreur prévisionnelle.

M. HANI ZAYAT :

R. De l'erreur de prévision du surlendemain, pour le surlendemain.

Q. [262] C'est ça.

LE PRÉSIDENT :

Maître Charlebois.

Me ÉRIC FRASER :

Pardon?

LE PRÉSIDENT :

Je demandais à maître Charlebois si c'est exactement ça.

Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS :

La demande, la prévision demande versus éolien.

LE PRÉSIDENT :

Là on vient de repréciser quelque chose.

Me ÉRIC FRASER :

Il y a des points d'interrogation partout.

Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS :

En fait l'aléa de la prévision de la demande versus

l'aléa de la prévision sur l'éolien, le
pourcentage, l'écart-type entre les deux.

E-2 (HQD) : Fournir l'écart-type entre l'aléa de
la prévision de la demande versus
l'aléa de la prévision sur l'éolien
pour le surlendemain (demandé par
FCEI)

M. HANI ZAYAT :

R. Je vais tenter.

LE PRÉSIDENT :

Q. [263] Je vous en prie.

R. On peut trouver l'écart-type de l'erreur de
prévision, de la prévision de la demande pour le
surlendemain.

Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS :

Q. [264] Oui.

R. Et de la même façon quelque chose de similaire,
l'écart-type de prévision de la production éolienne
pour le surlendemain.

Q. [265] Précisément. Merci.

R. Donc c'est deux écarts-types pour chacun des...

Q. [266] Tout à fait.

R. Juste pour spécifier pour ce qui est, les horizons

peuvent être différents. Évidemment, la prévision éolienne est plutôt récente. On a des parcs éoliens depuis deux mille six (2006) seulement puis les parcs augmentent, l'expérience augmente. Prévision de la demande c'est un exercice qui est plus connu. Mais ça sera écrit dans l'engagement avec tous les avertissements qui sont requis.

Me ÉRIC FRASER :

Alors ça sera l'engagement numéro 2. Et je n'ose pas ajouter quoi que ce soit à ce qui a déjà été dit.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Fraser.

Me ÉRIC FRASER :

Merci.

Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS :

Q. [267] Dernière question et je vais terminer avec ça. Je vous réfère à la pièce HQD-1, Document 1.1 à la page 9 au tableau R-1.3. Ma question est la suivante, est-ce que les données utilisées pour faire les trente-six (36) analyses climatologiques présentées au tableau R-1.3 ont été ajustées pour tenir compte du réchauffement climatique?

M. LUC BERNIER :

R. Laissez-moi le temps de regarder, je veux être

certain de ne pas répondre à côté de la « track ».

M. HANI ZAYAT :

R. Excusez-moi, vous parlez bien des trente-six (36) cas de climatologie?

Q. [268] Oui.

R. Je pense la question aussi est arrivée dans le cadre du plan d'approvisionnement. Malheureusement, je n'ai pas l'information. On peut vous répondre pour dire si ça intègre un réchauffement climatique.

M. LUC BERNIER :

R. Donc si on parle des trente-six (36) climatologies à la base des simulations de production éolienne, effectivement ce sont les climatologies brutes qui ont été utilisées dans ce cas-là. Donc ce sont les climatologies réelles que l'on a connues à ce moment-là de soixante et onze (71) à deux mille six (2006).

Q. [269] Et pour les scénarios de demande?

R. Pour les scénarios de demande par contre ici, effectivement dans le cas de la re-simulation des demandes il y a une hypothèse de réchauffement climatique qui a été utilisée et qui a été, je pense, abondamment élaborée dans le plan d'approvisionnement, dans les méthodes d'évaluation

présentées au plan d'approvisionnement.

Q. [270] Merci beaucoup. Ça termine nos questions.

Merci.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Charlebois. Maître Lussier.

14 h 36

LE PRÉSIDENT :

L'ACEF de l'Outaouais.

Me STÉPHANIE LUSSIER :

Pas de question. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Lussier. L'ACEF de Québec.

CONTRE-INTERROGÉ PAR Me DENIS FALARDEAU :

Q. [271] Monsieur le Président, Madame et Monsieur les Régisseurs. Denis Falardeau pour l'ACEF de Québec.

Messieurs, bonjour. Nous allons travailler avec les réponses que vous avez données aux questions de l'ACEF, c'est-à-dire le document HQD-2, Document 2. Allons-y, dans un premier temps, avec un bref séjour, non pas avec HQD-2, Document 2, mais on va y aller avec HQD-2, Document 3, c'est-à-dire une réponse qui a été formulée à une demande de EBMI, à la question 5.6, à la page 2, en bas. Page 12, en bas. Ça y est? Et je cite la réponse :

Le service de modulation requiert du

fournisseur qu'il soit en mesure de fournir un service fiable en énergie et en puissance afin d'assurer la disponibilité de ressources suffisantes pour fournir les retraits d'énergie requis par le Distributeur. Les volumes d'énergie impliqués et les aléas pris en charge par le fournisseur qualifient implicitement un seul fournisseur québécois. Par ailleurs, le remplacement de ce service par des transactions d'achat et de revente est en pratique difficilement réalisable, puisque la gestion des aléas par le Distributeur se traduirait, le plus souvent, par l'inutilisation de l'électricité patrimoniale disponible.

Ce qui nous amène les questions suivantes. Est-ce que ce serait pensable, est-ce que ce serait possible qu'il y ait plus qu'un fournisseur pour les services prévus là dans l'entente de modulation?

On comprend que c'est le... actuellement là, c'est le Producteur, Hydro-Québec Producteur,

mais est-ce que ce serait pensable qu'il y ait
d'autres fournisseurs?

M. HANI ZAYAT :

R. On a dit « difficilement » ce matin. Et je
maintiens que ça va être difficilement.

Q. [272] O.K. Pour ne pas dire « impossible ».

R. Oui.

Q. [273] O.K. Donc, allons-y avec vos réponses à nos
questions. À la question 3.d, c'est-à-dire à la
page 6.

LE PRÉSIDENT :

Juste redonner la cote, s'il vous plaît, pour
les...

Me DENIS FALARDEAU :

Q. [274] Oh! Excusez-moi. C'est le HQD-2, Document 2,
à sa page 6, la question 3.d. Ça va? Qui se lit
comme suit :

Indiquez-nous si [...]

l'entente de modulation

... a les caractéristiques d'une
entente cadre...

c'est-à-dire

... (comme celle associée à
l'approvisionnement patrimonial)?

Et en début de réponse, je vais vous citer le

premier paragraphe, vous nous disiez :

Comme l'Entente cadre, l'Entente
globale de modulation...

c'est-à-dire le

... (EGM) est un outil important de
gestion opérationnelle. Toutefois,
l'Entente cadre est un moyen de
dernier recours.

Voilà pour la question 3.d. À la question 7.b, aux
pages 10 et 11, et je vais citer la question, en
bas de la page 10. On vous demandait :

Justifiez l'utilisation du prix
fixe...

c'est-à-dire

... (indexé) de l'entente cadre pour
tarifier tout solde négatif plutôt que
d'utiliser une référence au prix de
marché, comme pour le cas d'un solde
positif ?

Et on vous demandait :

Justifier le bien fondé du taux
d'indexation de 2,5%.

Et vous nous répondiez :

Le prix s'appliquant à un éventuel
solde négatif dans l'Entente globale

de modulation est exactement le même que celui associé aux dépassements dans l'Entente cadre. Il s'applique d'ailleurs à une situation similaire où le Distributeur doit se replier sur les services fournis par le Producteur, après avoir utilisé, de façon raisonnable, tous les moyens à sa disposition. Une telle situation serait donc de même nature que celle visant à rémunérer les dépassements du profil de l'électricité patrimoniale.

Ce qui nous amène la question suivante. D'après vous, est-ce que ce serait justifié d'utiliser le prix intermédiaire qui est autour de neuf sous (9 ¢) maintenant pour payer justement ce solde négatif?

14 h 42

Q. [275] Bien en arrondissant il est un peu moins que neuf sous (0,09 \$) là?

M. HANI ZAYAT :

R. Je veux juste replacer les morceaux. L'entente cadre est un moyen de dernier recours. C'est quand je dis moyen de dernier recours, souvent observé a posteriori. Donc on constate plus qu'autre chose.

L'entente de modulation, on a la possibilité de, pour ce qui est des dépôts dans le compte de modulation, donc on constate, c'est la production éolienne telle qu'elle est, telle qu'elle est livrée par les moyens.

Par contre, on programme les retraits. Donc il y a une partie programmation. Le but de l'entente, l'entente de modulation n'est pas un approvisionnement. Donc on devrait faire toutes les, toutes les démarches et tout ce qui est requis pour que le solde, pour que le solde ne soit pas négatif, qu'on n'ait pas tiré dessus. Je vais le dire dans...

Donc à partir de ce moment-là et ce risque-là, je veux juste être certain, il est très minime, c'est il n'existe dans le fond que dans les dernières heures des dernières journées de l'année. Autrement dit, on court le risque à toutes fins pratiques dans les, je veux dire dans la dernière semaine du mois de décembre.

Parce que si le solde devait être négatif avant ça, on va faire évidemment les achats requis, on va le constater, puis on fera les achats requis avant ce moment-là. Donc les risques c'est de faire, d'avoir raté dans les dernières, dans les

dernières heures, derniers jours de l'année.

Et à ce moment-là ça devient d'une certaine façon un dépassement un peu comme dans l'entente cadre. On fait partie à peu près de la même. Il ne faut pas faire d'arbitrage entre les deux ententes, je vais dire ça comme ça.

Donc c'est de la même nature et c'était un peu le but d'avoir fixé, d'avoir fixé une cohérence entre les prix qui s'appliquent pour les deux ententes.

Q. [276] À notre question 5 b) à sa page 8 et je cite :

Indiquez-nous quels sont les services complémentaires actuellement utilisés (en 2011) pour les contrats éoliens, de biomasse et de petite hydraulique, les coûts associés et le(s) fournisseur(s) de ces services?

Et vous nous répondez :

Actuellement, le Producteur fournit tous les services complémentaires. Par ailleurs, l'impact de la production éolienne sur les services complémentaires a été étudié dans le cadre des études mentionnées à la page

6 de la pièce HQD-1, Document 1. Ces études couvrent l'ensemble des 3 000 MW qui seront mis en service dans les prochains mois et années.

Ce qui nous amène la question suivante là. Quand vous dites que vous nous indiquez qu'actuellement c'est le Fournisseur qui fournit les services complémentaires à partir de l'entente d'intégration.

Aujourd'hui si je comprends bien par rapport au décret tout est compris, mais dans l'entente de modulation ça ça va être à part. C'est ça?

R. C'est ça.

Q. [277] Mais quelle est la raison de ça? Parce que le décret prévoit que ce soit tout intégré?

R. Non, ce n'est pas ça. Présentement, l'ensemble des services complémentaires, l'ensemble des services complémentaires sont fournis par le Producteur en vertu de l'entente sur les services complémentaires associés à l'électricité patrimoniale, donc qui date de deux mille cinq (2005).

Ce qu'on a fait dans l'entente de modulation qui est là, c'est on a évalué dans le fond l'impact de la présence, de la production

éolienne sur les besoins de services

complémentaires. Et la seule partie qui, qui est incluse dans l'entente de modulation c'est cet impact-là.

Donc c'est des, c'est des services complémentaires additionnels qu'on devra avoir, qu'on devrait avoir pour tenir compte du fait dans le fond, les services complémentaires qui étaient associés à l'électricité patrimoniale sont maintenant insuffisants pour couvrir et le patrimonial et l'éolien.

Q. [278] O.K. Mais...

R. C'est ce delta-là qui est présent dans l'entente de modulation.

Q. [279] Mais ça veut dire aussi une facturation additionnelle ou une comptabilité additionnelle parce que là c'est quand même différent de ce que la façon dont ça procédait du côté du décret. Non?

R. Bien c'est le service, ce sont les trois services complémentaires qui sont inclus à l'entente et qui sont tarifés tel que dans l'entente pour les, pour les quantités d'éoliennes qui vont être en service à chacune des années.

14 h 47

Q. [280] À notre réponse 7.g aux pages 11 et 12, et ça

commence au bas de la page 11, et je cite :

Est-ce que l'intégration de la production de la centrale de TCE dans l'EDM et la compensation prévue pour le solde positif accru ainsi généré pourraient permettre de réduire les coûts d'approvisionnement relativement au scénario de suspension de la centrale de TCE?

Et vous nous répondiez :

L'Entente proposée n'inclut pas TCE au sein des approvisionnements postpatrimoniaux assujettis et la production de la centrale de TCE n'est pas requise pour satisfaire les besoins du Distributeur d'ici l'échéance de l'Entente.

Si la centrale de TCE avait été incluse, les prix auraient été différents.

Ce qui nous amène à la question suivante, est-ce que le... il y a eu le... une possibilité, là, d'inclure, là, cette centrale-là, de négocier dans l'entente de modulation? Parce que, si je ne me

trompe pas, c'était prévu dans le plan
d'approvisionnement, là, il en avait été fait
mention?

M. HANI ZAYAT :

R. Effectivement...

Q. [281] Oui.

R. ... dans le plan d'approvisionnement il y avait...
ça avait été considéré d'inclure TCE dans l'entente
de modulation, ce qui n'était... en fait, de
l'inclure en termes de possibilité et pas
nécessairement en termes de production.

Je pense qu'on revient à chaque année avec
la justification de l'arrêt de TCE et dans la
mesure où les conditions de marché sont inchangées,
je pense qu'on les voit à peu près quels que soient
les prix de marché, la justification de l'arrêt de
TCE demeure valable, demeure solide, demeure
robuste, donc on a toujours intérêt... en tout cas,
on a eu jusqu'à maintenant intérêt à arrêter la
centrale de TCE par rapport à la démarrer pour
pouvoir vendre.

Et c'est un peu ce qu'on dit dans cette
réponse-ci, c'est que si on devait le faire
autrement, bien, on pense qu'il n'y aurait pas
d'intérêt et, à tout le moins, si ça devait être le

cas, ça aurait un impact important sur les conditions de l'entente telles qu'elles sont là.

N'oublions pas que TCE c'est plus de quatre térawatts/heure d'énergie annuelle et déjà sans TCE on est en mode surplus, alors imaginez si TCE était là encore. Là ça viendrait mettre une pression supplémentaire sur le solde de fin d'année, et ça se retrouverait à peu près directement au total, les quatre térawatts/heures seraient rajoutés directement au solde de modulation.

Q. [282] Donc ce que je comprends bien, TCE a été ni envisagée et encore moins négociée dans la démarche?

R. Effectivement, elle a été envisagée à un certain moment mais je pense qu'on a un meilleur... une meilleure analyse en le faisant de cette façon-là et de meilleures conditions dans l'entente.

Q. [283] Allons maintenant à la question 7.h, à la page 12. À 7.h on vous demandait :

Pourquoi la capacité des contrats biomasse et hydroélectrique n'est-elle pas prise en compte pour calculer le niveau de puissance complémentaire accessible en période d'hiver?

Et vous nous disiez :

La contribution en puissance des
contrats reliés aux centrales à la
biomasse et hydroélectriques est prise
en considération pour déterminer la
« valeur horaire garantie »,
conformément aux dispositions du
paragraphe 3.1.3(i).

Ce que je comprends de votre réponse, dans le fond,
ce n'est pas exactement, là, ce qu'on cherchait,
c'est que ce que je comprends, quand on parle de
capacité de contrat de biomasse et hydroélectrique
c'est un peu à part le... à part le... comment
dire, la production de l'électricité, entre
guillemets, traditionnelle, là, ça représente dix
(10 %) à quinze pour cent (15 %) de plus mais de ce
que je comprends ce n'est pas considéré dans votre
évaluation quand vous parlez de valeur horaire
garantie c'est la production électrique que
j'appelle traditionnelle, là, ce n'est pas la
biomasse ou l'éolien, tout ça, là.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Effectivement, en relisant la question et la
réponse on va être un peu plus clair. Dans la
réponse ce qu'on dit c'est que pour établir la
valeur horaire garantie effectivement on prend en

compte l'éolien, pardon, l'éolien, la puissance installée, on rajoute le trente pour cent (30 %), on rajoute le quinze pour cent (15 %) de puissance complémentaire, on rajoute quatre-vingt-dix pour cent (90 %) de la biomasse et quarante pour cent (40 %) de la petite hydraulique. Ça, ça sert à déterminer la valeur horaire garantie.

Votre question c'était la puissance complémentaire. Ce qu'on a dit ce matin, si on se rappelle bien, c'est que la puissance complémentaire, via les décrets, dans le fond c'est pour avoir une équilibrage éolien, donc la référence c'est l'éolien.

Donc effectivement la référence pour établir la puissance complémentaire, ici on prend strictement l'éolien. Donc c'est pour ça que dans le calcul du VSG on prend trente pour cent (30 %) de la puissance installée éolienne plus le quinze pour cent (15 %) qui nous ramène à quarante-cinq pour cent (45 %), donc la puissance complémentaire, c'est pour ça qu'on vous dit on a mis l'accent sur l'éolien, mais c'est avant c'était trente-cinq pour cent (35 %) d'éolien, c'est devenu quarante-cinq (45 %). Je ne sais pas si...

