RÉGIE DE L'ÉNERGIE

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

DOSSIER : R-3748-2010

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

AUDIENCE DU 17 JUIN 2011

VOLUME 9

ODETTE GAGNON
Sténographe officielle

COMPARUTIONS

Me PIERRE R. FORTIN
procureur de la Régie;

REQUÉRANTE :

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

INTERVENANTS :

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

TABLE DES MATIÈRES

PAGE

PRÉLIMINAIRES 5

PREUVE DU RNCREQ

PAUL PAQUIN

BERNARD SAULNIER

INTERROGÉS PAR Me ANNIE GARIÉPY 10

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER 68

INTERROGÉS PAR M. RICHARD CARRIER 74

INTERROGÉS PAR LE PRÉSIDENT 80

PREUVE DE SÉ/AQLPA

BRIGITTE BLAIS

JACQUES FONTAINE

JEAN-CLAUDE DESLAURIERS

INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN 88

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER 125

INTERROGÉS PAR M. RICHARD CARRIER 128

RÉINTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN 133

DISCUSSION 136

_____

L'AN DEUX MILLE ONZE, ce dix-septième (17e) jour du mois de juin :

PRÉLIMINAIRES

LA GREFFIÈRE :

Protocole d'ouverture. Audience du dix-sept (17) juin deux mille onze (2011), dossier R-3748-2010, demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur. Poursuite de l'audience.

LE PRÉSIDENT :

Bon matin, Mesdames et Messieurs. Vous avez reçu hier en fin de journée le nouveau calendrier. Est-ce qu'il y a des commentaires à apporter là-dessus?

Me ÉRIC FRASER :

Bonjour, Monsieur le Président. Heureux de vous revoir tous les trois. Écoutez, on a quelques commentaires, effectivement. Premièrement, en ce qui concerne la journée du mardi vingt et un (21) juin, qui constitue la journée où se terminera la preuve des intervenants, le Distributeur compte faire une contre-preuve. Ça devrait être relativement court. Je n'estime pas que la contre-preuve durera plus que dix à vingt minutes, en ce qui nous concerne. Évidemment, il pourrait y avoir

des contre-interrogatoires. Mais la contre-preuve s'adresse à un intervenant. Donc, ça limite les contre-interrogatoires, je crois.

Ensuite de ça, en ce qui concerne les plaidoiries, je vous soumettrai ma nette préférence pour plaider oralement dès le vingt et un (21). Ce qui ne causera préjudice à personne puisque tous les intervenants pourront soit écouter, être ici ou lire les transcriptions sténographiques du soir ou du lendemain. Évidemment, le Distributeur s'est rendu disponible tout au long des audiences et a été capable de gérer l'ensemble des impondérables qui sont des impondérables, qui ne sont pas sous le contrôle de personne.

Et ça nous permettrait de, compte tenu que nous étions prêt pour plaider aujourd'hui, nous serons prêts le vingt et un (21) et ça nous permettrait à nous de gagner, en tout cas, certainement à moi et à certains de nos confrères de gagner, de mes collègues de gagner du temps dans la préparation d'autres dossiers qui, d'autres dossiers et de celui-ci pour la réplique qui suivra. Donc, c'est une demande que je vous fais. C'est l'ensemble de mes représentations, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

D'accord. Est-ce qu'il y a d'autres commentaires, remarques, demandes? Maître Neuman?

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Oui, Monsieur le Président, nous n'avions pas reçu le calendrier. On est en train d'essayer de le voir. Mais je comprends qu'une audience est prévue le vingt et un (21), c'est bien ça?

LE PRÉSIDENT :

Vous nous surprenez, Maître Neuman. Effectivement, hier soir, la Régie vous a fait parvenir un calendrier qui prévoit l'horaire pour aujourd'hui et également annonce que, mardi le vingt et un (21), il va y avoir des audiences pour terminer la preuve du ROEÉ. Il nous restait deux témoins à entendre. Et puis, bien, probablement qu'on va décider, nous autres, en fin de... peut-être à la pause, on va en reparler, l'idée de la contre-preuve cette journée-là, je pense que ça serait idéal à première vue. J'aimerais en parler avec mes collègues. Et également, bien, la plaidoirie, ça, j'aimerais ça vous revenir là-dessus.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Simplement pour vous signaler que, comme la FCEI l'avait signalé dans un courriel hier, que nous

prenons part également parallèlement au dossier qui a lieu le vingt (20) et le vingt et un (21) dans le 3753-54.

LE PRÉSIDENT :

On est très au fait de ça, Maître Neuman.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Nous ferons des allers-retours entre les deux salles.

LE PRÉSIDENT :

Vous avez quelque chose à rajouter, Maître... Ça va, Maître Neuman. Merci. On a pris en compte cette problématique-là.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Je vous remercie.

LE PRÉSIDENT :

D'ailleurs, c'est ce qu'on va annoncer tantôt, c'est qu'on va utiliser une autre salle pour poursuivre les audiences ici du Plan d'approvisionnement. Donc, à la fin de la journée, il faudrait peut-être ramasser nos bagages. Puis on va être dans l'autre salle. Et puis je peux peut-être... Il est même à prévoir que, à la fin de cette journée-là du vingt et un (21) qu'on n'ait pas les... c'est-à-dire qu'il n'y aurait pas nécessairement la présence de sténographes à

l'audience. L'audience va être enregistrée. Par après, les services de sténographie vont nous produire les verbatim, comme à l'habitude. Merci, Maître Neuman. Est-ce que vous vouliez rajouter quelque chose là-dessus, Maître Gariépy? Non. Donc, on pourrait débuter par la présentation de votre preuve. Merci.

PREUVE DU RNCREQ

Me ANNIE GARIÉPY :

Merci, Monsieur le Président. Donc, Annie Gariépy pour le Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec. Bonjour, Monsieur le Président; bonjour, Messieurs les Régisseurs. Pour la présentation de la preuve du RNCREQ, vous aurez devant vous messieurs Paul Paquin, analyste externe au RNCREQ, et monsieur Bernard Saulnier, qui est notre témoin expert. Je demanderais donc à madame la greffière si elle peut assermenter les témoins.

L'AN DEUX MILLE ONZE (2011), le dix-septième (17e) jour de juin, ONT COMPARU :

PAUL PAQUIN, ingénieur, ayant son adresse d'affaires au 1685, rue Séguin, Brossard (Québec);

BERNARD SAULNIER, ingénieur, ayant son adresse d'affaires au 550, rue Clairevue Est, Saint-Bruno (Québec);

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

INTERROGÉS PAR Me ANNIE GARIÉPY :

Q. [1] J'aimerais maintenant procéder à la reconnaissance du statut d'expert de monsieur Saulnier. Nous demandions à la Régie de reconnaître le statut d'expert à titre d'expert en énergie renouvelable, notamment en matière d'énergie éolienne et de la technologie JED.

10 h 38

LE PRÉSIDENT :

D'accord. La Régie va accéder à votre demande et reconnaître monsieur Saulnier comme expert. Je vous avoue je n'ai pas le document devant moi. En JED, je l'ai lu en tout cas. Ça fait que j'ai trouvé des choses intéressantes.

Me ANNIE GARIÉPY :

C'est parfait. Donc, je vous rappelle que le curriculum vitae de monsieur Saulnier a déjà été produit sous la cote C-RNCREQ-4.

Q. [2] Bonjour, Monsieur Saulnier. Je vais débuter avec vous. Vous avez produit un rapport d'expertise sous la cote C-RNCREQ-15. Pouvez-vous me dire si vous avez préparé ou fait préparer sous votre contrôle ce document?

M. BERNARD SAULNIER :

R. Oui, tout à fait.

Q. [3] L'adoptez-vous comme votre preuve?

R. Oui.

Q. [4] Est-ce que vous avez des modifications à y apporter?

R. Trois petites modifications pour faciliter la lecture éventuellement. Page 9, section 1.2, deuxième paragraphe, dernière ligne. On parle de section 2.1, alors il y a eu remaniement de certains paragraphes et en fait c'est 2.3 qu'il faudrait lire.

Ensuite à la page 35, premier paragraphe, avant-dernière ligne au lieu « 2036 » il faudrait lire « 2030 ».

Et finalement, dans la section des

références reliées au document déposé à la Régie, donc à la page 46 et c'est la première référence. Le numéro de l'audience est erroné, en réalité il s'agit de R-3648-2007.

Q. [5] Je vous remercie. Maintenant, Monsieur Paquin, je vous réfère au mémoire de preuve du RNCREQ produit sous la cote C-RNCREQ-14 amendé par la pièce C-RNCREQ-18. Avez-vous préparé ou fait préparer sous votre contrôle ce document?

M. PAUL PAQUIN :

R. Oui.

Q. [6] L'adoptez-vous comme votre preuve écrite?

R. Oui.

Q. [7] Avez-vous des modifications à y apporter?

R. Non.

Q. [8] Je vous remercie. Je vous demanderais maintenant, Messieurs, de procéder à vos présentations.

M. PAUL PAQUIN :

R. Alors bonjour, Messieurs les Régisseurs. Alors, pour ma présentation de ce matin je vais reprendre les grandes lignes de notre mémoire qui a déjà été présenté, mais en y apportant des ajustements en fonction des nouvelles informations qu'on a eues en audience.

Alors, concernant le réseau intégré nous allons aborder l'entente de modulation, l'électricité patrimoniale et la capacité disponible pour les achats de court terme.

En ce qui concerne l'entente de modulation, ce sujet a été traité abondamment lors des audiences et ce n'est pas utile de revenir sur le détail de la preuve du Distributeur. Je pense que tout le monde l'a assez bien comprise.

Mais dans sa preuve, dans son mémoire le RNCREQ a analysé les différents bilans en énergie et en puissance, et il a conclu qu'il est légitime de remettre en question le besoin d'une nouvelle entente de globalisation.

Cette conclusion de remettre en question le besoin d'une nouvelle entente globale de modulation a été maintenu et est même renforcé suite à des informations qu'on a eues durant les audiences.

Ainsi, à l'audience du deux (2) juin le Distributeur mentionne que l'entente globale de modulation comprend essentiellement quatre composantes. Soit les services complémentaires supplémentaires, la puissance complémentaire, l'énergie, c'est-à-dire au niveau de l'énergie c'est le transfert de l'été vers l'hiver pour la

diminution des achats-reventes et le solde dû à la fin de chaque année qui se trouve à être la quatrième composante.

Concernant l'importance relative de chacune de ces composantes-là, sujet qui a été abordé par le RNCREQ à la séance du six (6) juin, nous comprenons des réponses du Distributeur que pour les services complémentaires les quantités devraient être faibles.

En ce qui concerne la puissance complémentaire, les besoins sont faibles aussi à court terme.

En ce qui concerne la modulation de l'énergie, c'est-à-dire le transfert d'été en hiver, ils nous ont mentionné que l'importance était en fonction des quantités qui étaient pour être transférées.

Alors, en examinant le bilan d'énergie qui a été présenté par le Distributeur HQD-4, Document 1, page 21, on peut constater que le volume d'achat et de court terme, c'est-à-dire ses achats normalement se font en hiver, sont de zéro virgule cinq (0,5 Twh), zéro virgule sept (0,7 Twh) et zéro virgule sept térawattheure (0,7 Twh) pour les années deux mille douze (2012), deux mille treize

(2013) et deux mille quatorze (2014), soit les trois années durant lesquelles serait appliquée la nouvelle entente de modulation.

Alors, selon la compréhension du RNCREQ, l'entente globale de modulation permettrait donc de transférer de l'été vers l'hiver ces trois quantités, point cinq, point sept et point sept. Et, à notre avis, ce ne sont pas des quantités qui sont vraiment importantes quand on considère la charge, la demande totale qui est dans l'ordre de cent quatre-vingts térawattheures (180 Twh).

Donc, considérant que les quantités sont faibles pour les services complémentaires, que le besoin de puissance complémentaire est faible à court terme et que les quantités transférées d'hiver en été sont relativement peu importantes, le RNCREQ maintient sa conclusion quant à la remise en question de la nécessité d'une nouvelle entente de modulation.

Les informations actuellement disponibles ne permettent pas d'en conclure la nécessité. D'autant plus qu'il n'y a aucune évaluation des bénéfices que pourrait procurer cette entente par rapport à une alternative pour chacune des composantes déjà mentionnées.

Il est bien évident que cette conclusion pourrait être modifiée si, suite à un dépôt d'une requête sur ce sujet en particulier qui a peut-être été annoncée par le Distributeur, il y avait des nouvelles informations, une nouvelle évaluation qui a été faite. Mais pour le moment, avec les informations qu'on a, on a cette conclusion-là.

En ce qui concerne l'énergie patrimoniale. L'électricité patrimoniale ça a été défini par le décret en deux mille un (2001). Il y a plusieurs caractéristiques qui sont définies au décret, mais pour simplifier on parle d'une quantité de cent soixante-cinq térawattheures (165 Twh) qui est constituée de huit mille sept cent soixante (8760) valeurs de capacité.

On doit présumer que ce qui est écrit dans le décret ça a été fait en toute bonne foi et selon les informations qui étaient disponibles à l'époque, et que la quantité de cent soixante-cinq térawattheures (165 Twh) serait effectivement utilisée d'une façon efficace par le Distributeur.

Mais avec le bilan des années passées, on peut regarder ce qui s'est vraiment passé d'autant plus que ce cent soixante-cinq térawattheures (165 Twh) ça correspond à plus de quatre-vingt-

quinze pour cent (95 %) des besoins du Distributeur actuellement.

10 h 45

Alors, le RNCREQ a présenté dans son mémoire, à la page 15, un bilan à partir de l'année deux mille quatre (2004). Et on constate que, à chacune des années, il y a de l'énergie non utilisée et il y a de l'énergie en dépassement et, certaines années, il y a les deux à la fois.

Et ça, cette situation-là a été mentionné également par le Distributeur dans un dossier qui est le 3689. Le Distributeur mentionnait à ce moment-là qu'il lui est impossible d'apparier parfaitement l'utilisation de l'électricité patrimoniale au profil défini au décret compte tenu de la variabilité de la demande et des délais quant à l'utilisation des moyens d'approvisionnement à sa disposition.

Il ajoutait que certains dépassements du profil patrimonial, de même que les heures où ces dépassements surviennent, sont constatés uniquement à la fin de l'année.

On doit conclure que, malgré tous ses efforts, le Distributeur n'est pas capable d'utiliser d'une façon efficace les cent soixante-

cinq térawattheures (165 TWh) qui sont mis à sa disposition. Et selon l'évaluation du RNCREQ, on a... l'évaluation qu'on a faite a été basée sur les coûts évités, c'est-à-dire le coût moyen de l'énergie des achats postpatrimoniaux. Et en prenant ces coûts moyens-là pour chacune des années où il y a eu de la non-utilisation de l'électricité patrimoniale, on arrive à un montant de l'ordre de huit cent millions (800 M$), c'est-à-dire c'est huit cent millions (800 M$) que le Distributeur aurait déboursés en surplus, parce que là on parle de différence entre le prix de marché et le prix... c'est-à-dire le prix moyen d'achat d'électricité postpatrimoniale moins le coût d'électricité patrimoniale, donc il y a un huit cent millions (800 M$) de plus.

Selon le RNCREQ, la non-utilisation de l'électricité patrimoniale est due à la rigidité qui est inhérente au décret en ce qui concerne les huit mille sept cent soixante (8760) valeurs qui doivent être attribuées à chacune des heures de l'année.

Selon le RNCREQ, cette évaluation est préoccupante et devrait inciter la Régie à examiner des moyens qui pourraient être mis en oeuvre pour

une utilisation plus efficace de l'électricité patrimoniale.

Selon le RNCREQ, un des moyens serait que la Régie dépose un avis auprès du gouvernement. Cet avis aurait pour effet d'inviter le gouvernement à assouplir le mode d'utilisation de l'électricité patrimoniale afin que le Distributeur puisse en bénéficier de la totalité. Les avantages monétaires résultant de ces assouplissements auraient pour effet d'atténuer l'augmentation des prix de l'électricité qui est prévue pour l'électricité patrimoniale et qui est prévue pour l'année deux mille quatorze (2014).

Maintenant, nous allons passer à la contribution en puissance des marchés de court terme. Alors, pour la contribution en puissance des marchés de court terme, le RNCREQ a analysé le cas des marchés de la zone de réglage du Québec et la zone de réglage de l'Ontario. Dans ces deux cas, le Distributeur considère qu'il ne peut pas compter sur ces réseaux pour des achats de puissance sur le marché de court terme.