Q. [284] Ça va. Nous en sommes à la question 10c),
pages 17 et 18. Et la question 10c) se présente
comme suit :

Confirmez-nous aux tableaux 3.1 à 3.3,
pages 17 à 19 le terme « inutilisée »
réfère au volume patrimonial
inutilisé. Indiquez-nous si la
puissance complémentaire est utilisée
pendant le même nombre de mois en
période d'hiver dans les deux
scénarios, sachant que recours à la
puissance UCAP peut se faire sur une
base mensuelle plutôt qu'hivernale,
c'est-à-dire quatre mois.

Ce qui nous amenait la réponse suivante :

Le Distributeur confirme que le terme
« inutilisée » correspond au volume
d'électricité patrimoniale inutilisée.
La puissance complémentaire est
utilisée pendant les quatre mois
d'hiver dans les deux scénarios au
même titre que l'est l'électricité
interruptible.

Ce qui nous amène la question suivante. Quand on
parle justement de la puissance UCAP, cette

puissance-là peut être ajustée à chaque mois et, forcément, le paiement peut varier d'un mois à l'autre. Puis pourtant, si on a bien compris de la façon dont vous présentez les choses, vous utilisez une simulation qui prend un UCAP, mais qui est une moyenne qui est uniforme pour les quatre mois. Quel est l'avantage d'y aller avec une mesure uniforme au lieu de tenir compte de la possibilité d'une variante?

M. HANI ZAYAT :

R. Je vais y aller, c'est important. Je ne reviendrai pas sur le fait que ce n'est pas tout à fait le même produit. La puissance complémentaire et le produit de puissance de type UCAP ce n'est pas tout à fait la même, ce n'est pas du tout la même chose même. Donc c'est deux produits différents.

Ceci dit, là je fais plus une comparaison dans le fond pour les besoins de l'analyse économique. Il est important de rappeler que les besoins de puissance dans le fond c'est pour combler les besoins d'hiver. Typiquement, l'hiver c'est premier (1er) décembre premier (1er) avril. C'est sûr que les besoins de puissance quand on fait les simulations de besoins de puissance additionnelle ça tient compte d'un paquet de

facteurs. Notamment, les questions de prévisions de la demande, donc le profil des prévisions de la demande, nos moyens disponibles et l'incertitude, l'aléa qui est associé à la prévision de la demande a plusieurs délais avant la pointe. Donc dernière fois c'est mettons ça peut être deux mois avant la pointe puis on va jusqu'à cinq ans ou quatre ans de façon prévisionnelle.

Donc ce que l'on dit c'est que dans le fond le produit de puissance sur quatre mois c'est un peu comparable à notre produit d'électricité interruptible qui est aussi pris sur quatre mois. Et peut-être que tout ça est relié, dans le fond ce besoin est relié en fonction de nos besoins et des besoins d'hiver notamment. Donc ça peut être à certains hivers, dépendamment des moyens dont on dispose et de la prévision de la demande ça peut être des moyens pointus. Mais, typiquement, c'est plutôt des moyennes de quatre mois. Et ce produit-là peut se comparer au produit d'interruptible, à l'électricité interruptible pour ce qui est de sa durée de couverture.

Q. [285] O.K. Mais comment je pourrais dire, le choix est un choix de facilité ou c'est un choix parce que dans le fond il n'y a pas vraiment d'intérêt ni

économique ou technique à y aller avec un UCAP qui pourrait varier dans ces quatre mois-là?

R. Le UCAP c'est comme le dernier moyen. Je vous le redis, ce n'est pas le même service, mais c'est le dernier moyen qui sert à aller compléter les besoins de puissance pour un hiver donné. Un peu comme on peut aller faire des achats en énergie à certaines heures pour compléter de façon ponctuelle certaines heures. Donc c'est sûr que c'est un produit qui est flexible, mais ce n'est pas le produit dont on a besoin pour l'ensemble, pour l'ensemble de la période.

Q. [286] Parfait. Allons-y maintenant avec la question 11a) à la page 19 qui se présentait comme suit :

Qu'entendez-vous par « optimal »?
Avez-vous établi une fonction objectif clair à minimiser et effectué des simulations et l'évaluation de votre fonction objectif pour un ensemble complet de stratégies d'approvisionnement vous permettant de conclure à l'optimalité de la stratégie avec l'entente de modulation? Indiquez-nous quelle était votre fonction objectif et les

paramètres qui la composaient vous permettant de conclure à l'optimalité de l'entente de modulation.

Et là je vais vous faire grâce de la réponse parce qu'elle est quand même assez longue.

Mais, par contre, en fin de réponse vous nous dites :

Par ailleurs, la méthode d'évaluation est décrite en réponse à la question 9c) de notre document qui est à la page 16.

Et à la page 16, à 9c), et là je vais vous citer.

Vous présentez toute une série de paramètres :

Le Distributeur dispose des moyens suivants :

l'électricité patrimoniale;
les conventions d'énergie différée;
le contrat cyclable;
le contrat de base;
les transactions sur les marchés de court terme;
l'option d'électricité interruptible.

Et caetera, et caetera.

Mais est-ce que vous utilisez ce que l'on pourrait appeler un algorithme permettant de bien

ajuster les questions en termes soit de demande ou de baisse de demande ainsi de suite?

14 h 59

Q. [287] Autrement dit pour faire en sorte que les approvisionnements soient optimaux en termes de besoins?

R. On prend des décisions à tous les jours dans le fond de façon à utiliser le mieux possible l'électricité patrimoniale qui est notre moyen le moins cher. Donc les indicateurs dans ce sens-là sont l'électricité patrimoniale inutilisée la majorité du temps et les dépassements. Et ce qu'on liste ici ce sont les moyens que l'on peut utiliser de façon à faire cette gestion-là. Ça tient compte évidemment de plusieurs variables qui vont, évidemment ça tient compte de décisions que l'on a prises dans le passé. Donc au fur et à mesure que l'année passe, nos décisions, les décisions que l'on a prises viennent influencer les décisions que l'on peut prendre en terme de ce que l'on a fait comme achat ou comme revente, dépendamment de la situation. Ça tient compte aussi de la prévision dix (10) jours, de ce que l'on voit. En fait je dis dix (10) jours, c'est d'ici la fin de l'année en terme de prévision de la demande et aussi en terme

de l'horizon de dix (10) jours pour ce qui est de la climatologie, de ce qui est de la... ça fait partie de la prévision de la demande, mais c'est un peu la partie plutôt climatique. Et c'est en vertu de ça, des risques qui y sont associés où on va essayer de faire, de prendre nos décisions en terme d'interventions aussi bien sur les parties qui sont, qui peuvent être appelables. Je vais reprendre l'exemple du contrat cyclable, donc on peut choisir d'appeler ou pas à des horizons de court terme ou des transactions de marché, que ça soit en achats ou en ventes, dépendamment de la période et du besoin de l'année.

Donc c'est l'ensemble de ces paramètres, de ces incertitudes qui va nous permettre de prendre ces décisions-là. C'est les automatismes qui nous permettent de faire ça.

Q. [288] Et justement quand vous parlez d'automatismes, avec votre réponse je croyais l'inverse. C'est-à-dire que c'est parce que le but de notre question c'était de vérifier pour voir s'il y avait des règles pré-établies si telle condition, telle condition, telle condition, alors X en terme de résultat. Ce que je comprends c'est qu'il y a une ou des personnes, des experts qui,

selon les paramètres et dépendant des cas, des contextes, les paramètres sont différents, il va y avoir un choix. Mais il n'y a pas de règles pré-établies, c'est ça?

R. On peut le dire comme ça, effectivement. Et ça tient compte aussi des faits. On regarde dans nos décisions non seulement les impacts que ça peut avoir, mais quelles sont les décisions que l'on peut reprendre plus tard et quelles sont celles que l'on ne peut pas reprendre plus tard. Donc il y a des achats ou des ventes qui sont inévitables, il y en a d'autres que l'on peut remettre. Donc on peut décider, on voit qu'il y a des achats à faire par exemple, mais par contre on n'est pas obligé de se commettre tout de suite. On peut dire, bien, il y a toujours un risque de température ou un risque de demande et donc on peut reporter ce genre de décisions. Donc c'est un des facteurs aussi.

Et je crois que, si on regarde les dernières années, je pense que les mécanismes de prise de décision ont bien fonctionné et on est capable d'avoir des résultats qui sont très appréciables de ce côté-là.

Q. [289] Toujours à la page 19, à la question 11b) qui se lit comme suit :

Si en plus d'un aléa climatique froid, c'est-à-dire de plus d'un écart-type, s'ajoutait un aléa de croissance de demande, c'est-à-dire plus d'un écart-type d'aléa de demande, quelle serait la rentabilité nette de l'entente de modulation pour les trois années de l'entente?

Et là vous nous disiez :

Le Distributeur n'a pas évalué la rentabilité de l'entente en considérant un aléa sur la demande prévue. Par contre, dans un cas de croissance faible, les résultats des années 2013 et 2014 pourraient ressembler à ceux de l'année 2012.

Et un petit peu plus loin vous nous disiez :

Dans un cas de croissance forte, l'ensemble des moyens déployés par le Distributeur seraient les mêmes dans les deux scénarios. Voir à cet effet la réponse à la question 8.1.1 du RNCREQ à la pièce HQD-2, Document 6.

Ce qui nous amène la question suivante. Advenant le cas d'une croissance plus faible de la demande pour

la période de deux mille douze (2012) à deux mille quatorze (2014), est-ce que ça pourrait faire en sorte que ce niveau de baisse de croissance pourrait faire en sorte que l'entente de modulation ne soit carrément pas rentable?

15 h 04

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Pas tout à fait, non. Si on reprend la réponse qu'on a donnée au deuxième paragraphe, ce qu'on dit, c'est que les années deux mille treize (2013), deux mille quatorze (2014) pourraient ressembler à celle de deux mille douze (2012). C'est que quand on regarde la dispersion des résultats qu'on a présentés, soit au graphique, à la question de la Régie 4.5 ou le résultat qu'on a donné à l'UMQ dans le cadre du complément de réponse, quand on regarde les cas de demande plus faibles, effectivement, l'impact que ça a, dans le fond, ça se traduit par plus d'ajouts dans le compte du solde de modulation.

Et je le redis encore, la beauté de la chose, c'est que, le corollaire de ça, c'est que le rachat... pardon, le rachat du solde de modulation, eh bien, il se fait à des conditions avantageuses par rapport au marché, donc le gain est présent.

Dans le cas de... dans des cas de scénarios de croissance plus faible de demande.

Ce qu'on a montré en deux mille douze (2012), par contre, l'année deux mille douze (2012) est particulière parce que lorsqu'on... le graphique le démontrait et l'analyse moyenne des trente-six (36) cas utilisés, bien, effectivement, le gain est un peu plus petit. Pourquoi? C'est parce que l'écart deux mille douze (2012), l'équilibre est un peu plus, je ne dirais pas serré, mais un peu plus... un peu moins déséquilibré. L'écart entre les besoins et l'offre est un peu... est plus restreint, ce qui fait que les surplus anticipés sont plus faibles. Donc, ça nous laisse moins de possibilités - en fait, c'est imagé quand qu'on dit ça là - de déplacer... d'utiliser les surplus d'été pour combler les besoins d'hiver. Donc, ce fameux déplacement-là est moins présent en deux mille douze (2012) dans les cas climatiques froids.

Alors, que lorsqu'on regarde les courbes deux mille douze (2012), deux mille treize (2013), deux mille quatorze (2014), l'écart entre les besoins et l'offre est plus grand, donc il y a beaucoup d'ajouts de production variable en deux

mille treize (2013), deux mille quatorze (2014) et ça se traduit par un déséquilibre au niveau de l'offre/demande.

Donc, c'est pour ça qu'on dit que s'il y avait une croissance faible, bien, ça déséquilibrerait sa... il y aurait une croissance encore plus forte. Donc, ça ne vient pas réduire la rentabilité de l'entente à cet effet-là.

Pour ce qui est de la croissance forte, bien, évidemment, on ne l'a pas, ce n'est pas un scénario qui a été envisagé parce que l'entente globale de modulation n'est pas là pour faire face à des demandes fortes. Ce n'est pas... ce n'est pas un moyen d'approvisionnement, sinon ce n'est pas ça qu'on aurait négocié. Nous, ce qu'on veut, c'est un moyen de gestion intra-annuel.

Donc, ce qu'on dit à la réponse, c'est que dans les deux cas, dans le scénario sans entente et avec entente, bien, on aurait redéployé, si on avait fait un cas plus fort ou un cas de demande théorique, bien, le déploiement des moyens serait différent. Donc, on n'aurait peut-être pas différé. On aurait à la limite parti TCE. t'sais, c'est ça que je vous dis. Le déploiement serait différent dans les deux cas, avec et sans entente, donc...

Par contre, ce qu'on verrait, c'est que l'utilisation de l'entente de modulation serait le même, donc l'adéquation horaire serait pareil, mais l'écart au niveau de l'offre et la demande resterait le même, résiduel.

Q. [290] O.K. Je vais essayer de résumer, dans des termes de profane, ce que vous venez de dire là. C'est que, dans le fond, deux mille douze (2012) était particulier comme situation.

R. Oui.

Q. [291] Et on ne peut pas faire une projection pour treize (13), quatorze (14), ainsi de suite.

R. Non.

Q. [292] C'est ça?

R. Oui.

Q. [293] O.K.

R. Bien, je ne sais pas qu'est-ce que vous entendez par « projection » là, mais...

Q. [294] Bien, c'est parce que, dans le fond, ce qu'on vous demande, si on a le même scénario, si le même scénario en terme de demande se répète de douze (12), treize (13), quatorze (14), ainsi de suite, est-ce que l'entente de modulation serait encore rentable, serait encore intéressante? Et là vous me dites « on ne peut pas, on peut pas spéculer là-

dessus parce que...

R. Oui. Bien...

Q. [295] ... douze (12), c'est particulier ».

R. En fait, je vais reprendre un peu ce que j'ai dit tantôt. Quand on regarde les cas deux mille treize (2013), quatorze (14), les trente-six (36) cas qu'on a produit en tableau ou en graphique, il n'y a aucun cas qui est défavorable, que ce soit des climatologies chaude ou froide. Donc, la climatologie quatre-vingt-dix-huit (98), c'est une climatologie très chaude. On parle de cinq point six térawattheures (5,6 TWh) de moins d'énergie par rapport au cas moyen. Bien, c'est un cas, c'est une croissance... c'est une demande faible. Mais, cette climatologie-là est aussi reflétée en deux mille treize (2013), deux mille quatorze (2014) et la rentabilité est toujours là.

Donc, on parle, exemple, pour deux mille... je pense, le mémoire de l'UMQ, il faisait un focus sur la climatologie vingt-huit (28). Bien, effectivement, c'est l'année quatre-vingt-dix-huit (98), puis... la climatologie numéro 28 pour deux mille quatorze (2014) ou deux mille treize (2013), je ne me souviens plus. Et on voyait que même avec une baisse de besoins de cinq point six

térawattheures (5,6 TWh), il y a un gain de quinze millions (15 M\$).

M. HANI ZAYAT :

R. Ce qu'il est important de retenir, dans le fond, c'est que dans les trente-six (36)... les trente-six (36) climatologies, à la limite, peuvent être... pourraient être illustrées. C'est sûr que c'est de la climatologie qu'il y a ici, mais pourrait être caractérisée comme étant trente-six (36) cas de demandes.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Oui.

M. HANI ZAYAT :

R. Et on peut prendre un cas de climatologie très froide comme étant un cas de demande très élevée, et un cas de climatologie très chaud comme étant un cas de demande faible. Et pour deux mille treize (2013) et pour deux mille quatorze (2014), les trente-six (36) cas montrent tous des gains de l'entente de modulation. Pour ce qui est de deux mille douze (2012), dans la majorité des cas, dans la grande majorité des cas, elle montre des gains pour l'entente de modulation. Je crois, de mémoire, il y avait quelques cas qui sont extrêmes qui montraient un effet défavorable sur l'entente de

modulation pour cette année-là, mais c'est... Mais c'est sûr que sur l'ensemble de la période tous les cas montrent un gain important pour l'entente de modulation.

15 h 09

LE PRÉSIDENT :

Maître Falardeau, si je peux me permettre, pouvez-vous m'évaluer combien de temps il vous en reste?

Me DENIS FALARDEAU :

Me donnez-vous trente (30) secondes, je vais élaguer?

LE PRÉSIDENT :

Oui, avec plaisir.

Me DENIS FALARDEAU :

O.K. Allons-y.

LE PRÉSIDENT :

Évaluation.

Me DENIS FALARDEAU :

Bien ça dépend de...

LE PRÉSIDENT :

Dites-moi le vôtre, parce que moi dans mon livre à moi le temps demandé est écoulé.

Me DENIS FALARDEAU :

Dix minutes environ.

LE PRÉSIDENT :

O.K. Je vous demanderais peut-être si vous arrivez sur des questions, je vous inviterais à donner la question, ils ont la question, pas besoin de lire les questions, ils ont la question et la réponse. Mais reposez la deuxième, la sous-question sur la question qui a déjà été répondue.

Me DENIS FALARDEAU :

Non, ça va, c'est surtout pour le bénéfice des notes sténo que je cite les questions.

LE PRÉSIDENT :

Allez-y.

Me DENIS FALARDEAU :

Q. [296] En lien avec notre réponse, avec votre réponse plutôt à la question 16 c), page 26. Et 16 c) page 26, ça concerne le coût du gaz naturel. Vous nous disiez que :

Au moment de produire la preuve, les prix à terme de l'électricité étaient disponibles pour les années 2012 et 2013.

Et forcément pour ce qui est de deux mille quatorze (2014) il y a eu une extrapolation. Mais concernant le coût du gaz naturel, est-ce que vous connaissez dans quelle proportion ces coûts de production de

l'électricité avec le gaz naturel est en lien avec la production dans le nord-est des États-Unis? Ça représente quoi comme production, l'utilisation du gaz naturel pour la production électrique?

M. HANI ZAYAT :

R. Je ne pourrais pas vous revenir avec, je ne pourrais pas vous donner le chiffre précis. Je peux vous dire que c'est le moyen à la marge. Je peux vous dire aussi qu'il y a une, que les deux prix se suivent. Que les prix de l'électricité sont fortement corrélés ou suivent beaucoup les prix du gaz naturel pour ce qui est du nord-est.

Je pense qu'on l'a montré dans nos dossiers relatifs à la, à la fermeture de TCE, année après année. Et ce qu'on dit ici dans le fond c'est que les « forward » des marchés électriques sont disponibles pour deux ans. Alors que les « forward » de gaz sont disponibles pour longtemps.

Alors on utilise, on utilise, lorsque les « forward » électriques ne sont pas disponibles, on utilise les « forward » de gaz comme proxy pour étendre l'horizon d'analyse.

Q. [297] O.K. Mais pour ce qui est du nord-est, est-ce que c'est plus le gaz qui est utilisé pour la production électrique ou il y a d'autres matières

pas compte des frais de transport.

Et je vous laisse le lire là.

15 h 15

Ça va? La question que l'on se pose par rapport à ça et on aimerait connaître votre analyse de la situation. Si les revendeurs revendaient les surplus du Distributeur à même leurs réservations de service de transport de long terme, est-ce qu'ils devraient charger au Distributeur le coût de transport alors que, dépendant des analyses ou de la compréhension des choses, c'est que le coût de transport est déjà inclus dans la notion de prix fixe, alors qu'il y a d'autres positions à l'effet que le transport serait chargé en surplus. Votre position par rapport à ça c'est quoi?

M. HANI ZAYAT :

R. Lorsque les contreparties ont déjà des réservations de transport, évidemment les contreparties sont là pour faire de l'argent, il n'y a pas de honte à le dire. Lorsqu'ils nous achètent de l'énergie et qu'ils ont déjà des réservations de transport, implicitement ils nous refilent, ils nous refilent cette facture. Ils peuvent ne pas la refiler sur une base horaire, sur une base de court terme, jusqu'à un certain point ça peut faire partie de

leurs coûts, de leurs coûts passés. Mais si c'est pour une période importante et sur des coûts sur une longue période, ça va se traduire dans les prix qui nous sont offerts.

Q. [301] Mais étant donné que c'est de l'énergie qui est à l'intérieur de l'entente, les frais de transport sont déjà inclus. Parce que moi ce que je comprends, même du côté de EMB ce que je comprends c'est que quand c'est en dehors de l'entente ça va de soi il y a des frais de transport.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Effectivement, les surplus quand on prend l'entente de modulation en soi, le solde, les modalités de rachat du solde de modulation dans le fond si on n'avait pas eu cette entente-là qu'on aurait fait, il aurait fallu revendre. Hein, c'est ça? Donc, on aurait eu l'alternative c'est de revendre sur les marchés. Alors le solde, les modalités de rachat du solde reflètent ça, mais ils évitent quand même des frais de l'ordre du douze dollars (12 \$) du mégawattheure qui sont la non-récupération des frais de transport, les pertes, les frais de courtage associés.

Donc ce n'est pas parce qu'on a une entente de modulation. Dans le fond c'est justement ça, je

l'ai dit ce matin, c'est que ça permet d'éviter tous ces frais-là.

Q. [302] Allons-y maintenant. Ça va être ma dernière question. À la page 27 de notre document, la question 17 on vous demandait :

Indiquez-nous ce qu'implique la clause concernant l'entente globale de modulation intervenue entre le Distributeur et le Producteur.

C'est-à-dire :

Attendu que la finalité de la présente entente et l'approvisionnement des besoins du marché québécois et que cette entente ne peut être utilisée à des fins spéculatives.

Et là vous nous répondiez concernant justement à savoir est-ce que c'est possible qu'il y ait en fin de compte une revente sur les marchés et comment ça pourrait être fait en fonction justement de l'entente où on parle de fins spéculatives. Et vous nous référiez à votre réponse faite à l'Union des consommateurs, c'est-à-dire le document HQD-2, Document 8 à sa page 10. Et l'Union des consommateurs vous demandait :

Veillez confirmer ou infirmer que

l'« Attendu » cité en référence...

C'est-à-dire l'interdiction de revendre à titre spéculatif.

... ne défend pas le Distributeur de revendre ses surplus d'énergie en autant que l'entente ne soit pas utilisée à des fins spéculatives. Veuillez élaborer votre réponse.

Et je vais citer votre réponse :

L'entente n'empêcherait pas le Distributeur de revendre tout surplus, sauf ceux découlant des approvisionnements post-patrimoniaux assujettis tels que définis au paragraphe 1.2 de l'entente. Le paragraphe 3.1.2 de l'entente mentionne que les approvisionnements post-patrimoniaux assujettis sont automatiquement ajoutés au compte de modulation.

Sans jouer sur les mots, on vous avait posé la question concernant le caractère, en utilisant une revente mais à des fins spéculatives. En bout d'année ou dans une période donnée, vous avez des surplus. Vous nous répondez on ne peut pas

revendre, il faut mettre ça dans le compte. Mais il n'y a pas à un moment donné où ça serait plus intéressant de vendre non pas, et j'insiste sur le terme « spéculatif », non pas simplement attendre le bon moment et le vendre, mais à un moment donné il peut y avoir des surplus et ça peut être mieux de les vendre que de les passer au compte de modulation. Votre interprétation est à l'effet qu'uniquement c'est un transfert dans le compte, ce n'est pas possible pour vous d'écouler n'importe quel surplus en provenance du post-patrimonial assujetti?

10 h 59

M. HANI ZAYAT :

R. Effectivement, c'est le but premier de l'entente de modulation, c'est d'utiliser les... c'est de déplacer et de raffermir l'énergie provenant des contrats assujettis. Donc, ça, ça se fait à travers un dépôt dans le compte et un retrait au moment où on en a besoin pour les besoins de la charge, pour les besoins de la charge québécoise. Si, en bout de ligne, le compte était en mode de surplus, évidemment, là aussi c'est quelque chose qui est géré tout au long de l'année, mais en bout de ligne, c'est une constatation à la fin de l'année.

Et l'entente prévoit des modalités de rachat du solde. Mais même d'un point de vue économique, il est toujours plus intéressant pour nous de revendre le solde selon les conditions de l'entente que d'en disposer sur le marché. Donc, c'est aussi bien pour tenir compte du fait que c'est pour approvisionner les besoins de notre clientèle que d'un point de vue économique. Dans les deux cas, ça se justifie. On a plus intérêt à s'en remettre à l'entente plutôt qu'un scénario où on aurait eu à disposer de quantités sur les marchés.

Q. [303] Messieurs, merci. Merci, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Falardeau, pour votre collaboration.

Maître Paquet.

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me GENEVIÈVE PAQUET :

Bonjour, Monsieur le Président. Geneviève Paquet pour le GRAME. Donc, je vous ai distribué une pièce qui émane du dossier 3748.

LE PRÉSIDENT :

Oui.

Me GENEVIÈVE PAQUET :

Je vais commencer mon contre-interrogatoire avec cette pièce-là, donc au dossier 3748-2010, le

Distributeur avait déposé un tableau, le tableau 3E-3 : Contribution en puissance des contrats d'approvisionnement existants (en MW). Je voudrais déposer sous la cote... je pense qu'on est rendu à C-GRAME-009.

C-GRAME-009 : Tableau 3E-3 : Contribution en puissance des contrats d'approvisionnement existants (en MW).

Q. [304] Donc, dans le tableau, on retrouve la puissance qui découle des contrats liés aux appels d'offres, différents appels d'offres dont les appels d'offres d'éolienne, l'appel d'offres 2003-02, 2005-03 et 2009-02. Puis on retrouve ça de manière détaillée. Maintenant, au présent dossier, en réponse à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie, à la pièce HQD-2, Document 1, page 13, révisée, donc à la pièce qui était déposée au présent dossier...

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Excusez-moi!

Q. [305] HQD-2, Document 1, page 13, c'est le document qui a été révisé le seize (16) novembre deux mille

onze (2011). Donc, si on compare les deux tableaux, en fait dans le tableau qui a été déposé au présent dossier, le Distributeur fournit un bilan en puissance pour l'éolien pour deux mille douze, deux mille treize (2012/2013), on parle de deux cent soixante mégawatts... deux mille onze, deux mille douze (2011/2012), deux cent soixante mégawatts (260 MW); deux mille douze, deux mille treize (2012/2013), cinq cent deux mégawatts (502 MW); et deux mille treize, deux mille quatorze (2013/2014), cinq cent quatre-vingt-dix-sept mégawatts (597 MW). Pouvez-vous expliquer pourquoi on n'arrive pas aux mêmes quantités de puissance éolienne pour chacune des années si on compare les deux tableaux?

R. C'est le déploiement qui a changé. Il y a eu des changements au niveau des parcs. Je n'ai pas le détail de... Il faudrait faire la conciliation un pour un, mais c'est...

Q. [306] Peut-être juste pour confirmer. Si on prend le tableau qui était dans le dossier 3748, le tableau 3E-3, pour l'année, la colonne deux mille onze, deux mille douze (2011/2012), il y a deux... il y a deux appels d'offres éoliens qui s'appliquent, deux mille trois, deux mille deux (2003-2002) et deux mille cinq, deux mille trois

(2005-2003). Puis si on fait le calcul, pour l'appel d'offres 2003-02, on a deux cent dix-neuf mégawatts (219 MW); et pour l'appel d'offres 2005-03, cent dix-huit (118). Ce qui donne trois cent trente-sept mégawatts (337 MW). Puis si on regarde le tableau déposé au présent dossier, toujours à la colonne deux mille onze, deux mille douze (2011/2012), on arrive plutôt à deux cent soixante (260). Donc, est-ce que cette différence-là s'explique par des déploiements différents au niveau des contrats?

15 h 27

R. Je n'ai pas d'autre raison, je n'ai pas... là vous me soumettez le tableau mais c'est, en fait le plan d'approvisionnement a été fait en novembre deux mille dix (2010) alors que ça ici c'est le déploiement qu'on a intégré en juillet deux mille onze (2011) donc c'est...

Q. [307] Donc celui qui est le plus à jour c'est celui qui est au dossier présentement?

R. Oui, c'est ça, c'est l'entente de modulation.

Q. [308] Merci. Maintenant je vous référerai à la pièce B-0033 qui a été déposée ce matin par le distributeur. Donc si on prend le numéro de décret, la première ligne du tableau pour le décret 0352-

2003 qui fait référence à l'appel d'offres 2003-02,
on prévoit que ce premier bloc d'énergie doit
être :

... assorti d'une garantie de
puissance hydroélectrique...

Donc le GRAME voudrait savoir considérant que le
tableau le plus à jour, celui qui est au dossier
présentement, il n'est pas aussi détaillé que le
dossier... que le tableau qui avait été présenté au
plan d'approvisionnement. En fait on aimerait ça
pouvoir avoir un détail, sans avoir le détail de
tous les contrats, mais seulement le total pour
chacun des trois appels d'offres éoliens pour
chacune des années sans avoir les contrats
détaillés mais seulement le total, est-ce que ce
serait possible de le fournir en engagement?

R. Bien, en fait, le tableau est déjà en preuve à la
page 40 de 41 sous HQD-1 document 1, le détail est
là, en puissance installée, en puissance
contractuelle mais les données sont là. Donc il
faudrait juste faire fois trente pour cent (30 %).

Q. [309] Parfait, merci. Maintenant, je vous réfère à
la réponse 3.3 de la demande de renseignement
numéro 2 de la Régie, page 17, où :

Le Distributeur confirme qu'il

conserve la propriété des attributs
environnementaux associés aux
approvisionnement postpatrimoniaux
assujettis.

Et il énonce également que :

... aucune modalité de l'Entente ne
pourrait empêcher le Distributeur de
valoriser ses attributs
environnementaux sur les marchés
locaux, tel un éventuel marché du
carbone.

Maintenant, sans avoir la pièce, corrigez-moi si je
me trompe, mais en réponse à la question 9.4 de la
renseignement numéro 1 de UC le distributeur
mentionnait que :

Selon les dispositions de l'Entente,
le Distributeur ne peut pas revendre
les approvisionnements
postpatrimoniaux assujettis.

Donc est-ce que le distributeur peut nous confirmer
que bien que l'entente globale de modulation ne
l'autorise pas à revendre certains surplus qui sont
générés par des contrats assujettis il pourra tout
de même valoriser ses attributs environnementaux
pour ses besoins éventuels pour un marché du

carbone ou avoir la possibilité peut-être de les revendre à un tiers? Est-ce que le distributeur peut nous le confirmer?

R. Oui, oui, oui.

M. LUC BERNIER :

R. Sous réserve des dispositions ou des... de la réglementation évidemment qui...

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Oui, c'est ça. Qui sera en place.

M. LUC BERNIER :

R. ... est relative à un... ce qu'on appelle un éventuel marché du carbone évidemment.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. C'est ça. Il n'y a toujours pas de marché à cet effet-là, c'est hypothétique mais s'il y en avait un, effectivement on ne serait pas empêché de le faire.

Q. [310] Bien, en fait, il n'y a pas encore de marché qui est mis en place, par contre, est-ce que le distributeur est au fait qu'il y a un projet de règlement qui a été déposé, là, concernant le système de plafonnement et d'échange des droits des émissions de gaz à effet de serre?

M. LUC BERNIER :

R. Vous parlez du projet de règlement qui a été déposé

pour commentaire le sept (7) juillet dernier?

Q. [311] Oui, effectivement.

R. Oui.

Q. [312] Puis suite au dépôt de ce projet-là est-ce que... si je reviens en arrière de quelques mois, lors de l'audience dans le dossier 3748 on avait eu une discussion par rapport aux attributs environnementaux et puis on voulait savoir les intentions du distributeur dans le contexte, là, du futur marché régional, nord-américain de la Western Climate Initiative, donc la position du distributeur, corrigez-moi encore si je me trompe, mais était plutôt à l'effet qu'il ne voyait pas d'intérêt à comptabiliser les crédits de réduction de gaz à effet de serre pour le moment mais qu'Hydro-Québec en était à l'étape du « reporting ». Est-ce que c'est exact?

R. Disons que, écoutez, nous on est assujettis aux lois et on va... on va effectivement s'y conformer. Je pense que dans le cadre... selon ma compréhension du cadre réglementaire qui est en place, il y a deux règlements qui s'appliquent. Il y a le règlement dont on parlait tout à l'heure et qui pourrait mettre en place effectivement un système d'échange, et il y a un autre règlement qui

lui est plus... s'adresse justement au « reporting », donc à la... je pense c'est ça, là, le règlement sur la déclaration des... bon, évidemment là il y a le règlement sur la déclaration, selon ma compréhension, il y a une version qui est déjà en place et effectivement on va s'y conformer à cet effet-là.

15 h 33

- Q. [313] Donc si je comprends bien la position du Distributeur a quand même évolué depuis le printemps par rapport à sa position par rapport à valoriser les attributs environnementaux?
- R. Bien, comme je mentionnais il y avait déjà un règlement qui nous obligeait de faire un certain « reporting » et effectivement on s'y conformait, on continue de s'y conformer. Et s'il y a un règlement qui est mis en place sur les systèmes d'échange on va s'y conformer également. Il n'y a aucun doute.
- Q. [314] Si on tient compte du projet de règlement qui est en place, il y a un barème qui est de vingt-cinq mille (25 000) tonnes métriques en équivalent CO₂. Par rapport à ce barème-là est-ce que le Distributeur serait considéré comme un émetteur?

Me ÉRIC FRASER :

Le témoin ne peut pas répondre à ça. Ça ne fait pas partie de la preuve. On s'éloigne.

LE PRÉSIDENT :

Oui effectivement, Maître Paquet. Je peux voir le lien que vous faites avec l'entente?

Me GENEVIÈVE PAQUET :

Oui. Bien, en fait le lien c'est en réponse, c'est avec une des réponses du Distributeur à la demande de renseignements de la Régie, la question 3.5.

Donc à la question 3.5 la Régie demandait comment le Distributeur pouvait répondre ou pourra répondre à l'attente qu'il avait énoncée dans sa décision D-2011-162. Et puis en fait les témoins ont répondu ce matin qu'ils avaient pris connaissance de cette décision-là.