En ce qui concerne la zone de réglage du Québec, le RNCREQ a présenté dans son mémoire un tableau qui montre les disponibilités en puissance

pour de la puissance disponible non engagée par Hydro-Québec Production, et ça vient du plan stratégique de deux mille neuf, deux mille treize (2009-2013) d'Hydro-Québec.

Ces valeurs sont quand même importantes, on parle de huit cent... de près de neuf cents mégawatts (900 MW) deux mille onze, deux mille douze (2011-2012), et après ça, on parle des valeurs de mille cinq cents mégawatts (1500 MW) et plus.

Dans le même plan, par contre, Hydro-Québec mentionne qu'il entrevoit d'augmenter ses ventes sur les marchés externes. Mais, selon le RNCREQ, un accroissement de ses ventes sur le marché externe ne vient pas nécessairement diminuer la quantité de puissance qui serait disponible pour le Québec. La raison étant que si... on peut considérer deux situations, soit que le Producteur ne vend pas sur les marchés externes, donc la puissance serait disponible pour le marché du Québec. Et si effectivement il vend sur le marché externe, il vient de dégager une capacité, la même capacité vient dégager en mode importation parce que, ce qui passe sur les fils, c'est le net des deux.

Donc, dans un cas comme dans l'autre, on

devrait considérer qu'il y a une capacité... qu'il y aurait une capacité qui serait disponible. Donc, selon le RNCREQ, le Distributeur devrait considérer la capacité disponible dans la zone de réglage du Québec pour cet achat de puissance.

Maintenant, nous allons passer à la zone de réglage de l'Ontario. Là aussi pour l'Ontario, les contributions en puissance, le marché de court terme, avec... l'interconnexion de l'Ontario devrait être considérée. Pour le RNCREQ, ça devrait être considéré dans les bilans en puissance du Distributeur.

On voit que, dans son mémoire, le RNCREQ, a montré que ça devient... ça vient de la preuve du Distributeur, qu'il y aurait une puissance disponible de plus de sept mille mégawatts (7000 MW) de l'Ontario, sauf que les modalités du réseau de l'Ontario sont spéciales et pourraient mettre un certain frein à une importation de ces marchés. Et dans ce sens-là, le Distributeur a présenté un exemple de ce qui s'est passé, et il y aurait de l'énergie ferme qui aurait... qui n'aurait pas été livrée à partir du marché de l'Ontario, et pour le Distributeur, il s'agit d'un risque calculé.

Par contre, le RNCREQ a posé la question « étant donné que c'est arrivé que vous ne pouviez pas... vous avez eu un événement, est-ce que vous constatez que les marchés de l'Ontario à ce moment-là sont des marchés qui sont non disponibles pour de l'énergie ferme ». Et le Distributeur nous a répondu « non, non, on considère encore qu'il y a une disponibilité du marché de l'Ontario pour de l'énergie ferme, ça fait partie des risques, c'est un risque calculé ».

10 h 52

Alors selon le RNCREQ il devrait en être de même pour la puissance, si on est prêt à prendre le risque pour de l'énergie garantie, on devrait probablement prendre le risque aussi pour la puissance garantie. Également le marché de l'Ontario peut permettre d'avoir accès aux états, à la capacité des achats du Michigan et de New York à travers le réseau ontarien. Et à ce moment-là le Distributeur a mentionné qu'il réserve cette capacité-là pour un quatre cents mégawatts (400 MW) qui est le quatre cents mégawatts (400 MW) de capacité additionnelle qui pourrait être disponible par le Distributeur selon les conventions d'énergie différée.

Selon le RNCREQ si on regarde encore là comme je disais tout à l'heure la capacité disponible du Producteur sur le court terme, on s'aperçoit que la capacité est quand même assez importante. Donc les chances ou les probabilités que le quatre cents mégawatts (400 MW) ne soit pas disponible du Producteur sont quand même assez faibles dans notre avis.

Donc il y aurait un quatre cents mégawatts (400 MW) qu'on pourrait considérer comme étant disponible du marché de l'Ontario. En passant par le marché de l'Ontario disponible du Michigan, de New York parce qu'on peut considérer que le Distributeur sera là.

D'autre part on a aussi posé la question pourquoi qu'étant donné que la capacité avec l'Ontario est beaucoup plus élevée que quatre cents mégawatts (400 MW) pourquoi ne pas aller, ne pas penser à une capacité plus élevée.

Encore là le Distributeur nous avait dit c'est une question de risque. Pour lui c'est une question de risque, à ce moment-là ça serait un risque monétaire sur les coûts. Bien si on parle de risque à ce moment-là on peut se poser la question. Sur l'entente avec, tu as l'interconnexion avec

New York, HQT MASS, il y a un mille mégawatts (1000 MW) qui est accepté. Alors ce mille mégawatts (1000 MW) là est aussi à risque.

Il est à risque non pas à cause de la capacité de production à MASS qui est en masse, c'est-à-dire qu'il y en a en quantité suffisante, mais l'interconnexion en tant que tel c'est une ligne. Donc il peut y avoir un bris sur la ligne, n'importe quoi. Donc il peut y avoir, il y a un risque sur ce mille (1000) là.

Mais ce risque-là a été jugé acceptable par le Distributeur, il l'a mais dans son bilan en puissance. Alors de la même façon on considère qu'il devrait y avoir dans le bilan en puissance du Distributeur une certaine capacité qui viendrait de l'Ontario.

Alors nous allons passer maintenant au marché autonome. Et sur le marché autonome nous allons traiter des questions des pertes électriques et la demande du réseau de Schefferville. Pour les pertes électriques dans mon mémoire le RNCREQ signale que plusieurs réseaux autonomes montrent des pertes élevées par rapport au taux de pertes sur le réseau intégré et qu'il est nécessaire d'identifier correctement les causes de ces pertes

afin de pouvoir proposer des correctifs appropriés.

En audience, le Distributeur a expliqué la mécanique pour obtenir les valeurs des pertes électriques. Nous comprenons que les pertes électriques sont définies à partir de la production et là on enlève la consommation des services auxiliaires, la consommation interne et les ventes.

Selon les explications fournies par le Distributeur en audience du sept (7) juin, le RNCREQ comprend que les valeurs correspondant à la production et la consommation de services auxiliaires sont des valeurs assez bien définies, et sont prises, ce sont des lectures qui sont prises par les gens à la centrale.

Par contre, les valeurs correspondant aux ventes, elles peuvent induire une imprécision dans le calcul des pertes notamment parce qu'il peut y avoir une période qui va être différente, c'est-à-dire la lecture pour les ventes ne se ferait peut-être pas au même moment que la lecture pour la production et les services, la consommation des services auxiliaires. Donc comme ce n'est pas la même période, il peut induire, ça peut induire des erreurs.

Selon le RNCREQ cette imprécision peut être

diminuée sinon annulée si on considère une période de plus d'un an, c'est-à-dire s'il y a un chevauchement plus grand. Et c'est ainsi qu'on avait demandé que l'information soit fournie sur les cinq dernières années.

Et à partir de ces années on a évalué les pertes globales sur les périodes de cinq ans, au lieu de prendre juste un an, on a pris cinq ans. Donc on pense que ça réduit beaucoup les imprécisions. Et en fait on s'aperçoit que les écarts entre les réseaux, les pertes sur les réseaux, il y a beaucoup moins de variations que si on considère juste une année en particulier.

Cependant, les résultats sur cette période de cinq ans soulèvent quand même quelques interrogations. Comme par exemple il y a certains réseaux où les pertes sont négatives, les pertes globales sur cinq ans sont négatives, ce qui est possible. Et sur certains réseaux il y a un niveau de pertes qui est quand même relativement élevé si on les compare aux pertes des réseaux intégrés.

Alors selon le Distributeur, il n'a pas pu apporter d'explications précises sur le fait qu'il y avait des pertes négatives et sur la valeur élevée des pertes sur certains réseaux. Selon lui

ça demeure dû à un chevauchement des factures même si on prend une période de cinq ans. Il parle aussi qu'il y a peut-être de la subtilisation de l'énergie puis des choses comme celle-là.

Mais selon le RNCREQ, il est important de s'assurer que les réseaux autonomes soient exploités de façon efficace, de façon, parce qu'il faut bien se rappeler que les réseaux autonomes sont alimentés dans la plupart des cas par des groupes diesel. Donc on parle ici de gaz à effet de serre, de consommation et aussi ça coûte très cher.

Donc le RNCREQ réitère sa recommandation énoncée à la page 38 de son mémoire, soit demande à la Régie d'exiger que le Distributeur justifie les taux de pertes qui apparaissent élevés sur certains réseaux autonomes. Pour ce faire, le RNCREQ suggère la réalisation de simulation de fonctionnement de ces réseaux de distribution afin de déterminer les pertes, le taux de pertes auquel il faudrait s'attendre selon les caractéristiques techniques de chacun des réseaux.

Ce taux serait comparé aux taux réels des pertes mesurées et, le cas échéant, il faudrait y apporter des explications. D'ailleurs, le Distributeur considère lui-même que la modélisation

des taux de pertes en fonction des spécifications techniques de chacun de ces réseaux est la meilleure référence. C'est ce qu'il avait mentionné à l'audience du sept (7) juin.

10 h 59

Alors, le RNCREQ, en regardant les tableaux où on a indiqué les taux de perte sur des périodes de cinq ans, le RNCREQ recommande que l'assimilation soit faite pour les réseaux de Cap-aux-Meules, Akulivik, Inukjuak, Kangiqsujuaq, Kuujjuaq, Kuujjuarapik, Salluit, Tasiujaq, Lac-Robertson, j'ai mentionné aussi Schefferville mais sur Schefferville, on nous a mentionné que ça avait déjà été fait. On va en parler un peu plus tard.

Passons maintenant au réseau de Schefferville. Comme ça a été mentionné, le réseau de Schefferville est alimenté par une centrale hydroélectrique située au Labrador et selon les modalités d'un contrat conclu entre Hydro-Québec et Newfoundland and Labrador Hydro. La quantité disponible, la quantité d'énergie disponible serait suffisante pour satisfaire les besoins du Distributeur. Cependant, selon la prévision du Distributeur, il faut ajouter de la puissance pour se conformer à ces critères de fiabilité en

puissance. Il est donc pertinent d'analyser le niveau de demande actuelle et la prévision de la demande de ce réseau.

Comme cela a été mentionné dans le mémoire du RNCREQ, le niveau de la demande actuelle apparaît très élevé lorsqu'on le compare au niveau de demandes sur d'autres réseaux autonomes, comme par exemple celui du Lac-Robertson qui est également alimenté par une centrale hydroélectrique.

Selon l'évaluation du RNCREQ, la consommation unitaire moyenne des clients domestiques serait d'environ douze mille kilowattheures (12 000 kWh) plus élevés sur le réseau de Schefferville que sur le réseau du Lac-Robertson après avoir pris en considération la différence des conditions climatiques entre Schefferville et le réseau du Lac-Robertson.

Il est à remarquer que cette valeur de douze mille kilowattheures (12 000 kWh) est significative parce qu'elle est plus élevée que la valeur de la consommation unitaire des clients domestiques sans chauffage électrique. Par exemples, aux Iles-de-la-Madeleine, la consommation moyenne de ceux qui ne se chauffent pas à

l'électricité est de neuf mille trois cents kilowattheures (9300 kWh). Donc, la différence entre la consommation à Schefferville et celle du Lac-Robertson est plus élevée que la consommation des clients non électriques des Iles-de-la-Madeleine.

Le Distributeur mentionne quelques raisons pour expliquer cet écart important. Mais il n'y a aucune évaluation quantitative précise d'aucune de ces raisons. Il mentionne la qualité des habitations, la participation au Plan global en efficacité énergétique, et caetera. Mais il n'y a aucune évaluation quantitative de ces raisons qui pourrait expliquer cet écart important.

En plus d'une consommation importante, la demande globale du réseau Schefferville inclut un taux de perte électrique très élevé. Par exemple, pour l'année deux mille neuf (2009), le taux indiqué au document, au tableau A5.1 de HQD-2, Document 2 page 36 est de vingt et un point un pour cent (21,1 %).

Par contre, à l'audience du sept (7) juin, le Distributeur a mentionné qu'il avait fait une simulation technique de ce réseau et qu'il a obtenu un taux de neuf virgule cinq pour cent (9,5 %)

incluant le transport et la distribution. Cependant, il est à signaler que la prévision de la demande présentée au tableau A7.6.0A révisé de HQD-2, Document 2 page 68 annexe 7, suppose... cette prévision-là suppose un taux de perte de vingt et un point un pour cent (21,1 %).

Donc, on voit donc que le niveau actuel de la demande est élevée, la demande des clients domestiques est élevée par rapport à d'autres réseaux semblables, et que la projection de la demande inclut un taux de perte de vingt et un point un pour cent (21,1 %). Ce qui est nettement plus élevé que les taux résultant de la simulation technique réalisée par le Distributeur.

Étant donné que, selon les prévisions du Distributeur, le réseau de Schefferville nécessitera une augmentation de puissance afin d'être en mesure de répondre aux besoins des clients vers deux mille quinze (2015), il y a lieu de revoir cette prévision.

Le RNCREQ recommande donc qu'une analyse rigoureuse de la consommation des clients du réseau de Schefferville soit réalisée afin d'expliquer leur consommation unitaire élevée. Une telle analyse permettra de définir s'il y a des mesures

d'économie d'énergie de substitution pour les besoins de chauffage ou des modalités de gestion des besoins qui pourraient être implantées.

De plus, il apparaît que les prévisions de la demande devraient être révisées pour prendre en considération un taux de perte électrique nettement moins élevé que celui utilisé pour les prévisions actuelles. C'est uniquement après une analyse, cette analyse de la demande et la prise en compte d'un nouveau taux de perte qu'un projet d'addition de puissance devrait être considéré.

Nous allons maintenant dire quelques mots sur l'autoproduction ou le mesurage net. Selon le RNCREQ, l'autoproduction ou le mesurage net doit faire partie du Plan d'approvisionnement du Distributeur même si les quantités sont faibles. On se rappellera que, depuis deux mille six (2006), les consommateurs résidentiels et agricoles de petite puissance peuvent devenir autoproducteurs d'énergie renouvelable afin de répondre en tout ou en partie à leurs besoins énergétiques.

Toutefois, force est de constater que ce programme n'attire que peu d'adhérents. Le mémoire du RNCREQ présente un tableau montrant qu'il y a quatorze (14) clients qui participent au programme

de mesurage net pour un total de trente-trois virgule trois kilowats (33,3 kW). En réponse à l'engagement 12, le Distributeur précise qu'il y a maintenant dix-sept (17) adhérents pour un total de cinquante-neufvirgule sept kilowatts (59,7 kW) installés. Cette quantité est loin de la limite imposée par le Distributeur qui était de trois mille quatre cents kilowatts (3400 kW).

Selon le RNCREQ, il y a lieu de s'interroger sur les raisons du peu de succès de ce programme et notamment d'examiner si cela est dû aux contraintes et aux conditions, ou aux contraintes, aux conditions ou aux contraintes, ce sont des conditions qui d'après le RNCREQ sont plutôt des contraintes. Là, on parle de... Il faut que le client soit propriétaire ou exploitant. Il faut que la capacité maximale soit pas plus élevée que cinquante kilowatts (50 kW); l'installation doit être située à un point de livraison; l'énergie doit être uniquement de l'énergie éolienne; les sources d'énergie limitées; et la consommation... et aussi il y a une limite tant qu'au surplus.

Dans le mémoire du RNCREQ, on retrouve également, notamment un rappel des intentions du gouvernement du Québec annoncées en deux mille six

(2006) dans sa Stratégie énergétique, et il apparaît de ses intentions, que ses intentions sont de favoriser la production décentralisée en allant beaucoup plus loin que le programme de mesurage net déjà en place.

11 h 06

On retrouve dans le mémoire également une analyse critique de chacune des conditions qui ont été imposées. Selon l'analyse du RNCREQ, suite à son analyse, le RNCREQ demande à la Régie de mettre en place un dossier spécifique afin de réviser l'ensemble des modalités du programme de mesurage net.

Selon le RNCREQ, il serait souhaitable que cela se fasse dans le cadre d'un dossier spécifique et que ce dossier fasse également le point sur l'achat de microproduction. Ce sujet-là avait été jugé prématuré lors du dossier 3551-2004 où le mesurage net avait été considéré.

Voilà, Messieurs les Régisseurs. Ceci termine ma présentation et je vous remercie de votre attention.

LE PRÉSIDENT :

Q. [9] Merci.

Me ANNIE GARIÉPY :

Q. [10] Merci, Monsieur Paquin. Monsieur Saulnier, je vous invite à procéder.

M. BERNARD SAULNIER :

R. Bonjour, Monsieur le Président, Messieurs les Régisseurs. Je vais faire ce qui n'a pas été fait dans mon rapport, c'est-à-dire un genre de sommaire exécutif qui aurait facilité la tâche, mais il m'aurait fallu une journée de plus. Alors je ne l'ai pas fait. Je vais vous livrer ça ici dans une préparation qui pourra être considérée comme l'équivalent de ce sommaire exécutif.

Alors, les réseaux autonomes. Voilà un bien petit lot dans l'ensemble du plan d'approvisionnement du Distributeur. Pourtant ce lot constitue bel et bien un univers tout à fait singulier des réseaux énergétiques par le fait qu'il réunit en un seul lieu toutes les dimensions fonctionnelles de la planification et de l'exploitation à la fois de la production, du transport, de la distribution. Une réalité que la déréglementation du marché continental de l'énergie a désintégrée depuis bien des années et qui, au Québec, s'est concrétisée par l'adoption de la Loi 116 il y a précisément dix (10) ans de cela à peu

près aujourd'hui.

Les responsables des réseaux autonomes ont ainsi préservé le mandat de planifier, concevoir, construire et exploiter de façon unifiée toutes les fonctions production, transport et distribution de l'électricité dans les communautés isolées. Ce qui constitue véritablement une réalité de gestion intégrée, dont le marché de l'électricité continentale n'a plus guère d'exemple aujourd'hui.

Paradoxalement à ce contexte de responsabilité intégrée fait de chaque réseau autonome un lieu privilégié pour la conception, la réalisation et la mise en service de systèmes énergétiques hybrides, ceux-là mêmes qui font leur entrée depuis quelques années, même dans le vaste marché de la distribution d'électricité du réseau continental.

Devant la croissance continue récurrente du déficit annuel des opérations des réseaux autonomes, et ce n'est pas qu'au Québec, c'est partout, devant le lourd tribut d'approvisionnement en carburant de plus en plus coûteux qui viendra accroître davantage cette tendance affirmée, l'opportunité d'un nouveau cadre de planification s'impose naturellement pour les réseaux autonomes.

Ce qui se fait à cet égard dans d'autres réseaux autonomes, notamment en Alaska et même plus près de nous à Terre-Neuve témoigne éloquemment de cette évolution en cours dans les pratiques de planification des infrastructures énergétiques et des réseaux autonomes.

La section 2 de mon rapport couvre plusieurs exemples de ce genre de réseaux de systèmes hybrides, éolien, diesel, à haute pénétration, moyenne ou faible pénétration. Et je ne m'étendrai pas davantage à les décrire les uns les autres, mais on va rester au niveau de l'analyse des perspectives que ça soulève pour la planification des réseaux autonomes dans l'avenir.

Alors, les projets réalisés dans ce nouveau contexte d'affaires un peu partout dans le monde donc sont susceptibles d'influencer fortement à moyen terme même la planification d'investissements en distribution dans le réseau intégré.

J'ajouterai que dans un marché de carburants fossiles de plus en plus imprévisible en raison de sa volatilité, c'est désormais du côté des systèmes hybrides que se trouvent les meilleures garanties d'un service à moindre coût pour les abonnés des réseaux autonomes, aujourd'hui

et à terme de ceux du réseau électrique continental.

Dans le rapport d'expertise que j'ai eu le privilège de rédiger pour le RNCREQ, je crois avoir apporté des exemples commerciaux concrets, probants, représentatifs de la diversité architecturale et de la compétitivité économique d'une ingénierie de systèmes hybrides en marche sur une base commerciale aujourd'hui.

La réalité de cette évolution dans les modes de planification de la distribution respecte les obligations de stabilité, de fiabilité et de sécurité des approvisionnements énergétiques que le marché de l'électricité exige des responsables de la fourniture de ce service essentiel.

Si tant est qu'Hydro-Québec entend s'engager activement dans l'univers des réseaux intelligents et des systèmes hybrides, d'ouvrir ses pratiques de planification et d'exploitation à la flexibilité qu'offre la gestion active de l'offre et de la demande, et/ou la tarification différenciée, j'ai entendu le terme « dynamique » ici aussi qui a été prononcé, donc de la tarification différenciée dans le temps, les réseaux autonomes du Québec réunissent assurément

les conditions technico-économiques les plus favorables pour amener le Distributeur à renouveler le cadre logique de ses choix d'investissements dans ses réseaux autonomes qu'elle dessert.

Ainsi, devant la réalité tangible des projets de systèmes énergétiques hybrides qui se mettent en place avec des succès technico-économiques manifestes dans un nombre croissant de juridictions à travers le monde, devant les perspectives d'un marché d'approvisionnement pétrolier qui défient les déterminants traditionnels de la planification tout diesel et entraînent des déficits d'opération dans une spirale incontrôlable, je soumets humblement à la Régie l'opinion suivante à laquelle je suis parvenu à titre d'expert en jumelage éolien-diesel haute pénétration en analysant ce secteur d'activité.

Je crois qu'il y a nécessité de revisiter les encadrements normatifs, technologiques et tarifaires sur lesquels s'appuient actuellement la conception, la planification et l'exploitation des réseaux autonomes, et ce, afin d'évaluer le coût d'opportunité des investissements diesel proposés par le Distributeur pour les réseaux autonomes dans son plan deux mille onze-deux mille vingt (2011-

2020).

À la lumière des nouvelles technologies, tant du côté de l'offre que la demande, je parle des technologies commerciales qui sont disponibles et de l'historique de projets dont j'ai parlé et qui sont consignés au rapport RNCREQ-0015, l'examen du coût d'opportunité des investissements du Distributeur en réseaux autonomes s'impose désormais comme une étape critique sur le chemin de l'évolution des pratiques de planification des réseaux d'énergie.

La direction Réseaux autonomes est certainement la mieux placée pour permettre à Hydro-Québec de s'approprier les nouveaux apprentissages que les perspectives incertaines du marché pétrolier imposent d'entreprendre.

11 h 13

Alors, pour affronter efficacement la croissance exponentielle du déficit d'exploitation annuel, que j'ai reproduit à la page 36 du rapport ici, l'année deux mille onze (2011) étant une projection, enfin je crois que ça indique assez clairement la même tendance qui est observée sur les marchés des produits pétroliers que vous connaissez fort bien également.

On peut trouver sur le Net, sur le site en particulier du site américain de l'Agence de l'information énergétique - comme ça s'appelle? US Energy Information Administration, les tendances des dix (10) dernières années en matière de consommation de produits pétroliers, mazout lourd, diesel, qui sont à la baisse avec des prix qui sont à la hausse. Donc, c'est quand même ça une manifestation d'une problématique d'offre et demande qui pointe vers des problèmes croissants, surtout que le budget carburant dans les réseaux autonomes est quand même important.

Donc, il est donc impératif de revoir les tenants et aboutissants du cadre d'investissements traditionnel et d'adopter un objectif affirmé de réduction massive de la consommation de carburant assortie d'un cadre d'analyse coût-bénéfice rigoureux des scénarios technologiques qui présentent un potentiel de sécurité énergétique très avantageux à cet égard.

Je vous ferai remarquer également que dans la preuve du Distributeur pour le Nunavik, au tableau 9 du document HQD-2, Document 1, il y avait enfin une information sur les réductions potentielles des émissions de CO2 dans les réseaux

du Nunavik en particulier qui étaient de quarante-six pour cent (46 %), donc il y a des ambitions d'atteindre quand même des objectifs significatifs. Il faudrait que ça se traduise par des plans d'investissement conséquents, sinon impossible d'arriver là.

Dans un tel contexte, on pourrait dire que chaque dollar investi du côté de l'infrastructure fossile - je l'appelle comme ça pour simplifier - donc du côté de l'infrastructure fossile dans les réseaux autonomes devrait être balancé par un dollar consenti à la mise en place d'une infrastructure énergétique soutenable à terme qui permette de réduire massivement la consommation de carburant fossile.

Les propositions d'investissement avancées par le Distributeur pour la communauté d'Akulivik, par exemple, il s'agit de la construction d'une nouvelle centrale, il faut bien quand même le dire, ne vont pas précisément dans la bonne direction à ce niveau, dans le sens où si on fait le coût global actualisé par abonné dans cette communauté-là du coût d'investissement plus les coûts actualisés de la consommation de pétrole pour la fabrication d'électricité, sur les vingt-cinq (25)

ans, on arrive à un montant qui dépasse deux cent cinquante mille dollars (250 000 $) par abonné.

Je n'ose même pas imaginer qu'on puisse envisager des projets comme ça sur le grand réseau du Québec sans avoir des cris mais on va dire ça comme ça. Je n'ose pas imaginer ce que ça pourrait faire. Donc...

Et puis, le plan deux mille onze, deux mille vingt (2011-2020) prévoit énormément d'investissements diesel sur les dix (10) prochains années dans les réseaux autonomes. En fait, si on regarde de deux mille neuf (2009) à deux mille vingt (2020), tous les villages du Nunavik en particulier vont avoir des augmentations de puissance. Certains en ont déjà eu, certains en ont cette année, d'autres villages en auront de nouveau également. Et tous sauf le village de Quaqtaq qui n'a pas bougé depuis deux mille deux (2002) et qui ne bougera pas vraisemblablement avant pas mal d'années.

Or, ce village, Quaqtaq, était le premier village qui avait figuré dans la première recommandation de réalisation d'un premier projet de jumelage éolien-diesel. C'était en mil neuf cent... je remonte un peu là, mais... mil neuf cent

quatre-vingt-seize (1996), dans un rapport qui est mentionné à la référence... référence V, cinq en chiffre romain, donc à la page 46 de mon rapport et qui s'intitulait « Analyse sommaire des possibilités de production électrique par la ressource éolienne et hydraulique dans les quatorze villages Inuit du Nouveau-Québec », un rapport d'Hydro-Québec.

Donc, je reconnais, bien sûr, qu'il faut périodiquement remplacer les équipements qui ont atteint leur durée de vie utile, mais au moment de réinvestir, il arrive que les certitudes d'hier doivent considérer des solutions nouvelles. Certaines solutions mises en place ailleurs, et parfois depuis longtemps - j'ai commencé mon rapport avec l'exemple de la Communauté de Fair Isle dans les îles Orkney qui montre la voie à suivre. Ça a été quand même un projet qui a commencé en mil neuf cent quatre-vingt-quatre (1984), quatre-vingt-cinq (85).

Alors, oui, il y avait une architecture un peu inhabituelle, si on veut, mais ça fonctionne toujours et de façon tout à fait rentable. Donc, il y a lieu de s'inspirer de ces exemples-là.

Donc, pour terminer sur la question du coût

d'opportunité, je considère que, dans ce contexte d'approvisionnement fossile prohibitif qui se manifeste pour les prochaines années, il faut faire quelque chose. Et le Distributeur doit être en mesure de comparer des scénarios jumelage éolien-diesel et le scénario hybride sur une base technico-économique rigoureuse.

Les risques financiers associés aux choix technologiques se reflètent dans le coût global actualisé des services énergétiques fournis sur la durée de vie des projets d'investissement consenti. Et il s'agit dorénavant de mesurer les risques financiers du paradigme tout diesel en regard de scénarios hybrides alternatifs qui privilégient la mise en valeur de ressources énergétiques locales les plus rentables et l'utilisation des électrotechnologies commerciales les plus avantageuses et les moyens de gestion qui donnent priorité au carburant gratuit plutôt qu'au carburant coûteux.

11 h 20

Cette opinion s'appuie sur les enjeux qui sont à la fois d'ordre économiques, structurels, technologiques, sociaux et environnementaux. Et je ne vous ferai pas la liste, je ne vous ferai pas

l'injure de relire tout ce que j'ai écrit là-dessus, mais c'est vraiment une série d'enjeux qui sont intimement reliés et qui obligent effectivement à revoir, repenser l'architecture de ces réseaux.

Un premier constat donc l'accroissement du coût du carburant diesel, c'est une tendance lourde et puis encore une fois j'ai trouvé hier juste en m'amusant à chercher les différences entre le coût du carburant lourd utilisé aux Îles-de-la-Madeleine versus le carburant diesel au Nuvavik.

Les courbes de l'Agence américaine de l'information énergétique qui montrent très clairement que les prix sont à la hausse comme je disais, les volumes sont à la baisse. Donc on a un scénario catastrophe devant nous là. On peut construire des nouvelles centrales diesel, mais peut-être que le fuel pour mettre dedans va coûter des fortunes. Donc je ne sais pas comment on règle ça autrement qu'en réfléchissant à des nouvelles façons de faire et il y a des exemples de ça.

Et bon bien toutes ces tendances sur les prix pétroliers évidemment le pic pétrolier, le printemps arabe, la division entre les pays producteurs, les transferts massifs de capitaux,

les majors de l'industrie pétrolière vers les gaz et pétroles de shale dans un marché continental, la demande structurelle à la hausse, les pressions à la hausse sur les prix.

Je crois que le scénario moyen de croissance des prix du Distributeur en réseaux autonomes inclura désormais une croissance structurelle qui est marquée à cause de tous ces éléments-là pour le coût des approvisionnements en carburant diesel et incluant le carburant utilisé aux Îles-de-la-Madeleine, une croissance donc qui se démarque complètement des prévisions passées.

Il y a aussi un autre élément qui parle au niveau de l'historique du jumelage éolien-diesel dans l'annexe que j'ai préparée et qui raconte un peu l'histoire du leadership qu'Hydro-Québec a exercé dans ce domaine au niveau de la mise au point de recherche et développement, démonstration de scénario jumelage éolien-diesel qui ont été semés ailleurs dans le monde, y compris vers l'Alaska et vers Terre-Neuve ou qui utilisent ces principes.

Alors, c'est un peu étonnant en fait pour moi je le dis simplement comme ça de voir que le Distributeur en est actuellement à considérer des

projets pilote à faible pénétration malgré le fait qu'il existe plusieurs contracteurs expérimentés commercialement dans le domaine du jumelage éolien-diesel haute pénétration aujourd'hui.

Donc ça c'est les constats généraux. Maintenant quels sont les pièges du statu quo tout diesel. Et bien en particulier pour le Nunavik, si on accepte l'idée d'un nouveau cycle pétrolier international où des hausses récurrentes et graduellement croissantes sont à prévoir, il faut également admettre que la politique tarifaire dissuasive actuellement en vigueur dans les réseaux autonomes et surtout au Nunavik parce qu'ailleurs c'est un peu différent quoi, cette politique ne saurait constituer encore très longtemps un obstacle crédible pour gérer efficacement la problématique structurelle des approvisionnements énergétiques pétroliers futurs dans les réseaux autonomes. La hausse structurelle des coûts de carburant a un impact direct sur le budget familial des résidents du Nunavik.

Cette réalité économique oblige donc à réfléchir à de nouveaux scénarios énergétiques tant du côté de l'offre que de la demande qui remettront bientôt en question même l'interdiction du

chauffage électrique dans un contexte où la mise en valeur de ressources énergétiques locales deviendrait plus économique que la solution tout diesel traditionnel.

J'ai donné un exemple dans le, l'exemple de la, enfin on y reviendra tantôt du village de Chaninik, du groupe Chaninik en Alaska où les prix du chauffage à l'huile, de l'huile à chauffage sont devenus tellement élevés qu'il y a des alternatives éoliennes infiniment plus rentables qui sont mises en place avec des systèmes de bloc de stockage bi-énergie et qui permettent de réduire le coût du budget familial de chauffage.

Là-bas ils couvrent leurs frais au complet. Bon ici la tuyauterie financière pour voir à tous les besoins énergétiques est assez complexe, on n'entrera pas dans ça évidemment, mais il y a donc des solutions électriques qui permettent de fournir des besoins de chauffage de base à des coûts inférieurs à ce que l'huile à chauffage permet. Alors ça on ne pourra pas indéfiniment éviter ces questions-là. Et ça je crois qu'on est rendu là quoi.

Donc il y a une tendance lourde d'une croissance accélérée du coût du carburant qui

devrait avoir un impact direct sur les coûts de programmes incitatifs de chauffage à l'huile, la compensation mazout a coûté dix point six millions (10,6 M) en deux mille neuf (2009) aux Îles-de-la-Madeleine. Ça va s'accélérer, ça va continuer à la hausse.

Et ça contribue directement à la hausse du déficit d'exploitation. D'autres programmes de remboursement d'une partie des coûts du mazout sont actuellement en vigueur à Anticosti, au Nunavik qui vont être affectés également. Aux Îles-de-la-Madeleine notamment où aucun tarif dissuasif n'existe, le maintien de la structure tarifaire actuellement pourrait également provoquer une croissance effective de la demande d'électricité.