Par contre, dans la réponse le Distributeur réfère, ne répond pas vraiment à la question de la Régie, à notre avis, et réfère à la réponse 3.3. Puis on considère que cette réponse-là n'était pas suffisante, donc c'était un peu le lien de mes questions. Mais je peux passer directement à cette question-là considérant qu'on s'objecte aux questions concernant le projet de règlement. Je n'ai pas de problème à éviter les questions

concernant le projet de règlement, mais j'aurais quand même une autre question par rapport à...

LE PRÉSIDENT :

Je vous dirais de passer à une autre question et je vous dirais aussi que c'est toujours de l'ordre d'un projet alors que nous avons devant nous, et nous devons donc statuer sur une entente qui elle est bien concrète. Et je sais que l'heure avance et je vous ai mis un peu dans l'embarras parce qu'on attend tous la pause. Mais alors allez-y, essayez, s'il vous plaît, de rester dans l'entente globale de modulation.

Me GENEVIÈVE PAQUET :

Très bien.

Q. [315] Donc je vais vous référer effectivement à la question 3.5 de la Régie à laquelle le Distributeur nous réfère à la question, à sa réponse 3.3. Et puis à la réponse 3.3 le Distributeur énonce :

Tel que mentionné au dossier R-3748,
la vente sur le marché des certificats
d'énergie renouvelable, les attributs
environnementaux réglés au projet
d'énergie renouvelable du Distributeur
posent cependant beaucoup de défis
réglementaires et commerciaux.

Donc quels sont les défis réglementaires et commerciaux auxquels le Distributeur réfère là à sa réponse 3.3?

M. LUC BERNIER :

R. Je peux vous donner un exemple. Par exemple dans l'État de New York, là où effectivement est notre marché de référence, le New York SERDA lance des appels d'offres, par exemple, pour avoir de l'énergie renouvelable et mentionne que ne peut s'y qualifier tout projet qui a, d'une certaine façon, bénéficié d'un crédit environnemental ou tout projet qui, par exemple, est, vise à atteindre les objectifs environnementaux d'une autre juridiction. Donc nous, à titre d'exemple, dans ce marché-là on ne se qualifie pas. C'est un exemple.

Q. [316] Puis pour répondre plus précisément à la question de la Régie, pourriez-vous donner des précisions sur les actions que le Distributeur entend mettre de l'avant pour justement répondre aux attentes de la Régie concernant la valorisation des attributs environnementaux, et ce, pour réduire les coûts d'approvisionnement en énergie renouvelable?

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Pour l'instant, comme on a mentionné tantôt, le

fameux projet ou règlement il est en consultation, ou en tout cas la consultation je pense même qu'elle est terminée. Donc on va attendre le dénouement avant de faire des actions. Je pense que ça va faire l'objet des suivis du prochain état d'avancement.

Q. [317] D'accord. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Paquet. Nous allons prendre une pause quinze (15) minutes. J'invite les participants, les intervenants qui ne sont pas encore venus au micro, le RNCREQ et SÉ/AQLPA si vous pouvez pendant votre café élaguer les questions qui ont déjà été posées, j'apprécierais grandement. Alors cela étant dit, bonne pause de quinze (15) minutes.

PAUSE

16 h 8

LE PRÉSIDENT :

Maître Cadrin, rapidement, sur votre affirmation solennelle... Ça ne sera pas long, Maître Gariépy, on va régler une question d'intendance. Il ne peut pas déposer parce qu'on est en audience.

Me STEVE CADRIN :

J'ai tout essayé pour déposer sans retarder l'audience. Ça n'a pas fonctionné. Alors, j'ai

déposé un affidavit supplémentaire, une affirmation solennelle supplémentaire pour tenir compte de la demande de renseignements, la réponse, un complément de preuve. Donc sous C-UMQ-0019. Une deuxième affirmation solennelle.

C-UMQ-0019 : Affirmation solennelle de Marcel Paul
Raymond.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Cadrin. Maître Gariépy.

Me ANNIE GARIÉPY :

Alors, bonjour, Monsieur le Président. Annie Gariépy pour le RNCREQ. Suite à votre désir énoncé d'élaguer dans mes questions, j'ai tant et si bien élagué que je n'en aurai pas. Je prendrai seulement deux minutes de votre temps pour vous exploser... vous exposer une préoccupation. On voit le temps qui file. On se doute bien qu'on se reverra demain en avant-midi. Quant à moi, j'ai des obligations de nature médicale qui m'empêchent d'être ici après dix heures (10 h). Donc, je voulais vraiment m'assurer que, à dix heures (10 h), les audiences seraient terminées demain.

LE PRÉSIDENT :

Maître Gariépy, on va tenter de finir, on a marqué dix heures (10 h), ce n'est pas pour rien, on avait aussi la date de demain n'avait pas été prévue.

C'est ajouté, c'est suite à toutes les minutes que vous avez demandées, que, nous-mêmes, on a besoin.

C'est en même temps, on maintient qu'on va essayer de faire le plus rapidement possible, parce qu'il y

a des gens qui ont contraint eux-mêmes d'autre

chose. Si jamais on ne finit pas... Si je vois,

vous avez annoncé que vous devez quitter, je verrai

à ce moment-là à ajuster pour que vous puissiez...

on puisse vous contre-interroger avant votre

départ. Ça vous va?

Me ANNIE GARIÉPY :

Ça me va très bien. Merci beaucoup.

LE PRÉSIDENT :

L'explosion se termine ici?

Me ANNIE GARIÉPY :

Je vais retenir mon explosion.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Gariépy. Maître Fraser, vous voulez

me parler?

Me ÉRIC FRASER :

Compte tenu du temps que nous n'avons plus

beaucoup. Pour les intervenants qui déposent quand même leur preuve par affidavit, je sais que, moi, j'avais réservé du temps pour trois intervenants et je serais prêt à réévaluer pour le RNCREQ si, moi-même, je ne pourrai pas élaguer des questions et si la Régie dit qu'elle n'a pas de questions pour le RN, je pense qu'on peut régler ça assez rapidement. Si la Régie n'a pas de questions, je ferais un conciliabule avec mes clients. Il est fort probable que je fasse la même chose, et puis ils pourront faire leur preuve par affidavit, et ce sera tout. Et je pourrais faire le même exercice pour... bien, tous les intervenants pour lesquels je n'ai pas annoncé de questions. Donc, il reviendra à la Régie s'il y a des interrogatoires qui sont prévus, à ce moment-là, toutes ces preuves-là pourront être faites par affidavit.

LE PRÉSIDENT :

Nous entendons maître Sicard.

Me ÉRIC FRASER :

Je fais simplement suggérer à la Régie, si ça peut aider au déroulement du dossier, tous les intervenants pour lesquels nous n'avons pas annoncé d'interrogatoire et pour lesquels, bien, si la Régie n'a pas de questions, que la preuve pourrait

se faire simplement par affidavit, et ça réglerait cette question-là pour aujourd'hui et demain. Il restera... Nous, nous avons des questions pour EBM et UMQ. Et je vais encore vérifier, là. EBM, il y a, je dirais, quelque chose comme une... peu de questions vraiment assez techniques. Donc, ça pourrait aller très rondement pour les intervenants. C'est mon propos.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Fraser. J'inviterais en fait tous les participants à faire ce type d'évaluation, parce qu'il y a peu d'intervenants qui veulent interroger, contre-interroger d'autres intervenants. Pouvez-vous juste, en votre âme et conscience, avec votre client regarder ça? Puis quand on va terminer avec le panel nous dire effectivement combien de temps on a réellement besoin demain, si on a besoin de temps, première des choses. Et si on en a besoin, combien de temps on a besoin. Je pense que ça va nous simplifier la vie à tout le monde, et on va pouvoir mieux gérer ce dossier. Maintenant, nous avons maître Neuman. Vous aviez annoncé, je pense, une trentaine de minutes?

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Oui, mais j'ai élagué. Je n'ai pas fait le décompte, mais j'ai moins de questions puisque certaines avaient fait l'objet de différentes manières de réponse au cours de la journée.

LE PRÉSIDENT :

Je vous en prie.

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :

Dominique Neuman pour Stratégies énergétiques et l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA). Bonjour, Monsieur le Président, Monsieur et Madame les Régisseurs. Bonjour, Messieurs.

Q. [318] J'inviterais le panel à placer à proximité de lui les pièces suivantes : d'une part la pièce au présent dossier B-0027 (HQD-2, Document 1.1) qui est la réponse à la DDR-2 de la Régie, aux pages 11 et 12, il y aura une autre page après, mais on changera de page; ainsi que l'entente projetée, l'entente dont l'approbation est demandée, qui est la pièce B-0006 (HQD-1, Document 2) à la page 5, à la clause 3.1.3, c'est la clause où il y a les deux équations pour l'hiver et pour les autres mois de l'année. Également j'ai un troisième document dont j'ai préparé des photocopies que je déposerais sous

la cote C-SÉ/AQLPA-0013, qui est un extrait du document cité par HQD dans sa preuve qui est l'évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne d'octobre deux mille neuf (2009).

C-SÉ/AQLPA-0013 : Extrait du document Évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne sous contrat avec Hydro-Québec Distribution (octobre 2009).

Ma question s'adresse au panel en général. D'une part, je note qu'un peu plus tôt, ce matin, monsieur Hani Zayat, en répondant à l'Union des consommateurs, a mentionné que l'entente est un tout global, mais que, pour des raisons pratiques, on a séparé dans le texte les trois services. Et je vais commencer par discuter avec vous des deux services qui sont celui de modulation en tant que tel et celui de puissance.

Et je vous réfère donc aux équations qui se trouvent à la clause 3.1.3 de l'entente où on voit que la valeur horaire garantie (la VHG) donc une équation qui inclut le zéro virgule quarante-

cinq... quarante-cinq pour cent (45 %) de la puissance éolienne installée, ça, c'est pour les quatre mois d'hiver, et de trente pour cent (30 %) de cette puissance pour les autres mois de l'année.

Monsieur Zayat, un peu plus tôt aujourd'hui, ce matin, avait indiqué que ce qu'on appelle la contribution en puissance de l'éolien n'est pas une garantie de puissance, que les contrats éoliens par eux-mêmes ne garantissent pas une puissance de trente pour cent (30 %), donc à l'heure de pointe, et que le trente pour cent (30 %), c'est une contribution probable de l'éolien à la puissance.

Donc, je vous demanderais de placer devant vous l'extrait que je viens de déposer, du document d'évaluation de la contribution de puissance. Et c'est simplement pour vous demander d'élaborer sur cette affirmation. D'abord, le dernier mot de l'extrait que j'ai reproduit... bien, à la dernière page qui est la page 16, la page 16 du document, c'est la dernière page de l'extrait et dans l'original, c'est juste avant la bibliographie. Donc, il est indiqué que la contribution en puissance de trente pour cent (30 %) est décrite comme un chiffre, une hypothèse qui « semble

centrée ». C'est le terme employé dans le document.

Et je vous ramène au tableau 2 qui se trouve à la page 9 de ce document où on voit le facteur d'utilisation selon les quatorze (14) pointes historiques. Je vous demande de regarder la colonne « GEM 2.5 » qui semble être celle retenue dans le rapport comme étant plus fiable, où on voit pour la pointe numéro 9, on voit que l'éolien a contribué seulement à cinq virgule... c'est-à-dire que la puissance de l'éolien qui était disponible durant cette heure de pointe était seulement de cinq virgule trois pour cent (5,3 %) de la puissance installée selon la simulation. C'est-à-dire il n'y avait pas d'éolien à l'époque, mais selon la simulation, ça avait été de cinq point trois (5,3). Alors qu'à l'inverse, à la pointe numéro 8, l'éolien aurait pu produire jusqu'à quatre-vingt-cinq virgule neuf pour cent (85,9 %) de sa capacité installée selon la simulation. Donc, on voit qu'il y a un énorme écart où la contribution éolienne peut passer... c'est les deux chiffres les plus extrêmes, de cinq virgule trois (5,3) à quatre-vingt-cinq virgule neuf pour cent (85,9 %) de contribution en puissance.

Et à la page suivant, j'attire votre

attention sur le graphique (sic) 10, sur la ligne, donc du FU de production éolienne où on voit que, statistiquement, la production éolienne est beaucoup plus forte déjà par elle-même pendant les mois d'hiver que pendant les mois d'été.

16 h 00

Donc ma question est la suivante. Je sais que dans l'entente vous avez séparé, donc le service de modulation d'un service de puissance supplémentaire pour l'écart entre le trente (30) et le quinze pour cent (15 %).

Mais est-ce qu'il ne serait pas exact de dire que le service de puissance garantie qui est offert par l'entente, en fait peut être traité comme un service unique de puissance garantie de quarante-cinq pour cent (45 %) en hiver et de trente pour cent (30 %) pendant les autres mois.

Et donc que si on a décidé qui peut offrir tel ou tel service, que c'est de ce service global dont on parle et non pas d'un petit bout qui serait le premier trente pour cent (30 %) puis un autre petit bout qui serait le quinze pour cent (15 %) supplémentaire?

M. HANI ZAYAT :

R. C'est effectivement le quarante-cinq pour cent

(45 %) global qui est garanti à travers l'entente de modulation, à travers la valeur horaire garantie notamment. Donc qui vient raffermir ces retraits qui peuvent être faits.

Q. [319] Donc est-ce que ça serait exact de considérer que c'est comme un seul service pour lequel il y a plusieurs tranches pour déterminer le prix, mais que c'est un seul service en fait de quarante-cinq pour cent (45 %) en hiver et de trente pour cent (30 %) les autres mois? Je parle pour l'éolien. Les mêmes commentaires s'appliquent à l'hydro puis à la biomasse.

M. LUC BERNIER :

R. Peut-être que pour répondre à votre question il faut se remettre dans les, dans le contexte de l'étude de contribution en puissance qui est centré sur essentiellement sur l'atteinte d'un critère, d'un des critères de planification.

Et on sait qu'en planification des approvisionnements, il faut tenir compte aussi de l'énergie. Il faut tenir compte de d'autres types d'impératifs. Le critère dont il est question c'est le fameux critère du NPCC, à savoir qu'on ne doit pas excéder une espérance de délestage de plus qu'un jour par dix ans.

Donc à cet effet-là on évalue la performance de l'éolien dans l'atteinte de ce critère-là. Et on dit sa performance bien ça correspond à trente pour cent (30 %) de sa puissance installée. C'est uniquement ça. Donc la contribution de la ressource éolienne à l'atteinte du critère c'est trente pour cent (30 %).

Et c'est la raison pour laquelle on vient dans le fond, on vient dans le fond dire si jamais on veut un service en énergie qui nous est garanti n'importe quand dans l'année, même à la pointe et qui équivaut à quarante-cinq pour cent (45 %) de la puissance installée.

Bien le petit bout qu'on ne peut pas, qu'on ne peut pas, le petit bout de l'éolien qui peut nous permettre d'atteindre le critère et qui n'est pas encore rendu par, qui ne peut pas être rendu par l'éolien même est rendu par un autre fournisseur.

Mais en même temps ce fournisseur-là il ne fournit que ce petit, que cet aspect-là du service qui est l'atteinte du critère du NPCC, mais il fournit un autre service qui est celui de raffermir des retours d'énergie.

Et c'est ça qui, c'est ça qui fait partie

du service d'équilibrage éolien. Donc pour avoir une garantie de retour de quarante-cinq pour cent (45 %) effectivement le quinze pour cent (15 %), la garantie de puissance sert à fournir l'ensemble des retours d'énergie et contribue à quinze pour cent (15 %) pour l'atteinte du critère en question.

Q. [320] Mais en fait, ce serait correct de dire que ce que l'entente, ce que l'entente globale de modulation offre, en fait ce que HQP offre par cette entente c'est de convertir en garantie de puissance, en garantie de puissance à l'heure de pointe, en fait aux heures où HQD le souhaite puisque c'est à toutes heures, d'avoir quarante-cinq pour cent (45 %) de cette production pendant les heures de pointe.

Et même davantage puisque lorsque nous ne sommes, lorsque nous sommes à l'intérieur, dans une période où les besoins réguliers des distributeurs n'excèdent pas trente-deux mille mégawatts (32 000 MW), le Distributeur peut retirer n'importe quelle quantité d'énergie en autant qu'au bout de l'année que le compte, qu'il stabilise le compte ou qu'il paie la pénalité s'il reste un compte de modulation?

M. HANI ZAYAT :

R. Il offre ce service-là, le Producteur offre ce service-là ou l'entente de modulation offre ce service-là, mais elle offre aussi le service d'énergie qui vient avec, qu'on a appelé service de modulation. Autrement dit, c'est la garantie de livraison, mais aussi la possibilité d'aller chercher de l'énergie qui est versée à un autre moment dans le compte et qui est retirée lorsqu'on la demande.

Donc c'est dans ce sens-là où on dit que les deux services sont indissociables et l'un va avec l'autre. D'un côté on a la garantie, la garantie de puissance, la garantie de pouvoir retirer au moment de pointe et de l'autre on a de l'énergie qui est stockée, qui est livrée à un autre moment dans l'année et qui est retirée à ces moments-là.

Donc c'est les deux. Il y en a un qui garantit l'autre et l'autre qui vient avec l'autre.

Q. [321] Vous avez anticipé ma question puisque j'allais justement vous demander si c'était ça qui faisait que vous qualifiez les deux services d'indissociables.