Déjà le Distributeur dit qu'il y a au moins trente-cinq pour cent (35 %) des abonnés qui bon sont abonnés à l'électricité puis voilà. C'est vrai qu'ils ont peut-être le droit, mais cette électricité-là maintenant il faut penser qu'elle pourrait provenir d'autres sources que du pétrole.

Et ça c'est une idée intéressante parce que je ne disconviens pas du droit que les Madelinots ont comme les gens du Nunavik d'ailleurs d'avoir de l'électricité pour leur chauffage, mais il faut

trouver le moyen de le faire de façon plus économique que ce qu'on fait actuellement. Et le jumelage à haute pénétration c'est un exemple de ça. Voilà donc.

11 h 26

S'il n'y a aucun tarif dissuasif, le maintien de la structure tarifaire actuelle va provoquer donc une croissance effective de la demande d'électricité. Les gens vont aller vers ça s'il n'y a pas d'autre incitatif à faire autrement.

On imagine bien les paradoxes économiques auxquels les variantes tarifaires en vigueur dans les réseaux autonomes peuvent désormais donner lieu et ce qu'elles pourraient signifier au plan des déficits anticipés. Alors, thermodynamiquement, c'est un peu ça que j'ai expliqué un peu plus tôt, même la question du chauffage à l'huile donc devient problématique.

Si le coût du chauffage à l'huile atteint quinze cents (15 ¢) par kilowattheure thermique, donc on parle au niveau énergétique en combustion du carburant, ça revient à quinze cents (15 ¢) du kilowattheure thermique et qu'on peut faire de l'éolien à des prix moindres que ça, bien, il faut tirer les conclusions qui s'imposent.

Et en deux mil trente (2030), ce sera vingt-cinq cents (25 ¢) le kilowattheure thermique. Ça, c'est pour le Nunavik. Aux Îles-de-la-Madeleine, on prend peut-être quatre-vingt pour cent (80 %) de ces coûts-là, soixante-quinze , quatre-vingt pour cent (75 %-80 %), selon les prix du marché courants. C'est quand même significatif là. Aux Îles-de-la-Madeleine, on a quand même les régimes des vents les plus intéressants au Québec.

Cette réalité des coûts de chauffage fait déjà vaciller toute la logique de planification du secteur électrique en réseau autonome puisque des alternatives technologiques offrent désormais des possibilités concrètes rentables de réduire la pression exercée sur le budget carburant des résidants du Nunavik et l'amélioration aussi du bilan net dans d'autres réseaux autonomes.

Bon. Je vous ai parlé un peu du projet de Chaninik où des gens... En fait, c'était un exemple assez intéressant d'acceptabilité sociale parce que là c'est les gens qui ont décidé qu'ils voulaient avoir de l'éolien pour... et des technologies qui permettent... biénergies qui permettent de l'accepter comme alternative au coût de carburant de chauffage qui était devenu trop élevé pour eux.

Alors, il y a plein d'initiatives qui sont prises comme ça.

Un exemple plus récent aussi, à l'Île de Kodiak en Alaska, on a installé des éoliennes commerciales, modernes, qui produisent à un coût de sept cents (7 ¢) du kilowattheure. On n'arrive même pas à ça aux Îles. La même chose pour...

Le schéma de la page 15, on parle beaucoup des questions de pénétration éolienne. À la page 15, bon, c'est un schéma qui a été sur-utilisé dans toutes sortes de présentations, mais qui explique un peu les éléments d'un système de jumelage éolien-diesel à haute pénétration. Je crois que c'est important de prendre peut-être trois, quatre minutes pour l'expliquer. Je ne crois pas l'avoir fait en énormément de détails dans le rapport, mais...

Grosso modo, dans la partie qui est en orange sur la gauche, c'est les éléments de production, donc le diesel, les éoliennes. Du côté droit, on a les éléments d'utilisation, la consommation, donc la demande du village, plus une charge secondaire. Alors, ces charges secondaires-là, qu'on appelle « charges de lissage », ont comme fonction d'équilibrer la production et la demande.

Donc, il n'y a pas de problème à ce que la variabilité éolienne amène une fluctuation dans l'input énergétique, en autant qu'on a quelque chose pour balancer du point de vue consommation, de sorte que la fréquence du réseau est maintenue.

Évidemment, il faut aussi des éléments de décision en termes de programmation logique de l'exploitation pour s'assurer qu'on fait toutes les bonnes transitions entre les différents modes de fonctionnement du système. Mais, j'attire votre attention sur les charges secondaires, on les appelle « secondaires ».

On peut rejeter toute cette énergie, mais on peut l'utiliser. Elle a une valeur économique si elle vient remplacer du carburant qui irait, par exemple, qui serait consommé autrement pour chauffer de l'eau dans les maisons, par l'huile, évidemment, ou chauffer des espaces.

Alors, dans ces surplus énergétiques électriques, il y a donc un potentiel de valorisation. Évidemment, il faut investir dans des... dans des dispositifs qui permettent de les exploiter, mais il y a véritablement un potentiel économique important et puis un potentiel de changement dans les façons d'aborder la question

des approvisionnements énergétiques dans le Nord.

Donc, finalement, au niveau tarifaire, bon, essentiellement, l'équation tarifaire a été fondée sur une présomption de stabilité à long terme des prix du carburant. Cette hypothèse ne tient plus, elle doit être repensée à la lumière des impacts socio-économiques profonds qu'amène la nouvelle réalité d'un contexte de croissance accélérée, hors inflation, des coûts d'approvisionnement en carburant fossile et la réalité de solutions technologiques commerciales. Là je parle de production renouvelable, mais aussi d'utilisation de technologies commerciales, de coût global actualisé inférieur au coût de carburant de production d'électricité.

Encore une fois, je vous invite à lire peut-être, à la page 28, le cas du projet de Chaninik qui, moi, m'a frappé particulièrement en faisant le balisage des choses. C'est des projets véritablement qui montrent, noir sur blanc, la réalité de prix de carburant fossile intenable, quoi. Donc, il y a besoin de nouvelles stratégies énergétiques.

Dans tous les cas de figure, le contexte suggère l'adoption d'un programme de réduction

massive de la consommation de carburant dans les communautés où le Distributeur est actif. Et je vous ramène encore au tableau 9 du Distributeur. Il y a des... par divers raccordements, par exemple, en Haute-Mauricie, sur la Basse Côte-Nord, où on parle de cent pour cent (100 %) des réductions de CO2. On imagine que les raccordements se font par des centrales hydrauliques.

Aux Îles-de-la-Madeleine, on parle aussi d'un potentiel de cent pour cent (100 %) de réduction des émissions de gaz à effet de serre, dans un tableau. Quarante-six pour cent (46 %) au Nunavik.

J'ai un peu de difficulté à voir l'échéancier de réalisation avec des objectifs comme ça. Il faudrait qu'ils soient chiffrés peut-être en leur donnant un horizon temporel plus précis parce que c'est un horizon pour le moment qui semble plutôt lointain.

Donc, comme je l'ai dit, au niveau tarifaire, il y a un problème qui se présente. C'est que même le chauffage électrique qui constitue une hérésie thermodynamique en principe, au Nunavik ou aux Îles-de-la-Madeleine, qui sont dominés par un paradigme carburant fossile, ça

devient une option viable dans un contexte où les technologies compétitives de production d'électricité renouvelable sont commercialement disponibles et peuvent être pleinement exploitées à travers des variantes de dispositifs de consommation biénergie. Nous en sommes là d'un point de vue efficacité économique.

Clairement, ce virage dans les modes de planification des infrastructures exigera une concertation serrée entre les acteurs énergies des communautés isolées. Il est clair pour moi que, sans le leadership du Distributeur, il sera impossible d'y parvenir, impossible.

11 h 35

Donc, impossible d'y parvenir, oui, sans la participation, sans le leadership du Distributeur, car il s'agit de minimiser la consommation de carburant fossile en privilégiant la production d'équipement à coût de carburant nul, comme l'éolien ou comme l'hydraulique, parce que ces alternatives sont examinées dans certains villages au Nunavik à l'heure actuelle.

Donc, grosso modo, pour y parvenir, il faut un objectif, c'est que le carburant énergétique gratuit disponible localement doit avoir une

priorité d'exploitation sur le carburant fossile importé. Et du côté utilisation, bien, le chauffage électrique, à partir des surplus de production éolienne, comme je l'ai expliqué tantôt, doit faire partie intégrante des scénarios d'exploitation.

Toutes les alternatives de substitution énergétique tant du côté de l'offre et de la demande permettant de contribuer à réduire cette dépendance doivent être examinées rigoureusement. Il n'est plus possible de négliger les possibilités offertes par des scénarios d'ingénierie novateur. On en a présenté quelques exemples dans le rapport. Mais du côté de l'offre, les centrales éoliennes, il y a des diesels qui sont conçus pour une exploitation à bas régime. Des groupes sont disponibles commercialement là-dessus.

J'ai donné la référence, une référence à un tel item dans mon rapport de la compagnie Power Corp. Ils vendent des containers avec des diesels qui sont spécifiés, qui sont... dont l'ingénierie est faite pour opérer à sept pour cent (7 %) de charge pendant quinze (15), vingt (20) ans. C'est des réalités qui existent ça.

Je constate par ailleurs que, pendant l'audience, on a appris qu'aux Iles-de-la-

Madeleine, il y avait une augmentation de demande, une augmentation de capacité diesel de cinq mégawatts (5 MW) qui était prévue bientôt pour soi-disant à la fois jumeler les problématiques associées aux nouvelles éoliennes qui arrivent et à une croissante demande. Bien, il y aurait peut-être des trucs à exploiter du côté du potentiel de groupe diesel à bas régime de puissance.

Donc, du côté de la gestion des mouvements d'énergie en exploitation, donc il faut penser utilisation d'énergie excédentaire de la production éolienne, commande de charge secondaire, gestion de la pointe, déplacement de la pointe, écrêtage, optimisation de rendement des groupes diesels. Il y a plein d'électrotechnologies habilitantes pour de tels scénarios d'exploitation. On parle, oui, efficacité énergétique, économie d'énergie, bien sûr, mais au niveau résidentiel, il y a des unités de chauffage biénergie, programmables, délestables, à commande numérique, et même des véhicules électriques qui sont utilisés à certains endroits.

Bon. Dernière section, j'ai essayé de parler des différents scénarios, outils, leviers économiques qui existent. Je crois qu'il faut examiner de manière critique le coût d'opportunité

d'investissement qui permettrait donc, qui permettrait de concrétiser les scénarios d'infrastructures novateurs qui sont devenus incontournable. Il y a des dimensions technologiques opérationnelles tarifaires qui doivent définir ce cadre technoéconomique novateur sans menacer la sécurité des approvisionnements énergétiques, évidemment, mais en visant un moindre coût global pour l'ensemble des abonnés.

Pour demeurer en contrôle du déficit d'opération annuelle, il n'y a pas guère d'autre choix. On ne peut plus compter sur des solutions toutes faites, diesel, parce que la réalité de ces approvisionnements-là fait que ça ne peut plus continuer, quoi. On voit déjà que sur... Enfin, vous pourrez peut-être consulter les pages graphiques de l'Agence de l'information énergétique américaine où on voit les graphiques qui s'en vont, beaucoup de volatilité et puis une vague de fond qui va vers des hausses de prix.

Mais je ne discuterai pas trop de la politique jumelage éolien-diesel qui diffère entre les Iles-de-la-Madeleine et le Nunavik au niveau des choix d'implantation du Distributeur. Mais il y a une nette différence entre les deux aussi, comme

il y en a une au niveau tarifaire. Bien, ça, c'est aussi un élément qui aurait avantage probablement à être concerté ou unifié, si on peut dire.

Alors, au niveau du coût d'opportunité, la première approximation, si on disait que, si on permettait que cinquante pour cent (50 %) de l'investissement en capital d'une nouvelle centrale projetée est cinquante pour cent (50 %) du coût global actualisé de la facture de carburant associé à la production pendant la durée de vie de cette centrale soit jumelé pour imaginer un projet hybride susceptible de réaliser une réduction de cinquante pour cent (50 %) de carburant, on aurait peut-être là un projet qui permettrait de lancer le virage dans un cadre logique de planification des réseaux autonomes et peut-être que ce serait le coup d'envoi d'une évolution bénéfique à tous les abonnés du Distributeur.

Parmi les leviers donc, on parle utilisation et mise en valeur maximale des sources d'énergie locales et à la fois aussi de l'efficacité énergétique et des économies d'énergie, évidemment. Mais il y a des efforts de faits par le Distributeur là-dessus clairement. Mais il y a des choses encore à faire sûrement.

L'éolien présente notamment les meilleures perspectives de rentabilité commerciales pour contribuer à une réduction massive de la dépendance aux carburants importés. La production éolienne est compétitive. Elle peut générer de forts volumes d'électricité de substitution, à la fois pour remplacer l'électricité de base et au niveau électricité secondaire du carburant de chauffage.

Il y a des flexibilités d'exploitation des apports énergétiques locaux à travers l'intégration de technologies d'utilisation biénergie, paramétrable, à commande numérique, l'intégration de technologies de communication, de monitoring, de commande en réseau pour la gestion temps réel de l'équilibre offre-demande du réseau.

Alors voilà, il y a donc gestion de la pointe, écrêtage de pointe qui permettrait aussi de réduire les exigences un peu sévères du critère de fiabilité en puissance qu'on retrouve considérant les options qui existent du côté gestion de la demande. Mais d'autres en ont parlé.

On se trouve ici dans l'univers de planification du réseau intelligent pour lequel le Distributeur se prépare puisqu'il a annoncé l'achat de plusieurs millions de compteurs pour le réseau

intégré. Des projets pilotes sont prévus en deux mille douze (2012) dans trois villes du Québec. Mais pourquoi, ça, c'est une question que je pose, pourquoi aucun des réseaux autonomes desservis par le Distributeur n'a été retenu comme site pilote pour de tels projets puisque c'est là qu'il permettrait les apprentissages opérationnels les plus intéressants?

Vous pouvez voir à la page 32 de mon rapport un diagramme fonctionnel justement d'un tel système qui est en voie d'implantation, en Alaska, avec des technologies comme ça gérées à travers un mode de réseau intelligent en communication, en échange d'informations. C'est des choses qui se font commercialement couramment. Donc, il y aurait peut-être dans des petits villages des possibilités très intéressantes de projets pilotes à cet égard.

Au niveau de la tarification dissuasive versus incitative. Mon collègue, monsieur Paquin, a mentionné tantôt les résultats du programme d'autoproduction, de mesurage net du Distributeur dans le réseau intégré qui sont assez maigres, en fait. Mais ils attireraient peut-être un engouement bien différent dans les réseaux autonomes où le coût évité en carburant constitue de facto le seuil

concret de la compétition économique. Alors, ce serait une alternative de type incitatif qui pourrait certainement donner des résultats surprenants, quoi.

Alors, voilà, il faut comparer les perspectives financières des investissements à partir d'analyses bénéfices, coûts bénéfices comparatives des options système hybride versus tout diesel. On parle ici d'architecture, d'ingénierie, de coût d'implantation à service équivalent. Ces options doivent mettre de l'avant des variantes de scénario d'exploitation à bas régime des groupes diesels et de valorisation de l'électricité excédentaire.

Je termine ma présentation dans trois minutes. Et je voudrais quand même vous montrer à la page 19 un exemple de l'impact sur la valeur actualisée nette d'un projet. Le graphique qui est là représentait, est tiré de la référence 2. Ça, c'était l'étude de deux mille quatre (2004) tirée de l'audience 3550-2004, HQD-5, Document 1, annexe 1 datée de décembre deux mille quatre (2004). Alors c'était l'analyse économique pour Inukjuak et vous remarquerez la ligne rouge verticale qui montre le déplacement de valeurs actualisées nettes pour une

valeur de cinq cents (5¢) du kilowattheure accordés à l'énergie excédentaire. Et ça faisait monter la valeur actualisée nette, ça donnait deux point cinq millions (2,5 M$) de valeur de plus d'un coup.

11 h 44

Alors, il faut nécessairement trouver des façons d'intégrer ça ces choses-là. Il y a un coût pour aller chercher ce cinq cents (5¢) du kilowattheure-là. Mais, commercialement, étant donné le catalogue de produits qui existent aujourd'hui, je crois qu'il y a des possibilités.