Je vous amène maintenant à un autre aspect

de l'entente qui est la provision pour aléa, mais je vais décomposer deux aspects de l'aléa. Je vais d'abord parler des aléas de prévision de la production éolienne.

Monsieur Zayat ce matin a indiqué que déjà l'entente d'intégration éolienne existante qui cessera d'avoir effet le trente et un (31) décembre deux mille onze (2011) incluait déjà de façon implicite des services complémentaires.

Et dans une réponse à la Régie de l'énergie, celle que je vous ai demandé d'avoir à côté de vous, qui est la pièce B-0027, HQD-2, Document 1.1, pages 11-12. Dans un extrait de la réponse 2.1 à la Régie, vous indiquez à la fin d'un paragraphe que :

[...] un service d'équilibrage éolien doit inclure une garantie de puissance complémentaire afin de garantir des retours d'énergie

et je cite

qui ne sont pas assujettis aux aléas de la production éolienne.

Donc vous faites le lien entre le service de puissance complémentaire et le fait de garantir le Distributeur contre les aléas de la production

éolienne.

Et vous faites la même remarque en réponse 2.3 à la Régie, un peu plus loin, à la fin d'un paragraphe il est indiqué :

En effet, l'Entente permet de soustraire le Distributeur des aléas qu'implique la production éolienne.

Ma question c'est, est-ce qu'on ne peut pas considérer que le service de modulation qui est indissociable du service de production, du service de puissance inclut déjà une protection contre les aléas?

Donc avant même d'aller dans les services complémentaires ou de dire que ce service complémentaire est déjà lié, est déjà indissociable du service de base, qui est la modulation et la puissance, puisque vous affirmez à plusieurs reprises que ce service protège par lui-même le Distributeur contre les aléas de la production éolienne?

16 h 29

R. Non, les deux concepts sont reliés mais à la fois différents. Service d'équilibrage et service de... ou service de modulation plutôt et service de puissance complémentaire viennent... forment un

couple, dans le fond, puissance et énergie associées à la production éolienne.

Donc on vient... on vient garantir les livraisons qui sont fournies, on vient les raffermir, on... c'est le mot qu'on a employé souvent, donc viennent garantir que l'énergie est là lorsqu'on en a besoin, que les moyens sont là lorsqu'on en a besoin. C'est ça ce que ça fait.

La partie service complémentaire c'est plutôt à un horizon de temps qui est beaucoup plus court, donc là on parle d'une heure à l'autre, dans le fond, à la limite à l'intérieur d'une heure, et lui il couvre pas la variabilité de la production éolienne mais plutôt l'erreur associée à la prévision éolienne, donc il y en a un... on peut... on peut avoir zéro erreur de prévision, prévoir parfaitement la production éolienne d'heure en heure, donc c'est ce que le service de modulation et puissance complémentaire accepte, et à ce moment-là on n'a pas besoin de service complémentaire.

Par contre, service... inversement, on peut avoir... les services complémentaires viennent chercher la partie qui est erreur de prévision, donc on en avait planifié tant, on en avait prévu

tant dans deux heures puis la réalité est fort différente. Donc c'est la différence entre les deux.

Q. [322] Donc l'aléa dont il était question dans les citations que je vous ai lues dans les réponses à la Régie ce serait plus un aléa à long terme alors que l'aléa couvert par le service complémentaire serait un aléa à court terme, ce serait correct de dire ça, une erreur prévisionnelle?

R. L'erreur prévisionnelle est à très court terme. L'erreur prévisionnelle c'est de la... c'est une erreur de programmation de l'énergie, dans le fond, donc on planifie nos retraits à un horizon de trente-six (36) heures, quarante-huit (48) heures, ça va jusqu'à dix jours, hein! donc c'est en fonction de la météo, et donc il y a des anticipations de demande et des anticipations de... des anticipations de production. Ça c'est l'aléa prévisionnel de très court terme, une erreur de prévision.

La modulation c'est plus la variabilité en fonction du vent, qui même... qui peut être... qui peut être... à la limite, qui peut être parfaitement prévu mais qui est variable quand même.

Q. [323] Je voudrais faire le lien entre ce que vous venez de me dire sur l'aléa de la prévision de la production éolienne avec l'aléa de la prévision de la demande.

Vous avez, dans votre preuve, établi certains scénarios, c'est-à-dire vous vous êtes basé sur trente-six (36) scénarios climatiques pour comparer les scénarios avec ou sans modulation et ces scénarios sont basés sur... en fait, lorsque la FCEI vous a interrogé tout à l'heure sur ces scénarios, vous avez mentionné et vous avez confirmé, en répondant à la FCEI, que ceux-ci ne tenaient pas compte de l'aléa prévisionnel de court terme, donc des conséquences pouvant résulter d'une erreur prévisionnelle de la demande à court terme.

Mais est-ce que... en réponse à la FCEI vous n'avez pas fait mention du fait qu'il existe parallèlement un service complémentaire qui est payé dans le cadre de l'entente qui permet de se prémunir contre ce type... ce type d'aléa.

Donc est-ce que... j'étais surpris que vous ne le mentionniez pas et je me demande s'il y a quelque chose que je n'ai pas... mal compris dans l'équation, dans le système puisque même si les scénarios ne tiennent pas compte du coût de ces

aléas il y a déjà une provision pour les écarts...
les écarts prévisionnels à court terme, je parle de
prévision de la demande.

Donc est-ce que... j'aimerais que vous
commentiez un peu là-dessus et sur le fait que
j'ai... le fait que ça n'a pas été mentionné tout à
l'heure quand vous avez traité de la question ça
m'a un peu déboussolé et je voudrais un peu...

M. LUC BERNIER :

R. Peut-être que je peux élaborer sur la façon dont on
a évalué justement la provision pour aléa
additionnel qui est incluse dans l'entente de
modulation. Peut-être pour vous rappeler que ce...
d'abord ce service-là est, ou à tout le moins le
service additionnel qui est rémunéré est basé de
très près sur ce qui est déjà fourni par Hydro-
Québec Production comme provision pour aléa parce
qu'il est toujours le fournisseur par défaut de ce
type de service-là, donc ce qui est déjà fourni en
relation avec le patrimonial.

On sait que, bon, on a quand même un aléa
de prévision de court terme qui implique que le
producteur est tenu de se garder de la puissance en
réserve, des moyens de production en réserve au cas
où effectivement pour le lendemain on n'ait pas...

on ait une prévision soit plus forte ou moins forte que ce qui est prévu.

Quand on a évalué l'impact de l'éolien c'est qu'on a ajouté l'aléa sur trois mille (3 000) mégawatts de production éolienne à l'aléa existant pour voir de combien finalement le producteur devrait se garder de réserve supplémentaire, tout ça dans le but de ne pas mettre ou, du moins, de garder la mise à risque au même niveau qu'elle était avant l'introduction de la production éolienne.

Donc c'est ce type d'approche-là, une approche qui est basée sur la réserve marginale requise qui a donné lieu aux évaluations dont on se sert pour évaluer la provision pour aléa et on l'a transposée dans l'entente d'intégration éolienne.

16 h 33

Q. [324] Et ça, c'est une pratique que vous devez faire lorsqu'il y a n'importe quel ajout de production, c'est-à-dire il y a toujours un accroissement à apporter à la provision pour aller... que vous devez effectuer.

M. LUC BERNIER :

R. Disons qu'il y a des moyens de production qui ont des impacts significatifs et il y en a d'autres qui

n'ont pas d'impact significatif, donc c'est ce qui distingue l'éolien dans ce cas-ci.

Q. [325] On sait que la programmation par Hydro-Québec Distribution de son usage de l'entente doit être faite trente-deux (32) heures d'avance, donc à seize heures (16 h 00) l'avant-veille de la date où le service sera appliqué, où les livraisons seront effectuées. Le fait d'avoir ce service complémentaire d'aléa, est-ce que ça n'équivaut pas, dans les faits... est-ce que ça ne donne pas l'équivalent d'une réduction du risque pour le Distributeur? C'est-à-dire comme s'il pouvait... comme s'il ne subissait pas le risque d'une programmation trente-deux (32) heures d'avance et que ça lui permet de... enfin, ça lui permet de gérer grâce à HQP l'aléa provenant d'une erreur prévisionnelle qui aurait été commise à cette trente-deuxième heure d'avance.

R. Il est évident que si le Distributeur devait gérer lui-même et tout seul dans son coin l'aléa sur la prévision éolienne, ce serait beaucoup plus...

Q. [326] Je parle de la prévision de la demande.

R. O.K. Je croyais que vous étiez encore sur l'éolien. Mais, bon, il reste que ce que je dis est quand même vrai pour l'éolien. Si on avait à gérer tout

seul nos aléas dans notre coin, il est évident que, surtout dans le cas où on doit composer nous-même avec l'éolien, avec le peu de moyen à la marge qu'on a, la pénalisation ou, du moins, le coût en serait beaucoup plus grand parce que, inévitablement, on doit placer nous aussi sur les marchés ces quantités-là un bout de temps à l'avance, ne serait-ce que pour s'assurer d'avoir l'accès aux marchés.

Donc, si vous êtes pris avec une production variable dans votre portefeuille et que cette production-là n'est pas au rendez-vous, ça peut être coûteux. On peut très très difficilement arriver à revendre, par exemple, en cas de non-besoin, la production de type éolienne avec un avis... un avis préalable de, par exemple, trente-six (36) heures.

La seule chose, c'est que lorsque cet... lorsque cet aléa-là est géré en concomitance avec d'autres aléas, elle est de beaucoup diluée. Donc, effectivement, on pourrait conclure que l'entente globale de modulation nous permet d'envoyer l'aléa à une contrepartie qui a des moyens beaucoup plus vastes pour diluer cet aléa-là dans un portefeuille de moyens qui est énorme. Et c'est pour ça que la

provision pour aléa est, somme toute, relativement petite par rapport à l'aléa qui devrait être géré si on avait à la gérer tout seul. Peut-être qu'en ce qui concerne l'aléa sur... la gestion de l'aléa sur la charge, je vais vous passer mon collègue.

Q. [327] Il fallait le prévenir. Mais, en fait, ma question portait sur l'aléa prévisionnel de la demande. Donc, moi, je... vous avez répondu à ma question quant à moi.

R. Ah! O.K.

Q. [328] Alors, donc c'est tout allégué, donc... élagué, je veux dire. Donc, ça termine... ça termine mes questions.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Neuman. Alors, Maître Fortin pour la Régie. Et donc je vous ai demandé de vérifier qui va avoir besoin de qui demain matin pour les contre-interrogatoires, puis je vais après... tout après ça, je vais vous demander un à un là qui vous avez de besoin pour essayer de voir qui ne peut... qui peut rester couché et qui ne doit pas rester couché demain matin. On se comprend là-dessus. Demain matin, je vous rappelle que c'est à huit heures (8 h 00) parce qu'on a des problèmes d'horaire demain.

Alors, là-dessus, Maître Fortin, je vous recommande, comme j'ai recommandé à tout le monde, de bien utiliser le temps de la Régie. Merci.

INTERROGÉS PAR Me PIERRE R. FORTIN :

Q. [329] Alors, bonjour, Messieurs. Je vais débiter cet interrogatoire en vous référant à la pièce que vous avez déposée ce matin en réponse à la demande que la Régie vous a formulée hier, soit la pièce B-033. Et la Régie vous demandait de faire un exposé ce matin sur la conformité de l'entente globale, des divers services de l'entente globale de modulation, les trois services dont on parle, en comparaison de chacun des décrets qui sont mentionnés sur cette pièce et en fonction de la terminologie qui y est employée. Alors, j'ai entendu votre témoignage ce matin, Monsieur Zayat. Ma question d'ordre, je dirais, plus général en ce concerne ces décrets-là.

On voit qu'à chacun de ces décrets, on indique que le bloc doit être assorti, bon, d'une garantie de puissance ou d'un service d'équilibrage selon le cas, mais souscrite par le Distributeur d'électricité auprès d'un autre fournisseur québécois ou d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité.

Alors, le premier décret... les deux premiers décrets étaient en vigueur au moment où l'entente d'intégration éolienne a été approuvée par la Régie. Cette entente ne concernait cependant que le bloc qui était prévu par le premier décret.

J'ai entendu ce matin votre témoignage - et vous me corrigerez si je vous ai mal compris, Monsieur Zayat. Il semble bien que, de l'avis d'Hydro-Québec Distribution, aucun autre fournisseur québécois ne puisse fournir soit l'entente globale de modulation, tous les services, soit le service de modulation lui-même qui y est inscrit, qui en fait partie. Est-ce que je vous ai bien compris?

M. HANI ZAYAT :

R. Oui, c'est bien ce que j'ai mentionné, dans le fond, le service tel qu'on l'a là. C'est tout indissociable quand on...

Q. [330] Excusez, je ne vous entends pas.

R. Effectivement, c'est tout indissociable, constitué du service de modulation et de l'énergie complémentaire ne peut être fourni que par Hydro-Québec dans sa fonction de production.

Q. [331] Alors, je vais vous poser la question d'ordre factuelle et c'est sous réserve des argumentations

juridiques qui vont être déposées, comme nous l'avions mentionné dans la lettre de la Régie d'hier. Je suis bien conscient que la question que je vais poser à une dimension mixte, juridique et de fait.

Mais, sur le plan factuel, lorsque ces décrets ont été adoptés, de deux mille trois (2003) à deux mille huit (2008), qu'est-ce que le Distributeur a compris de ce que le gouvernement cherchait, recherchait au niveau des fournisseurs d'un service, qu'il soit sous la forme d'une convention d'équilibrage ou qu'il soit sous la forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne, auprès d'un autre fournisseur québécois, si, dans les faits, ce que vous nous présentez comme étant l'entente globale de modulation aujourd'hui dont vous avez fait état ce matin qu'elle était, à toutes fins pratiques, similaire à l'entente d'intégration éolienne, ne fusse que de certaines terminologies qui sont employées et de certaines améliorations apportées par le Distributeur avec le Producteur.

Dans les faits, à quel fournisseur québécois le gouvernement pouvait-il se référer au niveau de ce qu'il vous demandait d'obtenir comme

convention d'équilibrage?

16 h 44

Est-ce qu'on doit conclure que c'était déjà une impossibilité pratique en raison de la nature des deux services, soit l'entente d'intégration éolienne, soit l'entente globale de modulation?

R. Puis c'est une interprétation, au fond je ne peux pas parler pour le législateur.

Q. [332] Ce n'est pas du point de vue légal, c'est du point de vue pratique. Quand on parle d'un fournisseur, puis je vais vous référer dans la loi et là à dessein je vous réfère à une définition, un fournisseur comprend également un négociant au Québec. Alors au niveau de tenant compte de ce que le mot « fournisseur » voulait dire dans la loi ça réfère à des entreprises concrètes. Et c'est à ça que je veux que vous vous adressiez, à quels fournisseurs québécois, selon vous, le Décret pouvait-il se référer autre qu'Hydro-Québec Production?

R. Je crois que ce qui était fait là était plutôt une porte ouverte dans la mesure où si le marché devait évoluer, s'il devait y avoir quelqu'un qui pourrait offrir le service dans l'avenir. Vous savez je fais référence notamment à certains, dans le cas de EBM

par exemple je crois qu'au moment du Décret en deux mille cinq (2005) il y avait une charge qui était associée à ces moyens de production-là. Aujourd'hui cette charge-là est plutôt chez le Distributeur. De la même façon on peut imaginer que dans l'avenir le marché puisse évoluer et qu'il puisse y avoir quelqu'un d'autre qui puisse offrir le service. Mais ma compréhension c'est qu'aujourd'hui le Producteur est le seul qui est capable d'offrir ce service-là.

Q. [333] Et est-ce que c'est votre avis également ou l'avis du Distributeur que les services qui sont prévus pour ces blocs au niveau de chacun des décrets ne peuvent être fournis qu'en totalité par un seul fournisseur ou si une partie de ces services ou une tranche parmi certains de ces services pourrait être fournie en conjonction avec, par exemple, le Producteur? En d'autres termes est-ce qu'on vise ici, est-ce que la compréhension du Distributeur, sous réserve des argumentations juridiques et sur le plan pratique, que les ententes qui étaient visées ici par chacun des décrets ne pouvaient pas faire l'objet de services je dirais conjoints pour certaines parties, pas pour les mêmes parties, mais une partie par un

fournisseur, d'autres parties par HQP ou Hydro-Québec Production? Est-ce que c'était inconcevable du point de vue du Distributeur sur le plan technique? Et c'est pour ça qu'on a posé les questions hier. Sur le plan technique est-ce qu'il y a des services qui peuvent l'être, est-ce qu'il y en a d'autres qui ne peuvent pas l'être?

R. C'est sûr que si on devait multiplier le nombre de fournisseurs de services, si ça devait être par exemple deux fournisseurs de services qui allaient fournir les services là, mettons la même entente, ça causerait des problématiques de gestion en termes de dépassement, en termes de modulation. Je ne dis pas que c'est impossible, mais par contre c'est sûr que ça viendrait, il faudrait revoir l'ensemble de façon de procéder, dans le fond imaginer les mécanismes qu'il faut. Donc je ne peux pas, c'est sûr que je ne pourrais pas dire que c'est techniquement impossible, mais c'est sûr, certainement que ça viendrait alourdir tout le processus question de faire la séparation, par exemple, notamment par rapport aux services complémentaires par exemple.

On parle de l'aléa prévisionnel, c'est sûr que l'on peut établir un aléa prévisionnel à la

limite distinct par parc éolien. Ça c'est quelque chose qui est possible. Par contre, quand on regarde l'aléa prévisionnel global, bien, c'est sûr qu'il est différent de la somme, de la somme des aléas. On a une certaine diversité et l'aléa global est inférieur à la somme des aléas qui sont propres à chacun, à chacun des parcs.

Donc, ne serait-ce que pour cet item-là, avoir deux fournisseurs différents, bien, ça viendrait rendre la mise en place de ces services-là beaucoup plus complexe que ce qu'elle est présentement.

Q. [334] Est-ce que je dois comprendre de votre réponse que cette possibilité-là, puisque vous avez mentionné que ce n'est pas impossible, mais que ça serait plus complexe, plus compliqué, est-ce que je dois comprendre de votre réponse que le Distributeur n'a pas envisagé cette avenue-là au niveau du devis de son entente globale de modulation ou de quelqu'autres services qui pourraient rencontrer les objectifs de ces décrets-là?

R. Dans la mesure où on pense que le seul fournisseur possible pour les services, actuellement en tout cas, c'est le Producteur, donc non, c'est quelque

chose qui n'a pas été envisagé de façon, on n'a pas tenté de surmonter chacun des obstacles et l'ensemble des obstacles de façon précise. Et c'est un peu pour ça que je dis je suis incapable de statuer aujourd'hui si c'est possible ou impossible. Mais ça n'a pas été pris en compte.

Q. [335] Parfait. Ça répond à ma question, je vous remercie.

Je passe maintenant à un autre sujet. Je vous réfère à une clause de l'entente globale de modulation à laquelle certains de mes confrères ont référé un petit peu plus tôt. C'est à la page 6 de la pièce B006 et HQD-1, Document 2.

16 h 50

Et ça concerne la clause (iii) (a) de l'article 3.1.3 concernant les besoins réguliers du Distributeur. Et même si on y a fait référence beaucoup ce matin je veux quand même, pour les fins du dossier, l'indiquer... la citer :

Le Distributeur prendra toutes les dispositions nécessaires afin que le Transporteur transmette au Producteur, lors des mois de décembre, janvier, février et mars, les besoins régulier du Distributeur en même temps qu'il

les transmet au Distributeur, soit en date des présentes à toutes les 20 minutes approximativement.

Fin de la citation. Est-ce que vous pouvez nous indiquer pour quelle raison le Transporteur... pour quelle raison le Distributeur a-t-il consenti à s'engager à ce que le Transporteur fournisse simultanément au Producteur de même qu'au Distributeur les... sa prévision de besoin régulier du Distributeur? Quelle est la raison de cette clause-là finalement?

M. LUC BERNIER :

R. Dans le cadre de l'entente c'est pour l'application de la clause sur le... du trente-deux mille (32 000) mégawatts, c'est-à-dire le même article, le paragraphe (b), le programme journalier qui dit que lorsque, pour une heure donnée, la prévision des besoins réguliers du Distributeur est inférieure à trente-deux mille (32 000) mégawatts, donc il faut qu'il sache, lui, où il s'en va, est-ce que c'est trente-deux mille (32 000) mégawatts, est-ce que le seuil de trente-deux mille (32 000) mégawatts s'appliquera ou pas, et évidemment, comme le seuil de trente-deux mille (32 000) mégawatts a très, très peu de chance de s'appliquer en dehors

des mois d'hiver, l'information arrête de lui être transmise.

- Q. [336] La programmation journalière dont il s'agit c'est ce que le Distributeur... si je comprends bien, c'est ce que le Distributeur souhaite que le Producteur lui fournisse pour l'échéancier qui est prévu, là, pour le surlendemain, c'est exact?
- R. C'est à la fois ce que le Distributeur souhaite que le Producteur lui fournisse et le Producteur doit, lui, par la suite, confirmer effectivement ces livraisons-là à la lumière de l'information qu'il a en main.
- Q. [337] Et est-ce qu'il y a... est-ce qu'on doit comprendre que pour les fins de cette clause l'expression « besoins réguliers du Distributeur » est synonyme à ce que le Distributeur désire obtenir de... comme livraison de la part du Producteur? En d'autres termes vous avez divers moyens d'approvisionnement, vos besoins réguliers... les besoins réguliers du Distributeur, je donne un exemple, pourrait être de trente-trois mille (33 000) mégawatts et pourrait demander au Producteur d'en fournir... il pourrait désigner au Transporteur, informer le Transporteur, qu'il veut que telle proportion soit fournie par le

Producteur, le reste, il s'occupe de le désigner au Transporteur, mais cette information-là, l'écart entre les deux, en quoi est-ce que le Producteur doit y avoir accès pour savoir ce que vous attendez de lui le lendemain?

M. HANI ZAYAT :

R. Je vais revenir sur la... un petit peu la séquence... la séquence des moyens.

Q. [338] Oui.

R. Ce que le Transporteur fournit ou ce que le Transporteur effectue c'est une prévision des BRD...

Q. [339] Oui.

R. ... à un horizon de dix jours. Donc en fonction de la prévision de la demande du Distributeur il tient compte, dans le fond, des profils de consommation et y applique la prévision météo pour les dix prochains jours, donc il corrige cette prévision du Distributeur qui est normalisée par la prévision météo pour arriver à une prévision dix jours des BRD.

Ce que le Producteur... ce que le Distributeur, pardon, fait en vertu de ces BRD-là c'est il programme ses moyens, c'est le Distributeur qui programme ses moyens et comment il

entend répondre à cette demande-là. Donc il programme l'ensemble de ses moyens, que ce soit les moyens bases et cyclables lorsqu'il le peut, ses transactions de court terme, achat, vente, à la limite l'interruptible, et possiblement la modulation.

Q. [340] Oui.

R. Le delta, l'écart se trouve à être l'électricité patrimoniale, hein! le... il y a quand même le plus gros moyen, celui... le premier moyen c'est l'électricité patrimoniale. Donc l'information qui est envoyée c'est un... dans quelle mesure les retraits que demande le Distributeur au Producteur sont possibles et que les BRD sont... quand les BRD sont supérieurs à trente-deux mille (32 000).

Q. [341] Merci. Je vous réfère maintenant à la pièce HQD-2 document 1.1, la réponse... vos réponses à la demande de renseignement numéro 2 de la Régie, plus particulièrement à la réponse 2.1 à la page 11. Certains de mes confrères y ont fait référence un peu plus tôt aujourd'hui. La première partie du premier paragraphe de votre réponse indique que la puissance complémentaire :

... permet de non seulement de
raffermir les retraits associés à 15 %

de la puissance éolienne en service commercial, mais étalement au Distributeur de compter sur des retraits garantis à la hauteur de 45 % de la puissance éolienne en service commercial, pendant la période hivernale.

Vous avez bien expliqué ça aujourd'hui. En réponse suite à la question 2.5 de la Régie dans le même document vous indiquez ce qui suit, et je cite :

La fiabilité qu'apporte la puissance complémentaire tient à l'obtention d'une garantie de livraison d'énergie, à la pointe du réseau, à la hauteur de 45 % de la puissance éolienne en service commercial, quel que soit le niveau de production éolienne. De plus, la garantie de livraison d'énergie n'est pas limitée lorsque les BRD sont inférieurs à 32 000 MW.

Et vous avez fait état de cela aussi ce matin.

16 h 57

Compte tenu du fait que la puissance complémentaire fournie par l'entente globale de modulation, et vous me corrigerez si je vous ai mal

compris, mais elle est de quinze pour cent (15 %) dans les faits, elle sert à raffermir pour obtenir une garantie de quarante-cinq pour cent (45 %), mais l'aspect puissance complémentaire lui-même, est-ce que c'est exact que ça contribue à hauteur de quinze pour cent (15 %) ?

R. La partie rémunérée de la puissance complémentaire est à hauteur de quinze pour cent (15 %).

Q. [342] Parfait.

R. Mais la puissance complémentaire ou le raffermissement de l'énergie qui est associée à l'entente de modulation est plutôt de l'ordre de quarante-cinq pour cent (45 %). Et c'est ce qu'on retrouve qui se traduit de façon pratique dans la valeur horaire garantie qui est identifiée comme étant quarante-cinq pour cent (45 %) de la puissance installée des éoliennes.

Q. [343] Parfait. Ceci étant dit, est-ce qu'on ne doit pas quand même considérer ou est-ce qu'on peut considérer que la puissance complémentaire... que la garantie... voyons, je m'excuse, que la garantie que j'appellerai résiduelle de trente pour cent (30 %) dans le quarante-cinq pour cent (45 %), elle est fournie par le service de modulation lui-même? Je comprends qu'il y a l'aspect prix. On paie pour

le quinze pour cent (15 %). Mais au global, il y a quand même une production éolienne de base de trente pour cent (30 %) qui est considérée comparativement à quinze pour cent (15 %) dans l'entente d'intégration éolienne?

R. Le trente pour cent (30 %) est la contribution en puissance des parcs éoliens. Donc, ce n'est pas issu du service de modulation. C'est plutôt la probabilité que les éoliennes puissent répondre à la pointe du réseau selon les critères de fiabilité qui sont acceptés, un événement aux dix ans, une fois aux dix ans. Donc, ce n'est pas le profil... le service de modulation pour être raffermi a besoin du quarante-cinq pour cent (45 %) au complet. Ça, ce n'est pas... ce ne sont pas les éoliennes installées qui permettent de garantir ça. Je peux l'imager en disant que les éoliennes sont à l'arrêt un certain nombre de temps, ils sont à cent pour cent un certain nombre de temps. En moyenne, elles fournissent de l'énergie à trente-cinq pour cent (35 %) en moyenne. Mais contribution en puissance, elle est de l'ordre de trente pour cent (30 %). Mais ça ne raffermi pas cette énergie. Elle n'est pas... Le trente pour cent (30 %) n'est pas garanti. Ce n'est pas ferme, ce n'est pas un

service ferme.

Q. [344] Le trente pour cent (30 %) n'est pas garanti, mais vous avez fait référence au critère de fiabilité. Le trente pour cent (30 %) est la valeur, sauf erreur, qui est retenu pour les fins du respect du critère de fiabilité auprès du NPCC notamment.

R. C'est une certaine façon une espérance.

Q. [345] Espérance.

R. C'est comme une... pour pas dire une espérance mathématique, mais c'est...

Q. [346] Est fiable. C'est relativement fiable, sinon ça ne ferait pas partie du critère de fiabilité?

R. Bien, fiable, selon le critère de fiabilité. Donc, ce n'est pas fiable à cent pour cent. Ce n'est pas fiable tout le temps. C'est fiable tout le temps, sauf une fois aux dix ans.

Q. [347] C'est ça, c'est raisonnablement fiable à l'exception de ce que vous venez de dire. Dans ce contexte-là, pouvez-vous nous expliquer pour quelle raison il y a besoin d'un raffermissement de la puissance complémentaire pour cette portion du trente pour cent (30 %)? Si vous n'aviez pas l'entente globale de modulation, par exemple, est-ce que vous iriez chercher un produit, une garantie

pour cette puissance de trente pour cent (30 %) étant donné que cette valeur-là, avec la nuance que vous venez d'apporter, est quand même reconnue comme satisfaisant le critère de fiabilité du NPCC? C'est ce qu'on cherche à... on cherche à faire un lien très direct par rapport à ça.

R. Le trente pour cent (30 %), un peu comme le quinze pour cent (15 %) qui vient au-dessus, puis je vais parler à ce moment-là du quarante-cinq pour cent (45 %) au complet, il vient garantir qu'on est... il vient garantir que la modulation, que le service d'équilibrage est disponible lorsqu'on en a besoin. Autrement dit, si je retourne au service de modulation, il prend de l'énergie qui se trouve être dans un compte. Mais lorsqu'on programme cette énergie-là, lorsqu'on vient pour retirer cette énergie-là, la façon d'avoir une garantie que les moyens sont disponibles, c'est ce qui fait que le quarante-cinq pour cent (45 %) au complet est disponible. C'est ce que ça vient raffermir.

Et, ça, ça s'applique pas juste à la pointe, mais ça s'applique pour l'ensemble de la période d'hiver du premier (1er) décembre au trente et un (31) mars. Donc, ça vient « backer », ça vient soutenir l'énergie qui est associée à la

production éolienne jusqu'à hauteur de quarante-cinq pour cent (45 %), pour la période de pointe et de façon illimitée pour la période hors pointe.

On me donne une autre piste. Dans le fond, la contribution en puissance de trente pour cent (30 %), il n'y a pas nécessairement d'énergie qui est associée à ça. À la limite, c'est une heure dans l'année. Je vais le dire comme ça. Ça arrive une heure dans l'année. Il y a une contribution de trente pour cent (30 %). C'est l'heure de pointe. Mais il n'y a pas nécessairement énormément d'énergie qui est associée à ça.

17 h 03

Q. [348] Merci. Excusez-moi, Monsieur le président, mais je cherche à élaguer mes questions parce que certaines des réponses anticipaient certaines de mes questions.

LE PRÉSIDENT :

Pour les notes sténo, le Président sourit.

Me PIERRE R. FORTIN :

Pour les notes sténo, le procureur s'en réjouit. Un complément de réponses sur ce dont on vient de traiter. Vous avez dit ce matin que la puissance complémentaire vous venez de le répéter était nécessaire pour faire des retraits au compte de

modulation.

Et l'entente prévoit que les retraits ne sont pas limités lorsque la prévision des BRD est inférieure à trente-deux mille mégawatts (32 000 MW). Lorsque c'est supérieur à trente-deux mille mégawatts (32 000 MW) évidemment vous avez la formule qui garantit la valeur horaire garantie à hauteur de quarante-cinq pour cent (45 %) pour la partie de la production éolienne.

Est-ce qu'il est exact de comprendre que la puissance complémentaire elle n'est pas requise pour pouvoir faire des retraits au compte de modulation lorsque la prévision des besoins réguliers du Distributeur est inférieure à trente-deux mille mégawatts (32 000 MW)?

M. LUC BERNIER :

R. Croyez-vous, comme on a déjà mentionné cette entente-là est un tout indissociable. Alors il faut se demander, il faut se poser la question, pensez-vous qu'on aurait eu, qu'on aurait obtenu un seuil de trente-deux mille mégawatts (32 000 MW) en deçà duquel on peut retirer tout ce qu'on veut si on n'avait pas acheté le service de puissance complémentaire.

Q. [349] Oui?

R. Bien...

Q. [350] On vous la pose sur le plan technique évidemment parce qu'évidemment vous êtes conscient qu'il y a divers points de vue qui vont être exprimés, on le voit par les mémoires des intervenants. Alors bien sûr qu'on cherche à couvrir les divers angles de cela.

On comprend très bien que c'est une entente globale, le Distributeur en a fait état à plusieurs reprises. Ceci étant dit, nous on cherche quand même et c'était le sens de la demande d'hier aussi, de la Régie, on cherche à bien établir sur le plan technique ce que l'on doit comprendre. Il y aura ensuite d'autres aspects qui seront traités sans doute par mes confrères.

M. HANI ZAYAT :

R. Je vais peut-être revenir sur le trente-deux mille mégawatts (32 000 MW). Le trente-deux mille mégawatts (32 000 MW) on en a, on l'a illustré en parlant des trois cents (300) heures, des trois cents (300) heures les plus chargées du Distributeur. C'est essentiellement cette période-là.

Je vais faire un parallèle avec l'entente cadre. Elle aussi reconnaît dans le fond que parmi

ces trois cents (300) heures-là les ressources sont fortement sollicitées et dans l'entente cadre ça s'est traduit par un prix de dépassement pendant ces heures-là qui est nettement plus élevé que le reste de l'année.

Parce que les ressources sont nettement plus sollicitées et parce que les moyens sont moins disponibles. Donc c'est la limite de trente-deux mille (32 000) c'est un peu ce qu'elle reflète ici. C'est de dire la garantie de puissance, la puissance complémentaire vient raffermir l'énergie tout au long de l'année. On a une garantie tout au long de l'année à la limite infinie jusqu'à la hauteur de nos besoins à tout le moins.

Mais parmi, pendant ces périodes de trois cents (300) heures les plus chargées bien là on fait référence plutôt à une limitation qui est de quarante-cinq pour cent (45 %).

Pour faire une comparaison, j'ai tendance souvent à comparer avec l'électricité interruptible aujourd'hui. Aussi je réitère que c'est deux produits différents. Dans le cas de l'électricité interruptible par contre cette limitation-là elle est encore, c'est pendant cent (100) heures.

On peut tirer sur l'électricité

interruption sur cent (100), pendant cent (100) heures seulement et non pas trois cents (300). Donc elle est plus pointue.

17 h 08

Q. [351] D'accord. Ça va bien, Monsieur le Président, il me reste trois sujets de questions. Dépendant des réponses, peut-être moins. Au niveau des services complémentaires...

LE PRÉSIDENT :

Maître Fortin...

Me PIERRE R. FORTIN :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

... est-ce que les témoins désireraient une pause, Maître Fraser?