Donc, en conclusion, en émettant aujourd'hui les avis qui concluent ma présentation de ce rapport d'expertise, je tiens à dire qu'il ne saurait en aucune façon constituer quelque sorte de blâmes que ce soit envers le personnel du Distributeur qui relève chaque année le défi, et je sais que c'en est clairement un, d'alimenter en électricité les communautés isolées où on rencontre les conditions climatiques les plus rudes de tout le Québec.

Je tiens à dire ici, et je vous prends à témoins de ma déclaration à cet égard, Messieurs les Régisseurs, que j'ai le plus grand respect pour le travail difficile et exigeant que cela exige et

qui est accompli, bon an mal an, par le personne d'Hydro-Québec pour assurer un approvisionnement de qualité dans tous les réseaux autonomes du Québec.

Le chapitre 3 du rapport présente un résumé des principaux constats technico-économiques qui justifient le ré-examen des déterminants actuels des décisions d'investissements du Distributeur dans les réseaux autonomes.

À titre d'expert reconnu devant la Régie dans ce dossier et au meilleur de mon jugement d'ingénieur spécialiste des énergies renouvelables et de leur intégration dans les réseaux électriques depuis vingt (20) ans certainement, l'analyse du dossier en deux mille onze (2011) m'a conduit à la conviction que les réseaux autonomes se trouvent aujourd'hui dans une problématique d'approvisionnement énergétique qui mène à un cul-de-sac financier et que cet état de fait est récurrent et d'origine structurelle et qu'il ne fera que s'amplifier si rien n'est fait pour y faire face avec toute l'imagination et la rigueur dont les ingénieurs d'Hydro-Québec sauront démontrer dans la réalisation des missions technologiques difficiles qui leur ont été confiées et qui pourraient leur être confiées à cet égard.

Dans le cadre du mandat de balisage et d'examen des activités du Distributeur en matière de réseaux autonomes qui m'a été confié, je vous réitère donc, Monsieur le Président, Messieurs les Régisseurs, que les recommandations suivantes, entérinées par le Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec, ont été faites suite à la lecture du rapport d'expertise que j'ai réalisé, et je vous les lis pour terminer ma présentation.

À la lumière des informations fournies dans le dossier Akulivik concernant notamment le coût du carburant, le RNCREQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de mettre à jour le rapport sur le jumelage éolien-diesel pour les réseaux du Nunavik et des Îles-de-la-Madeleine. Ça c'était le rapport qui a été fait en deux mille huit (2008). Aux fins de la présente recommandation, les variantes des paramètres d'exploitation que j'ai évoqués tantôt à l'effet de diesel à faible niveau de puissance, l'utilisation d'énergie excédentaire dans des charges distribuées au niveau résidentiel serait essentielles et devront faire partie intégrante de la mise à jour de l'étude, l'analyse coût-bénéfice des projets de

jumelage éolien-diesel à haute pénétration.

Deuxièmement, selon les résultats de cette mise à jour, la Régie devrait ensuite demander au Distributeur de définir une stratégie pour le déploiement de la technologie JEDHP, donc dans les réseaux autonomes de façon à réduire massivement la consommation de carburant et à contrôler la spirale infernale dans laquelle se dirige actuellement le déficit opérationnel des réseaux autonomes.

Le RNCREQ suggère à la Régie de demander au Distributeur de déposer cette stratégie pour approbation par la Régie avant la fin de l'année deux mille onze (2011).

Voilà qui complète ma présentation. Merci de votre patience.

Me ANNIE GARIÉPY :

Donc, Monsieur le Président, les témoins seront disponibles pour être contre-interrogés.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Gariépy. Est-ce qu'il y a des intervenants dans la salle qui veulent contre-interroger les représentants, les témoins du RNCREQ? Ça me semble tranquille. Hydro-Québec, est-ce que vous avez des questions?

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER :

Oui, Monsieur le Président, j'ai quelques questions, quelques courtes questions.

Q. [11] Monsieur Saulnier. Je sens que ça va aller mal que je me mette à parler de villages du Nord du Québec. Alors, je voudrais simplement reprendre sur votre conclusion, parce qu'il est quand même, en fait il m'est apparu de la preuve du Distributeur qu'il allait de l'avant, qu'effectivement il constatait certains retards, mais qu'il allait de l'avant et qu'il avait des projets qui étaient en place. Et si j'oppose ça à votre conclusion et que je vous demandais qu'est-ce qui est important aujourd'hui, est-ce que c'est de faire une nouvelle étude ou c'est d'aller de l'avant avec des projets compte tenu des ressources limitées qu'on a en planification? Qu'est-ce qui est selon vous le plus important?

M. BERNARD SAULNIER :

R. Bien, encore une fois je vous laisse répondre à cette question parce que mes observations, enfin les conclusions de ce rapport... C'est difficile pour moi de commenter sur les limites du personnel que vous avez. Enfin mes préoccupations viennent beaucoup de cette croissance du déficit d'exploitation. Ce n'est pas une problématique

nouvelle, ça existait déjà dans les années quatre-vingt-cinq (85), quatre-vingt-six (86) quand les travaux ont commencé sur le développement de ces technologies-là. C'était inscrit dans le plan stratégique d'Hydro-Québec, c'était les orientations qui nous avaient servi à l'époque pour initier tous les travaux sur le jumelage à haute pénétration.

Maintenant que toutes les étapes de recherche, démonstration, développement, démonstration ont été faites, qu'il y a eu des applications commerciales de ces trucs-là, bien je crois que c'est très important, oui, d'aller de l'avant. Absolument, c'est très important d'aller de l'avant.

Maintenant, il y a plusieurs façons d'aller de l'avant quoi. Et je crois que, bon, il y a une annexe dans ce rapport qui raconte un peu l'historique de tout ça. Et puis je crois qu'il est légitime de s'interroger sur le rythme d'avancement, oui. Si ça répond à votre question, je ne sais pas, je ne peux pas commenter davantage que ça.

Q. [12] Tout à fait.

R. Mais voilà c'est un peu l'idée que j'ai essayé

d'exprimer.

Q. [13] Je vous remercie. Vous avez été reconnu expert en énergies renouvelables et énergie éolienne. Votre CV est assez éloquent là-dessus. Par contre, votre CV est assez court et je comprends que vous êtes aussi un consultant pour des firmes qui sont impliquées dans l'implantation de jumelage éolien-diesel?

R. C'est mon rayon d'expertise. Je suis ingénieur. Je ne sais pas qu'est-ce que vous voulez, qu'est-ce que vous voulez dire là-dessus? Oui?

Q. [14] Oui, votre réponse je veux simplement que vous me disiez oui ou non.

R. Absolument, oui oui. Tout à fait.

Q. [15] Je comprends également que vous étiez, et là je ne vous demande pas de donner de noms puisqu'il peut y avoir un caractère confidentiel et je le comprends très bien. Mais je comprends également que vous êtes membre ou vous étiez membre de l'équipe, d'une équipe d'un consortium qui a soumis sa candidature, laquelle n'a pas été retenue dans le cadre de l'appel de propositions pour le village de Kangiqsualujjuaq?

R. Oui.

Q. [16] Oui?

R. Tout à fait.

Q. [17] Je vous remercie.

R. Je ne vois pas du tout ce que ça vient faire dans ce questionnement-là. En fait ça fait affaire à mes activités professionnelles je crois.

Q. [18] Oui, j'en conviens.

R. Hein! Vous êtes d'accord?

Q. [19] Oui oui, ça fait partie de vos activités professionnelles.

R. Parfait. Excellent.

Q. [20] Mais je crois que c'est le type d'information qu'il est important d'avoir dans le contexte d'un dossier comme celui-ci.

Je vous amène maintenant à la page 42 de votre expertise, et je vous amène au dernier paragraphe que je vais lire pour les fins des notes sténographiques où vous dites :

> Sur la base du critère du coût évité, une telle recherche active d'option pour le Nunavik ne serait-elle pas devenue la seule garantie crédible d'une réelle sécurité des approvisionnements à long terme? Ne serait-il pas tout à fait justifié d'en donner le signal à l'occasion

> d'une décision qui doit statuer sur la prudence des investissements qu'il convient désormais de consentir au Nunavik?

Et ça se poursuit dans le même ordre d'idées, et nous sommes dans la section qui porte sur Akulivik. Est-ce que je dois conclure qu'il s'agit là de votre conclusion sur cette section qui porte sur Akulivik?

R. Ce sont des questions.

11 h 54

Q. [21] Ce sont des questions mais est-ce que c'est la conclusion de votre section dans votre rapport?

R. La conclusion de cette section c'est :

> Nous croyons fermement qu'un virage s'impose désormais sur le plan technicoéconomique au vue de la réalité des projets documentés dans ce rapport.

C'est à la page 43.

Q. [22] O.K. Et pour le paragraphe dont je faisais mention, il s'agit simplement de questions que vous vous posez?

R. Bien, oui, j'ai soulevé des questions. Et c'est indiqué d'ailleurs que nous croyons que la décision

que rendra la Régie sera lourde de conséquences.

Q. [23] O.K.

R. Mais, bon...

Q. [24] Monsieur le Président, à la lumière de ce paragraphe-là que j'ai relu hier soir, je demande le rejet de la section complète qui porte sur Akulivik parce que, ici, on déborde nettement du dossier et de l'expertise. On tente d'influencer la Régie sur un dossier qui est présentement en délibération et ça me préoccupe beaucoup. Évidemment, je ne demande pas de décision tout de suite, je l'aurais plaidé dans ma plaidoirie, mais je vous avise tout de suite que ça fera partie de ma plaidoirie que cette section ne soit pas considérée par la Régie dans le présent dossier.

Alors, ça termine mes questions, Monsieur le Président. Merci, Messieurs.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Fraser. Pas de question, Maître Fortin. Oui.

Me PIERRE R. FORTIN :

Je n'ai pas de question, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

D'accord. Monsieur Carrier.

INTERROGÉS PAR M. RICHARD CARRIER :

Q. [25] Bonjour aux Membres du Panel. Mes questions vont s'adresser principalement à monsieur Paquin. Concernant l'entente globale de modulation, vous avez mentionné que la position du RNCREQ est qu'elle est peut-être non nécessaire, trop imprécise en tout cas pour l'approuver comme telle.

Est-ce qu'on doit comprendre que votre position, c'est que la Régie pourrait conclure qu'il y a moyen de se passer complètement de l'entente et que, ce faisant, la suffisance et la fiabilité des approvisionnements seraient quand même assurées et que l'optimalité des coûts du Plan d'approvisionnement pour les trois prochaines années serait assurée? Est-ce que vous pourriez élaborer un peu sur cette dimension?

M. PAUL PAQUIN :

R. Je pense que ce que l'on veut exprimer, c'est que, en considérant les besoins, c'est-à-dire les besoins techniques, les besoins d'alimentation de la charge, on ne voit pas l'utilité, c'est-à-dire il y a moyen de passer à côté.

Mais, par contre, sur le plan économique, c'est là qu'on n'a aucune valeur. Donc, on dit, sur le plan... sur le plan uniquement du bilan énergie-puissance, on pense qu'on pourrait s'en passer.

Maintenant, est-ce que quand on met les coûts à ça, et dépendant évidemment des conditions qui pourraient être négociées, là peut-être, comme on dit, s'il y a une présentation, une requête qui est présentée à la Régie et si, selon les informations qu'il peut y avoir là, peut-être que ça peut être quelque chose d'intéressant sur le plan financier, mais le besoin technique ne nous apparaît pas prépondérant. Je ne sais pas si ça répond?

Q. [26] Merci. Comme deuxième question, vous avez abordé la recommandation pour l'électricité patrimoniale, que la Régie donne un avis au gouvernement. Juste pour bien comprendre votre position, est-ce que vous suggérez que la Régie donne un avis sur la base du présent dossier versus tenir un dossier et ensuite donner un avis ou demander la permission de tenir un dossier? Pourriez-vous élaborer sur cet aspect?

R. Bien, effectivement, je pense que le principe d'un avis peut être... il est là, mais de quelle façon procéder pour le faire... Peut-être que ce serait mieux effectivement d'avoir une requête où il y aurait beaucoup plus d'informations qui pourraient être échangées et à ce moment-là, la recommandation

ou ce qui pourrait avoir dans l'avis pourrait être quelque chose de différent de ce qu'on a suggéré. On a suggéré, disons que chacun des bâtonnets puisse être variable à plus ou moins deux pour cent (2 %) ou ça pourrait être trois pour cent (3 %) en tout cas. Ce sont des modalités. Il pourrait y avoir d'autres modalités aussi auxquelles on pourrait songer et qui pourraient faire partie d'un avis.

Donc, à ce moment-là, comme vous le suggériez, peut-être qu'une requête en bonne et due forme ou une... des séances techniques sur le sujet permettraient peut-être d'approfondir plus à fond cette question-là. Mais, il demeure que, à notre avis, l'avis du RNCREQ, il y aurait quelque chose à faire parce qu'il y a quand même des coûts assez importants, je pense, qui sont reliés à la non-utilisation.

Et je ne pense pas que c'était... c'était dans les intentions du décret. Les intentions du décret, je pense, qui étaient là, c'était que le Distributeur puisse utiliser les cent soixante-cinq térawattheures (165 TWh).

On s'aperçoit qu'avec les conditions actuelles, c'est, comme le Distributeur nous le dit

lui-même, malgré tous les efforts qu'il fait, il ne réussit pas à le prendre. Donc, de quelle façon modifier, de quelle façon s'arranger pour qu'il puisse les utiliser, c'est une solution.

Peut-être qu'une requête ou quelque chose comme ça pourrait amener d'autres façons de le faire et qui seraient peut-être meilleures que celle-là. Dans ce sens-là, ce serait peut-être la meilleure des choses.

Q. [27] Merci. Maintenant, comme troisième question, je vous amène sur la section des contributions des marchés de court terme en puissance. Vous faites mention que le Distributeur devrait mettre plus d'efforts sur certains... certaines solutions, notamment la disponibilité via l'Ontario et peut-être la disponibilité des quatre cents mégawatts (400 MW).

Quant à l'impact sur le report de la puissance additionnelle requise, est-ce que vous suggérez à la Régie de mettre de côté cette proposition du Distributeur de prévoir un appel de puissance additionnelle requise versus plutôt continuer à mettre plus d'emphase sur les autres moyens que vous suggérez?

R. Bien, pour cette chose-là, c'est qu'à partir du

moment où il y a une capacité supplémentaire, si on fait le bilan en puissance, on va s'apercevoir que, le besoin, il va être reporté plus tard dans le temps. Donc, à ce moment-là, la seule... la façon de réaliser quelle serait la meilleure solution, ce serait le choix entre acheter sur le marché court terme versus s'engager pour un achat sur, comme le Distributeur l'a mentionné, un achat de cinq ans, mais en sachant qu'il y a une possibilité supplémentaire sur le marché de court terme, donc ça donne un choix.

Si on va sur le marché court terme, actuellement, comme on nous a dit, c'est dix dollars (10 $) du kilowatt ou vingt dollars (20 $) du kilowatt hiver, je crois, donc comparer ça à une autre solution. Alors que si la disponibilité n'est pas là, on ne peut même pas faire de comparaison.

C'est que, à ce moment-là, avant... quand le Distributeur éventuellement aura une requête pour faire une demande d'approvisionnement pour la puissance sur une période de cinq ans, son point de comparaison à ce moment-là pourrait être une capacité supplémentaire de l'Ontario.

Et à ce moment-là, peut-être qu'on va être... on va connaître mieux aussi les résultats

des discussions, parce qu'il nous a mentionné qu'il était en discussion avec l'Ontario pour essayer d'améliorer les échanges. Et peut-être qu'à ce moment-là aussi ces conditions-là vont être mieux connues et ça va être plus facile d'avoir une meilleure vision de la situation, quoi.

Q. [28] Je vous remercie. Ça complète mes questions.

INTERROGÉS PAR LE PRÉSIDENT :

Q. [29] J'aurais peut-être une petite question pour monsieur Saulnier. Durant les audiences, on a eu un panel numéro 3, puis on avait des gens de la direction des réseaux autonomes que, à plusieurs reprises, vous avez identifiés comme les gens qui ont la main dans la pâte puis, hein, qui devraient savoir où est-ce qu'on va avec ça.

Ce que j'ai constaté dans la preuve, dans les discussions que j'ai eues avec mes collègues, les... cette présentation-là, j'ai vu d'abord qu'on a fait un petit historique des tentatives d'implantation de JED là dans ces réseaux autonomes-là, notamment au Nunavik. J'ai vu un historique « on prévoyait telle chose, ça n'a pas marché ». Puis, une des raisons qui est sortie souvent, c'est l'acceptabilité sociale. Qu'est-ce que vous en pensez? Est-ce qu'on a ce problème-là?