Me ÉRIC FRASER :

Non, en fait, ma crainte c'est que... mais il est passé cinq heures (17 h), je voulais juste m'assurer que mes témoins tenaient encore la forme pour continuer. Trois sujets ça veut quand même dire une bonne demi-heure minimum.

Me PIERRE R. FORTIN :

C'est possible, parce que j'ai des documents à remettre aux témoins. Nous avons fait certains... une certaine analyse de certains calculs...

LE PRÉSIDENT :

Maître Fraser...

Me PIERRE R. FORTIN :

... à partir de certaines données.

Me ÉRIC FRASER :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

... je vais vous laisser deux, trois minutes si vous voulez parler avec vos clients et votre panel. Moi, mon... je vais vous avouer mon jeu, je joue franc jeu, j'aurais aimé pouvoir les libérer ce soir mais pour moi demain, de toute façon je ne sers pas de déjeuner, c'est huit heures (8 h) pour tout le monde, alors pour ceux qui auront besoin d'être là, mais si vous voulez qu'on poursuive les questions de la Régie demain moi je n'ai aucune... rendu à cinq heures dix (17 h 10), ils sont là depuis toute la journée, prenez deux minutes puis revenez-nous.

Me ÉRIC FRASER :

Oui, je vais juste aller les voir.

LE PRÉSIDENT:

Je vous en prie.

Me ÉRIC FRASER :

À ce moment-là, bien, je vous demanderais cinq

minutes de pause puis les témoins vont poursuivre
puis on va terminer leur témoignage aujourd'hui, si
vous le permettez, question qu'ils puissent...
parce que c'est toujours le dilemme avec les
questions de la Régie qui arrivent en fin de
journée, là, c'est quand même des questions qui, je
ne dirais pas les plus importantes, mais on veut y
accorder toute l'importance qu'il faut puis les
témoins sont fatigués donc...

LE PRÉSIDENT :

Ça c'est une bonne réponse! J'aime ça beaucoup,
Maître Fraser. Pour ce qui est de la sténographie,
est-ce que vingt (20) minutes, une demi-heure de
plus, je sais que c'est beaucoup vous demander, les
notes sténo ne seront pas disponibles avant dans
l'après-midi est-ce que ça va? Je sais que vous
êtes... je vous mets devant le fait accompli, j'en
suis désolé, cinq minutes de pause, merci.

Me ÉRIC FRASER :

Merci beaucoup.

PAUSE

17h00

LE PRÉSIDENT :

Retour de la pause. Maître Fortin.

Me PIERRE R. FORTIN :

Merci, Monsieur le Président. Alors, j'ai fait... j'ai distribué... j'ai remis à mon confrère, maître Fraser, des documents dont je vais me servir pour les fins des dernières questions que j'ai. Les documents, je suggère qu'on leur donne une cote immédiatement. Je veux d'abord produire un extrait d'un document qui a été déposé dans le cadre du dossier R-3748-2010 sur le plan d'approvisionnement deux mille onze (2011), deux mille vingt (2020) du Distributeur, plus particulièrement les pages 137 à 145 de 219 de la pièce HQD-1, Document 2, Annexe 3A, qui est la reproduction de l'entente concernant les services complémentaires associés à l'électricité patrimoniale. Alors, ce serait sous la cote A-0...

LA GREFFIÈRE :

A-0031.

Me PIERRE R. FORTIN :

... 31. Parfait. Alors, ce serait A-031.

A-0031 Extrait de l'entente concernant les services complémentaires associés à l'électricité patrimoniale déposée dans le dossier R-3748-2010 (pages 137 à 145 de la

pièce HQD-1, Document 2, Annexe 3A)

Le deuxième document est une analyse que la Régie a préparée à partir de données au dossier du Distributeur. Elle s'intitule « Analyse par la Régie de l'énergie des exemples de dépassement de service de suivi de la charge » et c'est daté du trente (30) novembre deux mille onze (2011). C'est un document de quatre pages. Ce serait sous la cote A-32.

A-0032 Document intitulé « Analyse par la Régie de l'énergie des exemples de dépassement de service de suivi de la charge » en date du 30 novembre 2011

Et enfin, un troisième document qui est également une analyse faite par la Régie à partir de données fournies par le Distributeur au présent dossier et qui s'intitule « Calcul du coût unitaire des services complémentaires supplémentaires », c'est un document de quatre pages qui serait coté A-33.

A-0033 Document intitulé « Calcul du coût unitaire des services complémentaires

supplémentaires »

Alors, sans plus tarder, je pose mes questions au Distributeur.

Q. [352] Est-ce que vous... d'abord, au niveau des témoins, est-ce que vous avez eu l'opportunité de prendre connaissance de ces documents pendant la pause?

M. HANI ZAYAT :

R. « Prendre connaissance », c'est beaucoup dire. On a les documents entre les mains. J'imagine que vous allez nous guider à travers ces documents.

Q. [353] « Guider » étant un grand mot, en fait, je vais vous dire tout de suite ce que je recherche par l'ensemble des questions concernant les services complémentaires. C'est d'établir le besoin qui a été évalué par le Distributeur avec le Producteur d'inclure les services complémentaires spécifiquement à cette entente et, en particulier, entre autres, les services de réglage de production du... - voyons, je m'excuse, je ne veux pas manquer le terme - le réglage de production et prévision des aléas. Voilà! Excusez. La fatigue commence à faire son effet. Alors, c'est ce que je vais chercher à établir et notamment en fonction des

quantités qui sont prévues à l'entente globale de modulation et en fonction des coûts de ces services comparativement à s'ils n'y étaient pas prévus.

Alors, dans un premier temps, à l'entente de services complémentaires pour l'électricité patrimoniale que j'ai produite sous la cote A-0031, on remarque que les divers services qui sont prévus sont exprimés dans un ordre de grandeur de cent mégawatts (100 MW), de centaines de mégawatts.

Par exemple, au niveau du réglage de fréquence - et vous trouverez ça à la page 142 - c'est de l'ordre de cinq cents mégawatts (500 MW) à mille cinq cents mégawatts (1 500 MW). Au niveau du réglage de production, le suivi de la charge pour chaque jour, c'est onze pour cent (11 %) de la valeur horaire maximale en mégawatt de la charge associée au volume d'électricité patrimoniale mobilisé pour ce jour, sans dépasser trois mille mégawatts (3 000 MW).

Enfin, pour la provision pour l'écart de provision court terme de la demande, là on indique cinq cents mégawatts (500 MW) en temps réel pour les six prochaines heures, mille mégawatts (1 000 MW) dont sept cents (700 MW) du premier (1er) mai au trente et un (31) octobre et six

heures et plus au-delà du temps réel, et enfin, quinze cents mégawatts (1 500 MW) pour le lendemain, et c'est douze cents mégawatts (1 200 MW) pour la période du premier (1er) mai au trente et un (31) octobre.

17 h 31

Dans le document... à la pièce, je m'excuse, à la pièce HQD-1, Document 1, page 12, de votre preuve, vous indiquez... Vous indiquez au niveau du service de réglage de production suivi de la charge à la section 2.6.2 et je cite à partir de la ligne 9, vous indiquez ce qui suit :

Au début de l'année 2012, lorsque huit cent soixante-huit mégawatts (868 MW) de production éolienne seront en service commercial, la quantité de service de suivi de la charge s'élèvera à vingt-trois virgule sept mégawatts (23,7 MW). Et ceci résulte de la formule qui est indiquée à l'entente globale de modulation.

En ce qui a trait au service de provision pour aléa, vous indiquez à la section 2.6.3, aux lignes 22 à 24 :

Au début de l'année 2012, la quantité

additionnelle de service de provision pour aléa s'établit à treize mégawatts (13 MW). Et c'est le résultat de l'application de la formule sur la base de huit cent soixante-huit mégawatts (868 MW) de production éolienne.

Ma question est la suivante. Compte tenu de l'ordre de grandeur qui est normalement considéré en ce qui a trait à l'électricité patrimoniale qui est de l'ordre de centaines de mégawatts pour ces services complémentaires, dans quelle mesure est-il, était-il jugé vraiment nécessaire d'inclure, de prévoir ces services complémentaires pour des valeurs de l'ordre de vingt-trois virgule sept mégawatts (23,7 MW) ou de treize mégawatts (13 MW) auxquels j'ai référé.

Est-ce que ce ne sont pas des quantités, entre guillemets, négligeables par rapport à ce que l'opérateur de réseau qui gère sur une base continue doit prévoir?

M. HANI ZAYAT :

R. Peut-être juste revenir à l'entente sur les services complémentaires associés à l'électricité patrimoniale. Là aussi l'électricité patrimoniale

les ordres de grandeur étaient différents. Si on se rappelle de l'électricité patrimoniale, on parle de pas loin de cent quatre-vingts térawattheures (180 TWh) en termes de besoins.

Une puissance installée de l'ordre de trente-sept mille (37 000), un peu plus de trente-sept mille cinq cents mégawatts (37 500 MW). Et donc c'est normal que les services complémentaires qui soient associés, soient aussi très importants en termes de centaines de mégawatts ou de milliers de mégawatts dépendamment de quel service on parle.

Évidemment depuis l'électricité patrimoniale, il y a eu différentes ressources qui se sont rajoutées sur les moyens dont dispose le Distributeur. Ces ressources des fois sont des centrales de plusieurs centaines de mégawatts.

Mais des fois aussi c'est des centrales, des toutes petites centrales, que ce soit des petites centrales hydrauliques, des centrales de biomasse et aussi des moyens de production éolienne.

Ce qu'on a mesuré ici c'est l'impact de la production éolienne sur les services complémentaires et c'est les additions qui sont requises. C'est sûr que ces quantités-là peuvent

être petites en lien avec les services, le reste des services complémentaires ceux qui sont associés à la puissance, à l'électricité patrimoniale, pardon.

Mais il n'en demeure pas moins que c'est des services qui sont requis quand même, qui sont introduits par l'introduction de l'énergie éolienne et c'est l'énergie éolienne ou les centrales éoliennes ont quand même un impact sur les services complémentaires.

Ce qui est intéressant par contre c'est que la, ce qu'on fait dans la, pour la durée de l'entente dans le fond c'est qu'on tient compte des parcs qui sont existants. Donc c'est qu'il y a une certaine progression à l'intérieur de l'entente.

Et l'entente reflète les services complémentaires qui sont requis au fur et à mesure que les parcs se rajoutent. Donc il y a une certaine progression qui est faite en fonction des mises en service qui vont être effectuées pour les parcs éoliens.

Donc oui, on peut dire que les quantités sont plutôt faibles en lien avec l'ensemble des services, mais c'est des quantités additionnelles qui sont requises. Je peux dire un peu, je peux

faire un peu le parallèle avec les besoins en énergie quand il y en a ou les besoins en puissance quand il y en a.

Il y a quand même des besoins additionnels qu'on a été chercher au-delà de l'électricité patrimoniale et en lien avec l'électricité patrimoniale ces besoins-là étaient minimes, mais on a quand même été les chercher. Les services complémentaires font partie de cette même philosophie-là.

Q. [354] En fait on cherche à faire aussi le lien avec ce que nous avons compris du témoignage de monsieur Bastien ce matin et sous réserve de me corriger si nous avons fait erreur. Bernier, je m'excuse.

M. LUC BERNIER :

R. Vous savez je connais monsieur Bastien j'aimerais ça avoir son habileté.

Me PIERRE R. FORTIN :

Vous vous souviendrez l'an dernier que l'invitation lui avait été faite par la formation, si jamais il voulait revenir.

Me ÉRIC FRASER :

Peut-être qu'il nous écoute.

Me PIERRE R. FORTIN :

Alors ce matin en relation avec le service complémentaire de réglage de fréquence, monsieur Bernier a indiqué que les études avaient permis de conclure que les besoins de service additionnels de l'ordre de dix à cinquante mégawatts (10-50 MW) étaient, votre expression qu'on a retenue, étaient noyés, entre guillemets, dans l'ensemble des besoins et que vous aviez décidé de laisser le Transporteur identifier les besoins supplémentaires, le cas échéant.

Est-ce qu'on vous a bien compris jusqu'à date?

M. LUC BERNIER :

R. En fait le problème qu'on avait avec les évaluations d'impact sur le RFP c'était la différence entre les scénarios d'évaluation qui ont donné des marges basses. Si je me souviens bien ça tombait jusqu'à huit mégawatts (8 MW) dans certains cas et d'autres qui nous donnaient cinquante mégawatts (50 MW).

Alors face à la dispersion de résultats qu'on obtenait c'était difficile de se positionner. Donc c'est plus à l'égard de l'incertitude qui, de l'incertitude qui régnait autour de, de, des méthodes de quantification appliquées et des

résultats qui étaient obtenus.

Dans le cas des provisions pour aléa et du réglage de production on travaille avec des données ou on travaille avec des méthodes qui sont beaucoup plus arrêtées et qui donnent des résultats qui sont moins, qui sont sans équivoque.

17 h 40

Q. [355] Merci. Maintenant, je vous réfère au document que j'ai déposé comme pièce A-0032, l'analyse effectuée par la Régie des exemples de dépassement de service de suivi de la charge que vous aviez fournis au tableau R-5.2 de la pièce B-0027, page 21, en réponse à la question 5.2. Est-ce que vous avez pu prendre connaissance du raisonnement qui a été énoncé sur cette pièce, en même temps que du tableau où les résultats sont colligés en distinguant ce qui provient du Distributeur comme données et ce qui est calculé par la Régie, ce qui est calculé par la Régie étant dans la section droite du tableau?

R. Disons que j'imagine que vous faites référence aux conclusions qui sont à la dernière page.

Q. [356] Au niveau des constats?

R. Au niveau des constats, oui.

Q. [357] Oui.

R. Oui.

Q. [358] Effectivement, ce qu'on cherche à savoir, c'est dans quelle mesure on peut considérer que la variation horaire des éoliennes est la cause des dépassements qui sont observés à la lumière des calculs que nous avons faits, et ça résulte de la dernière colonne. Pour chacune des lignes surlignées en jaune, on considère que pour des dépassements observés, par exemple, en deux mille neuf (2009), à l'heure qui est indiquée et au jour indiqué, le dix-neuf (19) mars à six heures (6 h 00), il y a un dépassement observé de soixante-dix-huit mégawatts (78 MW), alors que la variation horaire de la production éolienne à ce moment-là est de moins dix-sept (-17 MW) comparativement à des variations horaire des besoins réguliers du Distributeur de deux mille six cent sept mégawatts (2 607 MW) et des besoins globaux satisfaits de trois mille trois cent quatre-vingt-huit mégawatts (3 388 MW), et caetera, pour chacune des autres lignes.

Alors, nous voulions avoir votre opinion par rapport à cela. Dans quelle mesure est-ce que cette contribution est significative, de l'avis du Distributeur vis-à-vis des dépassements?

R. Bon. J'imagine que vous êtes conscient que vous travaillez ici avec cinq cas de figure bien particuliers...

Q. [359] Oui, bien sûr. Oui.

R. ... qu'on a pris, qu'on a tirés au volet.

Q. [360] Oui.

R. Donc, si je vous avais tiré cinq autres cas de figure, on aurait obtenu cinq cas différents. D'autre part, je vais vous faire remarquer aussi qu'on a déposé une étude qui...

Q. [361] Excusez.

R. ... on a déposé une étude il y a... en deux mille neuf (2009)...

Q. [362] Oui.

R. ... à l'automne deux mille neuf (2009) qui était basée sur un nombre de cas de figure. En fait, on avait... on balayait plusieurs années avec... avec les données, à la fois les données d'Hélimax et la scénarisation de plusieurs climatologies et qui nous conduisaient à des résultats où, effectivement, on comptait, si on veut, un nombre de dépassements simulés et une augmentation de la quantité et de la profondeur de ces dépassements-là qui résultaient de l'introduction de trois mille mégawatts (3 000 MW) de production éolienne.

Je vous ferais remarquer qu'ici vous n'avez pas trois mille mégawatts (3 000 MW) de production éolienne...

Q. [363] Non, bien sûr.

R. ... mais vous avez, en deux mille neuf (2009), enfin au début deux mille neuf (2009), je ne me souviens plus combien on avait exactement de production éolienne à ce moment-là, mais on en avait une quantité passablement moindre.

Donc, lorsqu'on aura effectivement trois mille mégawatts (3 000 MW), ce qu'on s'est aperçu, c'est que pour revenir à un nombre de dépassement - et là je vous fais quand même... je vous permets de prendre note qu'effectivement, même sans éolienne, on avait quand même mentionné qu'on notait un certain nombre de dépassements reliés à ce... enfin, à la paramétrisation de ce service-là.

Donc, pour revenir au même nombre de dépassements en introduisant de la production éolienne, il fallait ajouter au service de suivi de la charge, tel qu'il est libellé dans l'entente que vous avez déposée sous la pièce A-0031, donc pour revenir au même nombre de dépassement, il fallait ajouter quatre-vingt-deux mégawatts (82 MW) au service.

Ce que ça veut dire, c'est que actuellement on considère que, le service, il est paramétrisé de la manière suivante, soit onze pour cent (11 %) du maximum journalier ou trente-deux mille... je m'excuse, ou trois mille mégawatts (3 000 MW).

Q. [364] Oui.

R. Alors, on prend le tout, on ajoute quatre-vingt-deux mégawatts (82 MW) dans tous les cas. Et à ce moment-là, ce quatre-vingt-deux mégawatts-là (82 MW) nous permet de revenir au même nombre de dépassements qu'on avait.

Évidemment que cette étude-là ne repose pas seulement sur cinq cas de figure et avec une quantité d'éoliennes de quatre cents mégawatts (400 MW) à peu près, peut-être... Oui. Donc, mais repose sur l'introduction de trois mille mégawatts (3 000 MW) et repose sur finalement un grand... un très grand nombre de cas de figure.

Q. [365] Pour les fins du dossier, vous référez à l'une des études qui sont mentionnées dans votre preuve au tout début de la pièce HQD-1, Document 1, en note de bas de page.

R. Oui, tout à fait. Voulez-vous que je vous mentionne laquelle?

Q. [366] Bien, si vous voulez, mais je devine ce

qu'elle est. Je vais vous laisser le dire.

R. Alors, si je me réfère à la page 6, au bas de la page, l'étude porte le titre « Impact de la production éolienne sur le service de réglage de production, suivi de la charge ». C'est à la note numéro 7.

Q. [367] Merci. Est-ce que vous convenez que toutes ces études sont des études de nature prospective cependant?

17 h 45

R. Oui. Effectivement, ce sont des études qui sont faites avec les... exactement les mêmes données dont on se sert pour faire toutes nos études de fiabilité.

Q. [368] Oui.

R. Ce sont les mêmes données qui servent à la prévision de la demande, à l'évaluation de nos aléas sur la demande et ainsi de suite.

Q. [369] Parfait. Et dernier sujet de question, je vous réfère maintenant à la pièce A-33 que j'ai déposée et qui indique le calcul du coût unitaire des services complémentaires supplémentaires que la Régie a préparé à partir d'éléments qui sont au dossier. Est-ce que vous avez eu l'opportunité de prendre connaissance de cette pièce pendant la

pause?

R. Pour reprendre les propos de monsieur Zayat, en prendre connaissance est un bien grand mot.

Q. [370] Bien sûr, mais si vous avez des réserves, si vous avez besoin de relire, ne vous gênez pas cependant, il n'y a pas de surprise ici, on veut être sûr que vous compreniez bien ce qui est écrit ici.

Essentiellement, c'est un calcul du coût qui a été fait au niveau du service de réglage de production du suivi de la charge, d'une part, et au niveau du service de provision pour aléas. Et à partir des données au dossier nous sommes arrivés à la conclusion que pour l'intégration de... et je vous réfère à la conclusion à la page 3 en ce qui concerne le coût unitaire des services complémentaires, c'est-à-dire de réglage de production suivi de la charge, je vais le citer pour les fins du dossier, pour la meilleure compréhension quand on lira la transcription :

Ainsi, pour l'intégration de 3 000 MW,
82 MW au prix de 20 250 \$/MW...

Qui est obtenu par le produit de :

... (1,5 x 13 500 \$/MW), de service
supplémentaire de réglage de

production sont requis. Ce qui
représente, pour 3 000 MW, un montant
de 1,66 M\$...

Soit le produit de :

... (82 MW...

Auquel vous avez référé :

... x 20 250 \$/MW), soit 0,55 \$/kW
installé.

Est-ce que vous êtes d'accord avec le calcul qui a
été fait, la méthodologie du calcul qui a été
employée pour ce service pour en calculer le coût?

R. Je constate que l'arithmétique est bonne.

Q. [371] C'est déjà ça, et la méthode aussi?

R. C'est simplement j'ai de la difficulté à en saisir
les fins, là, mais...

Q. [372] Ça va être pour...

R. ... l'arithmétique est bonne.

Q. [373] Essentiellement, ça va être pour comparer
avec les coûts associés à l'entente d'intégration
éolienne que vous avez produits, je vous réfèrais à
la pièce tout à l'heure. Alors je vais compléter la
revue de ce document avec vous simplement puis
ensuite je vous poserai la question plus globale à
laquelle vous aurez l'opportunité de répondre.
Alors en ce qui concerne maintenant le coût... le

calcul du coût annuel et du coût unitaire du service de provision pour aléas je vous réfère encore une fois au bas de la page... cette fois-ci au bas de la page 4, aux conclusions auxquelles nous en sommes venus à partir des calculs, et je cite :

Ainsi, pour l'intégration de 3 000 MW, 45 MW, au prix de 49 600 \$/MW, de service supplémentaire de provision pour aléas sont requis. Ce qui représente, pour 3 000 MW, un montant de 2,30 M\$...

Qui est obtenu par le produit de :

... (45 MW...

Auquel vous avez référé :

... x 49 600 \$/MW), soit 0,74 \$/kW installé.

Et la conclusion globale c'est l'addition du coût des deux services pour les fins de la discussion :

... le coût unitaire...

De ces deux :

... services complémentaires requis selon l'EGM seraient, en 2011, de 1,29 \$/kW installé.

Est-ce que vous êtes d'accord avec la présentation

de ce calcul à cette pièce?

R. Je fais le constat que c'est effectivement le résultat que ça donne.

Q. [374] Bien, merci. Je vous réfère maintenant au tableau R-4.1 intitulé « Coûts associés à l'Entente d'intégration éolienne » que vous avez produits à la pièce B-0027, HQD-2 document 1.1, c'est la réponse à la demande de renseignement numéro 2 de la Régie, aux pages 18 et 19 en réponse à la question 4.1. Est-ce que vous avez ce document, cette référence?

R. Oui.

Q. [375] Alors au tableau R-4.1 on observe, et c'est à la dernière ligne du tableau, que le coût unitaire du service d'équilibrage en dollar par kilowatt est de l'ordre de zéro virgule... de quarante sous (0,40 \$) du kilowatt à partir de deux mille huit (2008) et est inférieur, est à trente sous (0,30 \$) du kilowatt à partir de deux mille dix (2010) et c'est la même chose avec l'estimation de deux mille onze (2011).

Ma question est la suivante, comment justifiez-vous l'inclusion, du point de vue économique, là, cette fois-ci, tout à l'heure vous avez parlé du point de vue technique, là, mais du

point de vue économique, quelle est la justification du distributeur pour inclure les services dont on vient de parler dans le calcul que je vous ai montré à la pièce A-0033 qui totalise un dollar vingt-neuf (1,29 \$) du kilowatt comparativement à quarante sous (0,40 \$) ou trente sous (0,30 \$), selon le cas, pour le coût unitaire du service d'équilibrage lorsque... qui était prévu à l'entente d'intégration éolienne. C'est une augmentation importante et c'est on veut avoir vos explications là-dessus quant à la justification.

R. Oui. Je pense que l'explication là-dessus on peut la retrouver en partie, entre autres, dans le paragraphe qui précède la présentation du tableau, et peut-être là-dessus je peux élaborer un peu.

C'est que lors de la signature de l'entente d'équilibrage l'essentiel des coûts était imputé à un montant de quatre-vingts dollars (80 \$) par kilowatt imposé à vingt pour cent (20 %) de la puissance installée, grosso modo, évidemment que j'arrondis un peu les coins, là, en expliquant ça comme ça, là, il y a une formule un petit peu plus complexe, mais grosso modo c'est ce que ça coûtait. On avait un montant de quatre-vingts dollars (80 \$) par kilowatt appliqué sur grosso modo quatre...

vingt pour cent (20 %) de la puissance éolienne installée. Et ça constituait... ça constituait l'ensemble des coûts de la production éolienne.

17 h 52

Évidemment qu'à l'époque on connaissait mal toutes les implications de la production éolienne sur un parc de production comme celui d'Hydro-Québec. Donc on n'a pas tenté nécessairement de détailler tous les coûts comme on l'a fait actuellement dans l'entente de modulation.

Maintenant, ce qui est arrivé c'est qu'il y a effectivement un incitatif qui avait été mis à l'époque pour voir à ce qu'Hydro-Québec Distribution puisse installer un système de prévision de production éolienne performant. Donc le service d'équilibrage tel qu'il était libellé dans l'entente d'intégration éolienne de l'époque était plutôt un incitatif de performance de la prévision. D'ailleurs c'est essentiellement comme ça qu'il est libellé ce service-là. C'était quelque chose comme un dollar (1 \$), je crois, par mégawattheure, un dollar (1 \$) du mégawattheure. Et en plus, comme on ne connaissait pas à l'époque la performance potentielle de ces équipements-là, les erreurs que l'on pouvait faire en début de journée

pouvaient, les erreurs par exemple la sous-estimation de la production éolienne que l'on pouvait faire en début de journée pouvait être compensée par la surestimation en milieu de journée et ainsi de suite. Donc c'était vraiment, c'était vraiment quelque chose qui était instauré là à titre exploratoire. Et effectivement, on a de toute manière mis en place des systèmes de prévision de production éolienne et aujourd'hui on en connaît un peu mieux la performance. Et on est capable d'ailleurs de dimensionner une provision pour aléas qui s'inspire de l'importance des erreurs de prévisions qui sont faites.

Q. [376] O.K., merci.

R. J'aurais peut-être quelque chose à rajouter aussi. Mon collègue me faisait remarquer que le service d'équilibrage tel qu'il était libellé et l'incitatif à développer une prévision de production éolienne, évidemment ça colle avec la réalité de la provision pour aléas. Mais ça n'a rien à voir non plus avec la réalité du suivi de la charge qui est d'une autre dimension et d'un autre domaine.

Q. [377] Ça va. On me dit que la réponse est satisfaisante pour les fins de notre audience.

Alors je vous remercie de ces explications. Merci,
Monsieur le Président. Je remercie les témoins
également.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Fortin. Maître Duquette pour la
formation.

INTERROGÉS PAR Me LISE DUQUETTE :

Q. [378] Deux questions, vous verrez qu'elles sont
très courtes et très simples. Vous allez voir
vraiment.

Alors on va reprendre votre pièce B033. On
s'est probablement mal exprimé hier dans la lettre.
Alors ce que l'on cherchait à savoir également,
vous aviez dit ce matin qu'une formulation ou une
autre, un mot ou un autre ça pouvait s'équivaloir.
Mais quand même en terme de décret des fois ça a
son importance. Alors vous savez les jeux des
colonnes où on associe colonne A on a certains
services et colonne B, alors si on a des auteurs il
faut associer ça aux livres. On va faire le même
jeu en ce moment et on va prendre, on a une colonne
où c'est modulation, les trois services qu'il y a
dans l'entente globale en ce moment, modulation,
puissance complémentaire, services complémentaires.
Et dans la colonne B on a la garantie de puissance,

la convention d'équilibrage, service équilibrage et puissance complémentaire.

Je vous dis modulation, vous me dites à quoi on rejoint les noms dans le Décret, s'il vous plaît. À quoi peut-on relier la modulation dans les termes prévus au Décret?

M. HANI ZAYAT :

R. Je pense que modulation on peut parler de convention d'équilibrage, service d'équilibrage.

Q. [379] Excellent. Puissance complémentaire on peut imaginer?

R. Puissance complémentaire ou garantie de puissance.

Q. [380] Ou garantie de puissance. O.K. Services complémentaires?

M. LUC BERNIER :

R. Ça fait partie du service d'équilibrage ou encore des conventions d'équilibrage.

Q. [381] Bien voilà, ça finit la pièce B033. Je vous remercie.

Et l'autre question qui est également très courte, et elle est pour vous, Monsieur Dufresne. Vous m'avez fait part tantôt et je vous annonce un scoop, dépendamment de votre réponse vous aurez d'autres questions la semaine prochaine.

M. STÉPHANE DUFRESNE :

R. Je n'aurais pas dû parler.

Q. [382] Alors cet après-midi vous avez annoncé, énoncé à la question de la FCEI que c'est le Transporteur qui fait les prévisions des besoins du Distributeur. J'ai un petit peu sauté sur ma chaise alors je suis sûre qu'il y a une nuance importante à amener.

R. Oui oui, tout à fait. En fait le Transporteur c'est le Distributeur qui réalise la prévision des besoins réguliers du Distributeur sur un horizon d'un mois, d'une année, cinq ans, dix (10) ans, vingt (20) ans.

Par contre, monsieur Zayat l'a mentionné tantôt, lorsque l'on regarde la prévision à très court terme, dix (10) jours, je pense c'est douze (12) jours, alors eux ils prennent effectivement la prévision, une base horaire à très court terme, et ils intègrent ça les climatologies prévues au cours des dix (10) à douze (12) prochains jours. Donc eux ils sont responsables de l'horizon de dix (10) à douze (12) jours. Et après ça c'est le Distributeur qui est responsable de la prévision pour l'horizon restant.

Donc je ne sais pas si...

Q. [383] Vous me rassurez beaucoup.

R. Oui?

Q. [384] Alors merci.

M. HANI ZAYAT :

R. Si vous permettez, c'est la différence entre la planification et les opérations.

M. LUC BERNIER :

R. C'est ça.

M. HANI ZAYAT :

R. Hein, c'est le Transporteur qui fait la prévision opérationnelle pour les dix (10) prochains jours.

Q. [385] Je vous remercie.

LE PRÉSIDENT :

Maître Fraser, la Régie n'aura plus de questions.

Et vous?

Me ÉRIC FRASER :

Moi non plus. Alors je vous remercie, Monsieur le Président. Ça termine le témoignage, ça termine la preuve du Distributeur. En ce qui nous concerne alors ça termine aussi la journée. Je vous remercie.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Fraser. Je vais remercier les membres du panel.

Q. [386] Merci pour la longue durée et votre patience.

Vous êtes donc libérés. Merci beaucoup. Ça a été un

plaisir.

LE PRÉSIDENT :

Maintenant, les choses d'intendance. Demain matin on m'a avisé que les portes seraient ouvertes à sept heures quarante-cinq (7 h 45). Nous allons débiter à huit heures (8 h). On prévoit huit (8 h) à dix (10 h), on va essayer de se limiter à ça.

Maintenant je vais demander, je sais que maître Fraser m'avait mentionné plus tôt que vous auriez questions pour EBM et, si j'ai bien compris, pour UMQ. Est-ce que vous maintenez?

Me ÉRIC FRASER :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

Merci.

Maintenant, Maître Lussier, est-ce que vous avez des questions pour des intervenants?

Me STÉPHANIE LUSSIER :

Non.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Lussier. Maître Falardeau?

Me DENIS FALARDEAU :

Non.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Falardeau. Maître Hamelin?

Me PAULE HAMELIN :

Oui, j'en ai pour UC. J'en ai pour l'expert de UC,
dix (10) à quinze (15) minutes.

LE PRÉSIDENT :

Merci. Maître Charlebois?

Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS :

Aucune question.

LE PRÉSIDENT :

Merci. Maître Paquet?

Me GENEVIÈVE PAQUET :

Non.

LE PRÉSIDENT :

Merci. Maître Gariépy, on a compris que vous
n'étiez pas là demain, donc vous n'avez pas de
questions.

Me ANNIE GARIÉPY :

Non.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Gariépy. Maître Neuman, là il va y
avoir des questions. Mais c'est correct qu'on
définisse la journée.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Pour EBM seulement.

LE PRÉSIDENT :

Pour EBM seulement. Combien de temps?

Me DOMINIQUE NEUMAN :

J'ai annoncé dix (10), quinze (15) minutes.

LE PRÉSIDENT :

O.K.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Merci.

LE PRÉSIDENT :

Alors écoutez, on comprend que vous êtes tous invités demain matin. Vous êtes tous participants, mais on comprends que les gens de EBM, les gens de UMQ et les gens de UC devront être là pour pouvoir répondre.

Alors je vous souhaite... Oui, Maître?

Me HÉLÈNE SICARD :

Je n'aurai pas de questions pour les intervenants.

LE PRÉSIDENT :

Je vous ai sautée. Je suis désolée. Non, c'est vrai qu'on ne dit pas ça. J'ai sauté ma ligne, je suis désolée. Pas la coche non plus. Il est six heures (18 h). Alors, on me fait dire n'importe quoi.

Me ANNIE GARIÉPY :

Monsieur le Président, Annie Gariépy pour le RNCREQ. Je voulais juste m'assurer que j'avais bien compris que maître Fraser n'aurait pas de questions

pour le RNCREQ demain.

LE PRÉSIDENT :

Effectivement.

Me ANNIE GARIÉPY :

Merci.

LE PRÉSIDENT :

Vous avez bien saisi la chose.

Me PIERRE R. FORTIN :

Si vous permettez, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Oui.

Me PIERRE R. FORTIN :

Je me permets d'indiquer au nom du personnel de la Régie, nous n'aurons de questions que pour EBM demain et ça sera court.

LE PRÉSIDENT :

Merci. J'étais sur ma fin, merci d'aviser. Écoutez, ça met fin pour la journée. Je vous remercie. Ça a été long, j'en remercie encore la sténographe, le personnel de la Régie. C'est une longue journée.

Demain huit heures (8 h) on va essayer, si possible, de régler à l'intérieur d'une heure, une heure quinze (1,15 hre) parce que c'était une journée qui s'est rajoutée à la dernière minute.

Merci et bonne fin de journée, soirée.

AJOURNEMENT

Nous, soussignés, JEAN LAROSE et ODETTE GAGNON, sténographes officiels dûment autorisés à pratiquer avec la méthode sténotypie, 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

ODETTE GAGNON
Sténographe officiel