Écoutez là, on me dit à plusieurs reprises qu'on a un problème d'acceptabilité sociale. Est-ce qu'on peut croire à ça? Qu'est-ce que vous en pensez comme expert en réseaux autonomes?

12 h 02

M. BERNARD SAULNIER :

C'est une grande question, Monsieur le Président, l'acceptabilité sociale de l'éolien ça fait des problèmes même sur le grand réseau semble-t-il. Écoutez je peux vous répondre par un exemple que j'ai donné dans ma déposition tout à l'heure, à propos encore une fois un projet qui m'a frappé lorsque j'ai fait le balisage de certains projets en Alaska de cette communauté de gens dans une zone sud de l'Alaska qui devant disons la part du budget résidentiel qui était en train de croître sur les questions de chauffe simplement, en raison des hausses du coût du pétrole ont décidé qu'il faut faire quelque chose et qui ont décidé d'investir dans de l'éolien.

Bien ça c'est peut-être une réponse indirecte à votre question, je ne sais pas si elle vous satisfait, mais pour moi c'est très significatif de voir que des gens soudainement disent bien c'est dans un autre contexte que celui

du Québec évidemment, mais lorsqu'on parle de la réalité des coûts pour les gens qui doivent se démerder avec leur propre budget pour financer leurs besoins de chauffage qui deviennent excessifs, bien ils ont décidé d'investir dans des éoliennes et puis d'investir dans des systèmes de chauffage bi-énergie à la maison qui lorsque l'éolien fonctionne bien et avec du stockage là-dedans bien ça leur fournit, ça leur permet de rééquilibrer leur budget familial. C'est quand même, je ne sais pas s'il y a une acceptabilité sociale ou une intelligence monétaire, mais disons qu'il y a une combinaison intéressante des deux qui s'est faite dans ce projet-là.

Maintenant pour le nord je sais que si on remonte aussi loin dans l'histoire que le projet de la première éolienne de Kuujjuaq c'était il y a fort longtemps, quatre-vingt-cinq (85), quatre-vingt-six (86), j'avais été très frappé moi de voir que encore une fois c'est anecdotique, mais quelle valeur ça a, je ne le sais pas exactement.

Mais lorsqu'on arrivait à l'hôtel de Kuujjuaq qui s'appelait Fort Chimo à l'époque, et bien la première chose qu'on voyait en arrivant c'était une peinture qui avait été faite par les

gens de la place avec une éolienne en plein centre et puis les gens étaient très heureux de cette machine.

Au Nunavik généralement je crois que l'éolien est assez bien perçu, à Inukjuak ça avait été bien reçu. Maintenant il y a d'autres alternatives qui sont à l'étude à l'heure actuelle sur un projet hydraulique dont on ne connaît pas les coûts, mais j'aimerais certainement, je sais qu'il y a un intérêt pour l'hydraulique, mais au niveau du coût d'opportunité ça serait intéressant de voir des alternatives.

Il y a des images ici encore une fois j'ai une image que j'ai mise dans ce rapport qui montre la proximité des éoliennes dans un village, enfin encore une fois c'est quand même indicatif pour moi de, une sorte d'évolution dans les perceptions des ressources énergétiques qui peuvent contribuer économiquement à un meilleur équilibre économique dans les villages.

Que les gens réalisent que l'énergie ça coûte cher, donc il faut s'organiser pour essayer de trouver les moyens les moins chers de s'en procurer et puis bon on en arrive à une nouvelle notion du paysage énergétique au sens où on les

voit les éoliennes on ne peut pas les cacher, mais en même temps ils nous apportent quelque chose.

Bon l'acceptabilité sociale c'est beaucoup, je crois une question d'éducation aussi aux problématiques énergétiques, aux problématiques économiques. C'est une longue réponse à une question assez large, mais je crois personnellement qu'il y a des solutions à l'évolution des idées, oui, sur la perception qu'on a actuellement de l'éolien, mais je ne crois pas que ça fasse un problème particulier dans les communautés du Nunavik ou même des Îles-de-la-Madeleine.

Mais il y a eu un problème à l'Île-d'Entrée parce que bon c'était un autre essai qui a été fait au moment où c'était la communauté d'Inukjuak qui était ciblée pour le prochain projet éolien-diesel et il y a eu enfin je m'en souviens encore parce que j'étais témoin pour Hydro-Québec à l'époque.

Et voilà je crois qu'il peut y avoir des cas où dépendant de la façon dont les projets sont amenés, les résultats sont assez prévisibles quoi.

Q. [30] Une question large, effectivement. Merci, Monsieur Saulnier. Maître Gariépy, avez-vous des questions en réinterrogatoire?

Me ANNIE GARIÉPY :

Non, Monsieur le Président, vous pouvez libérer mes témoins.

LE PRÉSIDENT :

Donc Monsieur Paquin, Monsieur Saulnier, la Régie vous remercie de votre participation et vous libère. Prochaine étape, c'est entendre la preuve de Stratégies énergétiques, Maître Neuman, est-ce que, vous nous aviez annoncé quarante-cinq (45) minutes je crois de présentation de preuve. Est-ce que ça demeure encore dans?

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Oui, effectivement c'est à peu près de cet ordre de grandeur. Nous avons préparé une série de questions.

LE PRÉSIDENT :

D'accord. Donc la Régie va prendre une pause lunch puis on va être de retour à une heure dix (1 h 10). Merci.

PAUSE

13 h 24

LE PRÉSIDENT :

On peut y aller, Madame Mauricette.

LA GREFFIÈRE :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

Rebonjour à tout le monde. Peut-être avant de passer à la preuve de Stratégies énergétiques, la Régie aurait peut-être quelques éléments d'informations à fournir, notamment, bon, ce matin, le procureur d'Hydro-Québec nous a annoncé qu'il va avoir une contre-preuve. On comprend qu'il y a également possibilité de contre-interrogatoires à la suite de cette contre-preuve là.

D'autre part, le procureur d'Hydro-Québec nous demande l'autorisation de plaider oralement après le traitement de cette contre-preuve là. On ne prendra pas de décision aujourd'hui. Ce qu'on va tout simplement faire, c'est que la Régie va transmettre une lettre à tous les intervenants leur demandant leurs commentaires relativement à ces propositions-là du Distributeur. Donc, cette lettre-là va partir cet après-midi. Si on prend la peine d'en parler maintenant dans le cadre de l'audience, bien, il y a des gens qui écoutent, en espérant qu'on ne les prendra pas...

Me ÉRIC FRASER :

Par surprise.

LE PRÉSIDENT :

En surprise.

Me ÉRIC FRASER :

D'ailleurs, à cet effet-là, je peux peut-être tout de suite préciser que la contre-preuve, à moins d'événements aujourd'hui pour le ROEÉ, portera exclusivement sur le témoignage de monsieur Raymond.

LE PRÉSIDENT :

UMQ.

Me ÉRIC FRASER :

UMQ. Voilà!

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Fraser. On peut donc, Maître Neuman, procéder à la présentation de votre preuve.

PREUVE DE SÉ/AQLPA

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Bonjour, Monsieur le Président, Messieurs les Régisseurs. Bonjour tout le monde. Dominique Neuman pour Stratégies énergétiques et l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique. Les témoins sont prêts à être assermentés.

L'AN DEUX MILLE ONZE (2011), le dix-septième (17e) jour de juin, ONT COMPARU :

BRIGITTE BLAIS, conseillère en communication scientifique pour Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique, ayant son adresse d'affaires au 1429, boulevard Pie IX, Montréal (Québec) H1V 2C2;

JACQUES FONTAINE, consultant en énergie, ayant son adresse d'affaires au 10946, avenue de Rome, Montréal-Nord (Québec);

JEAN-CLAUDE DESLAURIERS, consultant, ayant son adresse d'affaires au 2169, rue Dézéry, Montréal (Québec);

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

INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :

Q. [31] Bonjour, Monsieur Fontaine. Je vous demanderais en premier lieu si vous reconnaissez les documents suivants comme ayant été préparés par vous ou sous votre supervision, d'une part :

C-SÉ/AQLPA-0012 (SÉ/AQLPA-1, Document 1) qui est votre rapport sur la prévision de la demande; C-SÉ/AQLPA-0026 (SÉ/AQLPA-1, Document 3) qui est votre curriculum vitae; C-SÉ/AQLPA-0014 (SÉ/AQLPA-2, Document 1) qui est votre rapport sur le Plan d'approvisionnement 2011-2020 du réseau intégré d'Hydro-Québec Distribution; et finalement C-SÉ/AQLPA-0022 (SÉ/AQLPA-2, Document 2) qui est votre réponse à la question 1 de la Régie de l'énergie relativement à ce rapport.

M. JACQUES FONTAINE :

R. Oui, je reconnais ces rapports.

Q. [32] Madame Blais, est-ce que vous reconnaissez les documents suivants comme ayant été préparés par vous ou sous votre supervision, c'est-à-dire la pièce C-SÉ/AQLPA-0016, qui remplace la version antérieure 0013 et l'erratum 0029, qui sont SÉ/AQLPA-1, Document 2 et 2.1, qui est votre rapport sur la prévision de la demande en électricité pour les transports à l'horizon 2020. Oui?

Mme BRIGITTE BLAIS :

R. Oui.

Q. [33] Et est-ce que vous reconnaissez certaines pièces de référence qui ont été jointes en rapport

avec ce rapport, qui sont les pièces C-SÉ/AQLPA-0030 et 0031 et 0034 (SÉ/AQLPA-1, Document 4, 5 et 6) qui sont des pièces de référence relatives dans les deux premiers cas, l'annonce de la ville de Laval du quatorze (14) juin deux mille onze (2011) sur le transport électrique et l'annonce d'hier du gouvernement du Québec et d'Hydro-Québec sur des bornes, sur un réseau de bornes de recharge?

R. Oui.

Q. [34] Monsieur Deslauriers, je vous demanderais si vous reconnaissez comme ayant été préparés par vous ou sous votre supervision les trois documents suivants : C-SÉ/AQLPA-0015 (SÉ/AQLPA-3, Document 1) qui est votre rapport sur le Plan d'approvisionnement des réseaux autonomes d'Hydro-Québec Distribution; C-SÉ/AQLPA-0019 (SÉ/AQLPA-3, Document 2) qui est votre curriculum vitae; et C-SÉ/AQLPA-0022 (SÉ/AQLPA-2, Document 2) qui est votre réponse... excusez, pardon, Document 3. Excusez-moi! Je répète. C-SÉ/AQLPA-0019 (SÉ/AQLPA-3, Document 3) qui est votre réponse à la question 2 de la Régie de l'énergie.

M. JEAN-CLAUDE DESLAURIERS :

R. Oui, je les reconnais.

Q. [35] D'accord. Et nous inviterions respectueusement la Régie de l'énergie à reconnaître comme témoin expert d'une part monsieur Jean-Claude Deslauriers comme témoin expert en technologie des réseaux d'électricité, tel qu'il est indiqué à notre demande C-SÉ/AQLPA-0018, et monsieur Jacques Fontaine comme témoin expert en prévision de la demande d'électricité, tel qu'indiqué à notre demande C-SÉ/AQLPA-0025. Et je crois qu'il n'y a pas eu de commentaire de la part d'Hydro-Québec Distribution sur ces deux demandes.

LE PRÉSIDENT :

Oui, Maître Neuman, la Régie va reconnaître monsieur Deslauriers comme expert en technologie des réseaux d'électricité et monsieur Fontaine expert en prévision de la demande.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Je vous remercie beaucoup.

Q. [36] Alors mes premières questions porteront sur la prévision de la demande. Donc, d'abord certaines questions à monsieur Fontaine. Monsieur Fontaine, qu'avez-vous constaté en comparant l'évolution de la demande en puissance d'Hydro-Québec Distribution entre deux mille (2000), deux mille un (2001) et deux mille deux (2002) et deux mille neuf - deux

mille dix (2009-2010) à celle prévue par Hydro-Québec Distribution entre deux mille neuf - deux mille dix (2009-2010) et deux mille dix-neuf - deux mille vingt (2019-2020)?

(13 h 30)

M. JACQUES FONTAINE :

Nous avons vérifié que la croissance en puissance prévue par Hydro-Québec Distribution pour les dix (10) années qui vont de deux mille neuf-deux mille dix (2009-2010) à deux mille dix-neuf-deux mille vingt (2019-2020), qui était de trois mille huit cent quatre-vingt-dix-neuf mégawatts (3899 MW), est du même ordre de grandeur que la croissance constatée pendant les neuf années entre deux mille un (2001) et deux mille neuf-deux mille dix (2009-2010), entre deux mille-deux mille un (2000-2001) et deux mille neuf-deux mille dix (2009-2010) qui était de quatre mille soixante mégawatts (4060 MW).

Mais la prévision de cette croissance par Hydro-Québec Distribution est répartie très inégalement entre les secteurs de consommation. Ainsi, Hydro-Québec Distribution prévoit une croissance annuelle en puissance de deux mille neuf-deux mille dix (2009-2010) à deux mille dix-neuf-deux mille vingt (2019-2020) qui serait deux

fois moindre que celle des neuf années précédentes de tous les secteurs, sauf le secteur industriel Grandes entreprises, soit une croissance annuelle moyenne passant de quatre cent soixante-dix mégawatts (470 MW) à deux cent quarante mégawatts (240 MW).

Cette baisse de croissance se retrouve particulièrement dans le chauffage des locaux et dans les usages de la catégorie de puissance appelée « autre ». Cette baisse de croissance est toutefois compensée en grande partie par l'évolution prévue de la demande en puissance du secteur industriel Grandes entreprises.

En effet, alors que ce secteur voyait sa demande en puissance diminuer de cent soixante-seize mégawatts (176 MW) entre deux mille-deux mille un (2000-2001) et deux mille neuf-deux mille dix (2009-2010), le Distributeur prévoit maintenant une croissance de mille deux cents cinquante-deux mégawatts (1252 MW) entre deux mille neuf-deux mille dix (2009-2010) et deux mille dix-neuf-deux mille vingt (2019-2020), incluant un projet d'aluminerie de cinq cents mégawatts (500 MW) vers deux mille quinze-deux mille seize (2015-2016).

Alors, cette provenance industrielle de la

croissance de la demande en puissance prévue par Hydro-Québec Distribution souligne l'importance pour la Régie de l'énergie de s'assurer de la justesse des prévisions de cette demande du Distributeur, particulièrement quant aux Grandes entreprises du secteur industriel.

Q. [37] Et justement à ce sujet, Monsieur Fontaine, quels commentaires faites-vous sur la difficulté de prévoir la demande du secteur industriel?

R. D'abord, au dossier R-3648-2007 on se souvient que le ROEÉ avait constaté un biais dans les prévisions du secteur industriel effectué par le Distributeur. Nous avions dans un dossier tarifaire esquissé des pistes d'amélioration des prévisions du secteur industriel.

Dans le présent dossier, le Distributeur confirme le biais soupçonné, mais il plaide qu'il est inévitable à cause du risque auquel sont confrontés les clients industriels majeurs, à cause du traitement contractuel des ajouts de charge importants, il y a toujours des risques de retard, de l'impossibilité de prévoir les fermetures d'usines, puis les aléas qui touchent certains secteurs comme les pâtes et papiers, le magnésium, le pétrole puis la chimie.

Q. [38] Que recommanderiez-vous donc à ce sujet?

R. Bon. Bien d'abord, nous invitons le Distributeur à être un peu plus détaché des résultats des perspectives d'avenir d'un secteur industriel donné. Le seul intérêt du prévisionniste devrait être de produire une prévision non biaisée et rapprochée de la demande réelle.

Plus précisément, nous invitons la Régie à demander au Distributeur d'intégrer à sa prévision de la demande de la grande industrie une évaluation des probabilités de non-réalisation de la demande basée sur sa gestion du risque de crédit de sa clientèle grande puissance.

Nous invitons la Régie à demander au Distributeur à faire effectuer des études approfondies de l'évolution possible des secteurs industriels à risque.

Nous savons par ailleurs que le Distributeur tient compte dans sa prévision de la demande d'une provision pour ralentissement qu'il établit pour chacun des secteurs industriels. Nous invitons la Régie à demander au Distributeur de publier ses provisions.

Quant aux grèves, le Distributeur pourrait, par l'étude de l'historique des pertes pour grèves,

établir soit une moyenne ou une médiane des pertes par grèves et en déduire une provision.

Pour les additions importantes de charge, le Distributeur pourrait, par l'étude des additions antérieures, tirer des règles, retards moyens, probabilité de report, charge réelle au cours des premières années.

Q. [39] Et quelle est votre opinion, Monsieur Fontaine, sur l'asymétrie du risque de la prévision industrielle?

R. Bien, nous avons été surpris par deux aspects particuliers :

> Bien que le Distributeur ait optimisé ses processus internes...

Je cite le Distributeur :

> ... d'affaires pour s'assurer que la prévision de la demande dispose de la meilleure information provenant des clients pour établir sa prévision de court terme et long terme et pour évaluer les probabilités de réalisation de projets et les provisions pour fourniture, il demeure que le risque est asymétrique.

Q. [40] Ça c'était une citation du Distributeur?

R. Du Distributeur.

Q. [41] Qui est mentionnée dans votre rapport?

R. C'est ça, exactement. Nous nous serions donc attendus à ce que l'asymétrie du risque invoquée par Hydro-Québec Distribution signifie que l'écart entre le scénario moyen et le scénario faible soit plus élevée que l'écart entre le scénario moyen et le scénario fort.

Or, c'est l'inverse qu'Hydro-Québec Distribution présente dans sa preuve. Elle indique qu'à l'horizon deux mille vingt (2020) de ce scénario du secteur industriel des Grandes entreprises l'écart entre le scénario bas et le scénario de référence est de dix virgule un térawattheures (10,1 TWh) alors que l'écart à ce même horizon entre le scénario fort et le scénario de référence est de quatorze virgule cinq térawattheures (14,5 TWh).

Nous recommandons donc à la Régie de l'énergie d'inviter Hydro-Québec Distribution à expliquer au présent dossier son apparente contradiction quant au côté où se trouve l'asymétrie de son risque prévisionnel relatif à la demande du secteur industriel Grandes entreprises.

Q. [42] Et, Monsieur Fontaine, que pensez-vous de la

suggestion dans la présente audience d'Union des consommateurs d'utiliser une moyenne mobile de cinq ans de la demande aux fins de préparer ses prévisions futures de demande à long terme?

R. Nous sommes partiellement en accord. Cela donnerait évidemment une prévision passive un peu comme nous l'avons recommandé. Mais cela aurait comme inconvénient de ne pas utiliser toute l'information pouvant être disponible au prévisionniste. Comme les nouvelles mesures d'efficacité énergétique et les nouveaux contrats industriels signés. Puis il peut y avoir d'autre chose, des grèves en cours, d'autres éléments.

Il serait donc souhaitable de pouvoir combiner une méthode passive, soit une moyenne mobile de cinq ans ou plus ou une méthode des moindres carrés, à la prise en compte des nouvelles informations.

13 h 37

Q. [43] Je vous remercie, Monsieur Fontaine. Madame Blais, qu'avez-vous constaté en comparant la projection du gouvernement du Québec quant à l'électrification des transports au Québec aux prévisions d'Hydro-Québec Distribution dans son Plan d'approvisionnement deux mille onze, deux

mille vingt (2011-2020) quant aux véhicules de promenade pour commencer?

Mme BRIGITTE BLAIS :

R. Nous avons constaté que la prévision gouvernementale quant aux véhicules de promenade d'ici deux mille vingt (2020) correspond, d'après nous, à huit cent seize gigawattheures (816 GWh), alors qu'Hydro-Québec Distribution n'a prévu, d'ici deux mille vingt (2020), que soixante et onze gigawattheures (71 GWh). C'est pourquoi dans notre rapport nous avons recommandé à la Régie de l'énergie d'inviter Hydro-Québec Distribution, lors de son prochain état d'avancement du Plan d'approvisionnement en octobre deux mille onze (2011), à réévaluer sa prévision de la demande en transport électrique d'ici l'an deux mille vingt (2020) pour les véhicules de promenade, de manière à ce que son scénario moyen soit compatible avec le plan d'action deux mille onze, deux mille vingt (2011-2020) sur les véhicules électriques du gouvernement du Québec.

Depuis lors, nous avons constaté que les choses évoluent très vite. Le quatorze (14) juin, donc mardi de cette semaine, la Ville de Laval a annoncé son intention d'installer des bornes de

recharge de véhicules pour son territoire. Et le seize (16) juin, hier, le gouvernement du Québec, Hydro-Québec, l'AMT, Rona et les Rôtisseries St-Hubert ont émis une annonce similaire pour l'installation de telles bornes dans la région métropolitaine de Montréal et la région de la Capitale.

À l'audience du premier (1er) juin deux mille onze (2011), Hydro-Québec Distribution a évidemment indiqué être d'accord pour intégrer la nouvelle prévision gouvernementale à son prochain état d'avancement du Plan d'approvisionnement en octobre deux mille onze (2011). Mais, nous comprenons qu'à moins que la Régie ne l'ordonne au Distributeur, les données sur le transport électrique dans les états d'avancement ne seront pas ventilées comme elles l'ont été dans l'annexe à la réponse 1-10 d'Hydro-Québec Distribution à SÉ/AQLPA, la pièce B-0036, HQD-4, Document 7, annexe 1-11, à savoir en fournissant une segmentation de la prévision selon le type de véhicule électrique, soit tout électrique ou hybride rechargeable, et selon chacun des trois scénarios, faible, moyen et fort. Nous demandons donc à la Régie d'ordonner à HQD de fournir cette

ventilation dans tous ses états d'avancement du Plan.

Q. [44] Madame Blais, quelles conclusions tirez-vous de la comparaison entre les objectifs du Plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec et les objectifs gouvernementaux sur la prévision de la demande électrique pour les transports commerciaux institutionnels et industriels et pour le secteur autres?

R. Nous avons été surpris de constater qu'Hydro-Québec Distribution ne prévoit aucun autobus hybride et électrique ni aucun véhicule électrique commercial institutionnel ou industriel. En audience, Hydro-Québec Distribution a indiqué avoir intégré au secteur domestique et agricole ses prévisions de secteurs commercial, institutionnel et industriel, ceci qui nous semble inadéquat comme amalgame de données.

C'est pourquoi nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inviter Hydro-Québec Distribution, lors de son prochain état d'avancement du Plan d'approvisionnement, un, non seulement de réévaluer sa prévision de la demande en transport électrique d'ici l'an deux mille vingt (2020) pour les véhicules de transport collectif, mais également,

deux, d'indiquer sa prévision des véhicules électriques commerciaux, institutionnels et industriels, par exemple, les entreprises qui ont des flottes de véhicules, le tout, de manière à ce que son scénario moyen soit compatible avec le plan d'action deux mille onze, deux mille vingt (2011-2020) sur les véhicules électriques du gouvernement du Québec.

Nous notons que le quatorze (14) juin deux mille onze (2011) la Ville de Laval a publié un plan de mobilité durable qui confirme l'indication faite à notre mémoire à l'effet qu'elle mettra sur pied très prochainement une flotte d'autobus électrique, donc ils ont donc changé d'idée. Ils prévoyaient faire des trolleybus et ce sera des autobus électriques.

Comme pour le secteur domestique agricole, nous invitons la Régie à ordonner au Distributeur, dans ses états d'avancement à venir, de ventiler sa précision quant aux véhicules électriques de secteurs C et I, grandes entreprises et autres, en fournissant une segmentation de la prévision selon le type de véhicules électriques, à savoir automobile, camion, trolleybus, autobus, métro ou train, et en distinguant selon qu'ils soient tout

électrique ou hybride rechargeable, et le tout, selon chacun des trois scénarios faible, moyen et fort. Évidemment, entre-temps, le secteur C et I et grandes entreprises de façon distincte au secteur domestique agricole.

Q. [45] Merci, Madame Blais. Je vais revenir à monsieur Fontaine. Monsieur Fontaine, lors de la présente audience, l'ACEF de Québec a recommandé que le plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec Distribution soit modifié dès le présent dossier, sans attendre l'état d'avancement d'octobre deux mille onze (2011), afin de tenir compte de la demande supplémentaire en transport électrique et la réduction éventuelle qui en résulterait quant à l'électricité différée entre HQD et HQP. Qu'en pensez-vous?

M. JACQUES FONTAINE :

R. Bien, nous sommes mal à l'aise avec l'idée de modifier le Plan pour un seul élément à la fois, sans apporter en même temps toutes les autres modifications au Plan par rapport à la date de la dernière... excusez, dernière prévision de deux mille dix (2010).

Par ailleurs, étant donné que nous sommes déjà en juin deux mille onze (2011), il n'y aurait

pas grand avantage à demander d'apporter dès maintenant des modifications à un plan qui sera, de toute façon, mis à jour lors de l'état d'avancement en octobre deux mille onze (2011). Nous sommes toutefois conscient qu'il y a un inconvénient à ce que l'information nouvelle quant à l'électrification des transports ne soit pas intégrée avant cet état d'avancement puisque ceux-ci ne font pas l'objet d'un examen public et que la prochaine audience publique devant la Régie sur un plan d'approvisionnement n'aura pas lieu avant le printemps deux mille quatorze (2014).

Étant donné l'importance des changements prochainement attendus quant à l'électrification des transports, et peut-être d'autres changements au plan, il nous semble qu'il serait souhaitable et nous recommandons que, au moins pour l'automne deux mille onze (2011) et l'automne deux mille douze (2012), les états d'avancement du plan fassent l'objet d'une séance de travail au cours de laquelle la Régie et les intervenants pourraient éventuellement obtenir des précisions de la part du Distributeur.

Q. [46] Merci, Monsieur Fontaine. Je continue avec vous sur le sujet suivant qui est le plan

d'approvisionnement du réseau intégré d'Hydro-Québec Distribution. Quels sont vos commentaires sur la proposition du Distributeur visant l'approvisionnement à long terme provenant de la centrale de Bécancour appartenant à TransÉnergie?

13 h 53

R. Oui, bien d'abord nous comprenons que la production attendue de cette centrale ne sera que de un virgule un térawattheures (1,1 TWh) en deux mille quinze (2015) et de un virgule quatre térawattheures (1,4 TWh) par année à compter de deux mille seize (2016) sur un maximum annuel possible de quatre virgule trois térawattheures (4,3 TWh).

Cependant nous sommes d'avis que la Régie de l'énergie devrait s'assurer que le nouveau contrat modulé qu'Hydro-Québec Distribution négocierait avec TCE contiendra la flexibilité nécessaire pour lui éviter au cours des années à venir de devoir revendre cette électricité ou à devoir renégocier des suspensions de celle-ci si les besoins réels s'avéraient moindres que maintenant prévus.

C'est pourquoi nous recommandons à la Régie de l'énergie d'approuver la démarche d'Hydro-Québec

Distribution visant à tenter de négocier avec TransCanadaÉnergie une option de suspension qui admettrait des livraisons modulables selon la période de l'année et qui permettrait que le contrat avec TCE contribue à la satisfaction des besoins en puissance et en énergie en hiver.

Cette option devrait toutefois offrir à Hydro-Québec Distribution toute la flexibilité requise lui permettant de varier ses livraisons selon ses besoins réels, lui évitant ainsi d'avoir à revendre les volumes achetés de TCE ou à négocier de nouveau la suspension de ses livraisons modulées.

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir qu'Hydro-Québec lui fasse rapport dans chacun des états d'avancement de son plan d'approvisionnement de l'état de ses démarches.

Q. [47] Sur un autre sujet, Monsieur Fontaine, que pensez-vous de l'affirmation du Distributeur qui dit disposer d'une réserve supplémentaire de deux cent cinquante mégawatts (250 MW) pouvant être établi par son moyen de dernier recours d'abaissement de la tension?

R. Bien au dossier R-3746-2010 du projet CATVAR, nous nous sommes demandés si la mise en oeuvre à partir

de deux mille quinze, deux mille seize (2015-2016) du projet CATVAR n'aura pas d'impact sur cette capacité de réserve de deux cent cinquante mégawatts (250 MW).

Cependant le Distributeur nous a affirmé qu'alors que le projet CATVAR est conçu pour abaisser la tension en respectant les seuils minimum d'exploitation prévu en situation normale de la norme CAAN3C235-83 de deux mille dix (2010). Au contraire elle affirme que le moyen de gestion de l'abaissement de tension correspond à abaisser la tension en situation d'urgence en deçà du seuil normal d'exploitation.

De plus le Distributeur mentionne que la réduction minime de la charge de tension disponible dans certains postes est compensée par le fait que le projet CATVAR qui transmet de l'information plus précise sur le niveau de tension au poste, permet d'augmenter le nombre de postes assujettis au moyen de gestion de l'abaissement de tension.

Il nous semble que cette prévision par Hydro-Québec Distribution d'une équivalence entre la baisse et la hausse de disponibilité du moyen de dernier recours de baisse de tension mériterait d'être validée à mesure que des tests du projet

CATVAR seront réalisés. Puis que ce projet sera effectivement mis en oeuvre.

Nous croyons qu'une surveillance continue de l'effet de CATVAR sur la baisse de tension comme moyen de répondre à la fine pointe doit se poursuivre. C'est pourquoi nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir qu'Hydro-Québec Distribution lui fasse rapport dans chaque état d'avancement de son plan d'approvisionnement quant à l'effet de CATVAR sur la baisse de tension comme moyen de gestion de dernier recours à mesure que deviendront disponibles les résultats des tests de ce projet CATVAR.

Q. [48] Monsieur Fontaine, que pensez-vous de la proposition du Distributeur de remplacer l'entente d'intégration éolienne en l'améliorant et en concluant une entente globale de modulation?

R. Bon, nous comprenons que cette entente permettra de moduler les livraisons de la totalité des contrats découlant des approvisionnements post-patrimoniaux à l'exception de ceux conclus avec le Producteur. Cette entente couvrirait donc les livraisons provenant de la centrale de TCE, des projets éoliens, de la cogénération à la biomasse et des petites centrales hydrauliques.

Selon le fonctionnement prévu l'entente permettrait de mieux répartir à chacune des heures l'énergie annuelle provenant des approvisionnements post-patrimoniaux ce qui en pratique constituera du stockage intra-annuel. Le Distributeur disposerait aussi d'un niveau de puissance complémentaire de quinze pour cent (15 %) ou peut-être même vingt-cinq pour cent (25 %) selon l'issue des négociations de la puissance installée des parcs éoliens en service.

La meilleure gestion des approvisionnements résultant d'une telle entente amènerait une réduction des achats de court terme, habituellement plus polluants, le niveau de puissance associé permettra aussi d'éviter des achats supplémentaires de puissance des réseaux voisins.

C'est pourquoi nous recommandons à la Régie de l'énergie d'appuyer la démarche d'Hydro-Québec Distribution visant à conclure avec Hydro-Québec Production une entente globale de modulation selon les paramètres énoncés. Hydro-Québec Distribution devrait faire rapport à la Régie de l'énergie de l'état de ses démarches lors du dépôt de ses causes tarifaires et de ses états d'avancement du plan d'approvisionnement jusqu'à ce qu'une telle entente

soit conclue.

Q. [49] Monsieur Fontaine, que pensez-vous de l'orientation du Distributeur de ne pas viser la revente de ses approvisionnements en énergie renouvelable?

R. Nous appuyons l'orientation du Distributeur car la position inverse pourrait induire les effets pervers suivants. D'une part, les acheteurs risquent de mettre en place des mesures qui favorisent des projets locaux comme on a vu récemment dans l'état de New Yor. D'autre part, il existe un risque que l'augmentation de l'offre fasse chuter les prix décourageant les distributeurs américains de recourir à des projets d'énergie renouvelable dans leur marché respectif.

Enfin, les mesures protectionnistes pourraient nuire aux exportations du Producteur. Nous ajoutons que ce n'est pas dans le mandat du Distributeur d'acheter pour revendre et que de toute façon le Producteur est mieux placé pour optimiser l'impact environnemental des exportations.

C'est pourquoi nous recommandons à la Régie de l'énergie d'approuver l'orientation d'Hydro-Québec Distribution de ne pas viser la revente de

ces approvisionnements en énergie renouvelable, pas même pour l'obtention de certificat d'énergie renouvelable hors Québec, CER ou REC.

Q. [50] Monsieur Fontaine, que pensez-vous des critères de fiabilité actuels en énergie et en puissance relatifs à l'approvisionnement patrimonial?

R. Bien du point de vue de l'énergie nous constatons que les écarts énergétiques annuels du parc hydraulique du Producteur enregistrés depuis l'an deux mille (2000) ne permettent pas de conclure à un changement important des caractéristiques de l'hydraulicité au Québec.

Quant au respect du critère de fiabilité en puissance, nous affirmons qu'il n'est guère relié à l'hydraulicité, mais qu'il dépend davantage du risque de pannes qui elles-mêmes sont tributaires de la qualité et du respect du programme d'entretien.

Alors nous recommandons à la Régie de l'énergie de constater qu'il n'y a pas lieu de modifier le critère de fiabilité en énergie et en puissance relatif à l'approvisionnement patrimonial. Les nouvelles données d'hydraulicité démontrent en effet pas de changements

significatifs récents bien que ceux-ci soient prévus par Ouranos à long terme.

(14 h 00)

Q. [51] Et, Monsieur Fontaine, quelles sont vos recommandations quant à la manière dont est inscrite au tableau 4.2-2 de la pièce HQD-1, Document 1, la puissance associée à chacune des sources d'approvisionnement compte tenu de la demande inscrite pour fins de réserve afin de combler le risque de manque de disponibilité de chacune de ces sources?

R. Alors, pour les fins du bilan de puissance il n'est sans doute pas si important que le risque de manque de disponibilité d'une source d'approvisionnement soit inscrit au tableau 4.2.2 sous la forme d'un ajout à la réserve requise en demande ou sous la forme d'une puissance réduite inscrite au tableau.

Toutefois, depuis le dix-huit (18) décembre deux mille sept (2007) au dossier R-3631-2007, la Régie a indiqué qu'elle envisage de se servir du tableau 4.2-2, c'est le même tableau, à une nouvelle fin à savoir pour déterminer combien de mégawatts seront pris en compte pour calculer le remboursement par Hydro-Québec Transport du coût des postes de départ d'une nouvelle source de

production.

Depuis le dix-huit (18) décembre deux mille sept (2007), il est donc crucial de savoir si le risque de manque de disponibilité d'une source d'approvisionnement sera inscrit au tableau 4.2-2 sous la forme d'un ajout à la réserve requise en demande ou sous la forme d'une réduction du nombre de mégawatts inscrit à ce tableau.

Et nous constatons que de toutes les sources de production possibles, seules les éoliennes sont inscrites au tableau 4.2-2 en diminuant leur nombre de mégawatts. Alors que pour toutes les autres sources on garde inscrit cent pour cent (100 %) des mégawatts installés, mais on accroît la réserve requise pour compenser le risque d'indisponibilité de la source, même l'interruptible et même la petite hydraulique dont le risque d'indisponibilité au mois de janvier de soixante pour cent (60 %) est très proche de celui de l'éolien.

Il en résulte donc une discrimination envers l'énergie éolienne. La manière différente dont celle-ci est inscrite au tableau 4.2-2 aura pour effet de réduire le remboursement par Hydro-Québec Transport.

Afin de mettre fin à ce traitement discriminatoire, nous recommandons que la puissance associée aux éoliennes soit de cent pour cent (100 %) de la puissance installée et que les aléas de la production effective soient dorénavant inclus dans la réserve comme pour toutes les autres sources de production.

Nous maintenons notre recommandation même s'il peut en résulter un manque de commodité pour Hydro-Québec Distribution qui présentera ses tableaux différemment au NPCC.

Q. [52] Je vous remercie, Monsieur Fontaine.

Monsieur Deslauriers, je vais aborder avec vous maintenant la question du plan d'approvisionnement deux mille onze-deux mille vingt (2011-2020) des réseaux autonomes d'Hydro-Québec Distribution. Monsieur Deslauriers, que pensez-vous de la stratégie d'implantation du jumelage éolien-diesel du Distributeur au Nunavik?

M. JEAN-CLAUDE DESLAURIERS :

R. Nous constatons d'abord que ce jumelage attendu depuis quinze (15) ans tarde depuis longtemps. Ce retard semble relié à l'insistance pour le Distributeur à privilégier le JED à haute pénétration. C'est pourtant une technologie qui

n'est pas encore rodée.

Une partie de la difficulté qui entoure le JED à haute pénétration provient de la complexité d'exploiter un réseau avec un compensateur synchrone qui a pour fonction d'assurer partiellement la régulation de vitesse, mais surtout la régulation de tension.

Selon nos calculs, un jumelage éolien-diesel à faible pénétration serait par contre déjà rentable. Nos recommandations vont dans le même sens qu'un rapport remis à l'Association nationale Inuit du Canada :

> It would be wise to start project as low or at most medium penetration project if at all possible and to increase the penetration level when experience and comfort in the winter binds and when diesel system permit. High penetration projects are much more sophisticated and are thus much more difficult to deal with, especially with unexperienced operating and technical staff.

C'est pourquoi nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir qu'Hydro-Québec Distribution

fasse exécuter par une firme indépendante une étude de fiabilité et une analyse de risque de la technologie du jumelage éolien-diesel à haute pénétration. Une firme indépendante serait en effet plus neutre et permettrait de mieux juger si l'on doit ou non continuer d'attendre la disponibilité et la démonstration du JED à haute pénétration. Un tel rapport constituerait une valeur ajoutée pour la Régie, pour Hydro-Québec et pour les intervenants.

Nous recommandons aussi à la Régie de requérir qu'Hydro-Québec Distribution développe et lui soumette dans les prochains états d'avancement du plan d'approvisionnement un nouveau plan d'affaires de déploiement du jumelage éolien-diesel à faible ou à moyenne pénétration au Nunavik pour deux mille onze-deux mille vingt (2011-2020). Ce plan qui tienne compte du prix du diesel toujours à la hausse et de la maturité actuelle de la technologie éolienne.

Q. [53] Monsieur Deslauriers, un peu plus tôt aujourd'hui monsieur Bernard Saulnier témoignant comme témoin expert pour le RNCREQ a indiqué que, selon son opinion, les projets pilotes prévus par Hydro-Québec Distribution seraient des projets,

seraient prévus déjà comme étant des projets de faible pénétration. Avez-vous un commentaire là-dessus?

R. Bien, j'étais surpris d'entendre ça. Je pense que c'est un lapsus de monsieur Saulnier puisqu'on a entendu les témoins du Distributeur dire que c'était de la haute pénétration à partir d'une question que S.É./AQLPA a posée. Et la réponse a été que la prévision était que ça serait de la haute pénétration.

Q. [54] D'accord. Le rapport de monsieur Saulnier fait mention du projet Saint-Paul, qui est l'île Saint-Paul en Alaska, et le décrit comme étant un projet de haute pénétration. Avez-vous un commentaire là-dessus?

R. Oui, j'ai un commentaire. Techniquement, c'est effectivement en principe un projet à haute pénétration puisqu'il y a un compensateur synchrone, puisqu'il y a un automatisme pour manoeuvrer les charges puis il y a même des charges fantômes pour assurer l'équilibre production-charge.

Mais en pratique ce n'est pas utilisé à haute pénétration tout le temps. Le taux de pénétration moyen c'est entre cinquante (50 %) et

soixante pour cent (60 %). Donc, en pratique c'est effectivement de la moyenne pénétration même si c'est structuré comme de la haute pénétration. Parce que la haute pénétration c'est compliqué à opérer.

Q. [55] J'ai une question également concernant le projet Ramea à Terre-Neuve qui est décrit comme étant un projet de haute pénétration. Est-ce qu'effectivement ce projet a fonctionné jusqu'à présent comme projet de haute pénétration de jumelage éolien-diesel haute pénétration?

14 h 08

R. Bien, ce dossier-là a commencé d'abord par un dossier à basse pénétration alentour de vingt pour cent (25 %). Subséquemment, il y a eu une deuxième phase qui est en cours de réalisation - elle est peut-être terminée, je n'ai pas les dernières nouvelles - où la pénétration a passé de vingt-cinq (25 %) à un petit peu plus que cinquante pour cent (50 %) pour le motif qu'on est en train de bâtir des accumulateurs d'hydrogène à partir de l'énergie excédentaire que la haute pénétration fournit.

Donc là, c'est un projet de recherche intéressant. Mais, c'est faisable parce qu'il y a une technique d'accumulation de l'énergie, O.K.,

qui permet la haute pénétration sans avoir des charges fantômes et sans avoir de compensateur synchrone. C'est la situation actuelle à Ramea.

Mais, en pratique, des projets de haute pénétration dans le monde, je n'en connais pas, moi. Il y a peut-être... des jumelages éolien-diesel, il y en a en Afrique, il y en a partout, il y en a en Australie. À part de St-Paul en Alaska, ça n'a jamais vraiment fait. Les seuls cas qui existent, c'est quand on est assuré d'être capable d'utiliser l'énergie excédentaire avec des accumulateurs quelle que soit la forme d'accumulation qu'on utilise.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Q. [56] Monsieur Deslauriers, que pensez-vous de l'acceptabilité sociale comparative du jumelage éolien-diesel à faible pénétration et du jumelage éolien-diesel à haute pénétration au Nunavik, puisque cette question a été abordée un peu plus tôt aujourd'hui.

R. Force est de constater que le jumelage éolien-diesel à haute pénétration n'a pas beaucoup de succès. Ça semble présenter des difficultés à plusieurs endroits. Je vais donner une interprétation, si vous permettez.

Quand on fait de la haute pénétration, on fait un projet compliqué, donc on est obligé de faire des modifications importantes à la centrale, on est obligé d'avoir des mécanismes d'exploitation sophistiqués. Donc, il faut à ce moment-là que ce soit le Distributeur qui prenne totalement charge du projet.

En tout cas, à ma connaissance là, il y a beaucoup... beaucoup de communautés qui aimeraient avoir des projets partagés. On a vu ça dans la position des Cris sur le plan Nord qui disent qu'ils veulent avoir des projets partagés. J'ai eu le plaisir d'en rencontrer puis qui sont prêts à faire des propositions au Distributeur, mais ils ne savent pas très bien comment réagir.

Là il y a un problème politique, il ne faut pas se le cacher, il y a un problème sérieux. Pour faire du partenariat en haute pénétration, c'est très compliqué. À basse pénétration, c'est relativement facile. Le Distributeur peut s'associer avec n'importe quelle communauté, acheter... bon, des éoliennes, les installer dans le village puis les exploiter de façon facile, dans le contexte sans modifier la centrale actuelle.

Donc, la façon d'aborder la question, c'est

commençons par faire des choses qu'on est capable de faire et qui ne sont pas compliquées. À partir de ça, si on pense être capable de développer de la haute pénétration et d'avoir des partenariats plus sophistiqués, on peut le faire.

Q. [57] O.K. Monsieur Deslauriers, je vais passer à la question du potentiel photovoltaïque. Quels sont vos commentaires concernant le potentiel photovoltaïque en réseaux autonomes?

R. Bien, nous constatons une baisse importante du coût des panneaux solaires photovoltaïques, de deux mille huit (2008) à deux mille onze (2011), soit de quatre dollars et demi (4,50 $) le watt à moins de trois dollars (3 $) le watt actuellement là.

Déjà en deux mille huit (2008), nous avions développé une analyse de rentabilité exhaustive avec le logiciel Red Screen qui nous avait amené à conclure que la technologie présentait un intérêt significatif. En effet, cette analyse démontrait qu'on obtenait une vanne positive avec des prix de panneau solaire de l'ordre de trois, trois dollars et demi (3 $-3,50 $) par watt et un prix de diesel au Nunavik de un dollar et quarante-cinq (1,45 $) le litre. Bon.

La conclusion que nous avions tirée en deux

mille huit (2008) est encore plus valable avec les prix d'aujourd'hui compte tenu du prix du carburant actuel qui se maintient à un dollar quarante-sept (1,47 $) au Nunavik et du prix des panneaux qui est maintenant à moins de trois dollars (3 $).

Le solaire photovoltaïque serait également rentable dans d'autres réseaux autonomes hors du Nunavik où les coûts du diesel restent élevés. On a vu en Ontario, par exemple, l'OPA qui paye quarante-deux sous (42 ¢) le kilowattheure, alors que le coût juste du diesel au Nunavik est de quarante cents (40 ¢). On a là la comparaison pour des systèmes commerciaux.

Évidemment, des systèmes individuels sur un toit de maison, c'est à un prix prohibitif, mais on peut faire des systèmes un peu plus large et arriver à quarante ou quarante-cinq cents (40 ¢-45 ¢) actuellement, donc faire une économie de diesel très facile puis c'est rentable.

Nous recommandons donc à la Régie de l'énergie d'inviter Hydro-Québec Distribution à déposer un suivi rigoureux des possibilités offertes dans la technologie voltaïque pour les réseaux autonomes, tant dans le cadre de chaque état d'avancement de son Plan d'approvisionnement

deux mille onze, deux mille vingt (2011-2020) que lors des plans d'approximativement ultérieurs.

Q. [58] Et finalement, Monsieur Deslauriers, lors de la présente audience, madame Marie-France Roussy, en réponse à une question de SÉ/AQLPA concernant la ressource solaire a affirmé, en audience du sept (7) juin deux mille onze (2011), qu'il y avait peu de soleil au Nunavik. Pouvez-vous fournir quelques précisions à ce sujet?

R. Cette affirmation découle d'un préjugé fréquent, très fréquent d'ailleurs. Je l'ai déjà pensé moi-même il y a quelques années. Et d'une méconnaissance de l'énergie photovoltaïque. Comme j'ai eu le plaisir dans les dernières années de travailler chez Cadmet qui s'occupe un peu du développement photovoltaïque, donc j'ai fait mes classes jusqu'à un certain point, si on peut dire ça.

Les cartes de production énergétique du gouvernement fédéral qui publie des cartes solaires et la production énergétique photovoltaïque associée, O.K., montrent que la ressource PV est annuellement de plus de mille kilowattheures (1 000 kWh) par kilowatt installé au Nunavik. C'est le rendement à ce moment-là. Ce qui est

presqu'autant qu'à Montréal qui se situe à onze cents kilowattheures (1 100 kWh) par kilowatt installé, donc c'est la production annuelle par kilowattheure installé. La différence est d'à peine dix pour (10 %) entre Montréal et le Nunavik, en termes de rendement.

Par contre, le fait qu'on se situe au nord du cinquante-troisième (53ième) parallèle est un avantage puisque l'inclinaison des panneaux sera alors, en principe, cinquante-trois (53) degrés parce qu'on met l'inclinaison des panneaux à la même latitude que la position, ce qui est un avantage pour la neige en particulier. Et si on craint, par exemple, au Nunavik qu'il y ait de la neige tout le temps, ce ne serait pas le cas, cinquante-trois (53) degrés, c'est une bonne inclinaison.

Et d'autre part, il faut savoir aussi - et on a vu ça à la télévision le dimanche soir au programme Découverte là - les panneaux solaires, ça fait fondre la neige de façon très sérieuse.

Sur le plan plus technique, même au Nunavik c'est efficace, parce que les panneaux solaires actuellement, moyen, sont très sensibles à la longueur d'ondes à l'infrarouge. Et c'est sûr que

quand on a une inclinaison de cinquante-trois (53) degrés, ce qu'on récolte, c'est beaucoup d'infrarouge. Et le rendement des panneaux est bon en infrarouge et beaucoup moins bon dans l'ultraviolet, mais ça fait beaucoup de chaleur aussi et ça fait fondre la neige, pour parler un peu technique.

Q. [59] Alors, je vous remercie beaucoup, Monsieur Deslauriers et à tous les membres du panel qui sont disponibles pour répondre à d'autres questions.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Neuman. Est-ce qu'il y a des intervenants dans la salle? Pas de question. Hydro-Québec.

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER :

Quelques courtes questions, Monsieur le Président.

Q. [60] Bonjour aux Membres du Panel. Monsieur Deslauriers, je m'adresserais à vous. Vous avez pris connaissance de la preuve autant documentaire que les témoignages?

M. JEAN-CLAUDE DESLAURIERS :

R. Oui, oui.

14 h 18

Q. [61] Je vous remercie. Vous avez pris connaissance du fait qu'Hydro-Québec va de l'avant, et va faire

affaire dans les réseaux autonomes avec des intégrateurs d'expérience qui vont eux-mêmes calibrer, calibrer les machines qui seront installées. Ça vous avez pris de cet aspect-là?

R. J'ai vu une tentative de partenariat, mais je n'ai pas vu les détails comment ça se ferait. Ce n'est pas évident pour moi quand on les verra, on en reparlera pour le moment j'ai vu des déclarations d'intention, mais nous sommes très satisfaits de voir ça, c'est déjà un changement de plan d'affaires qui nous satisfait.

Q. [62] Avez-vous pris conscience que ce n'était pas juste des déclarations d'intention, il y avait des contrats de signés, il y avait des appels de proposition de candidatures, ça vous avez pris connaissance?

R. Oui, ça j'ai vu ça. Je n'ai pas vu les contrats, je n'ai pas vu le contenu puis je n'ai pas vu c'est quoi, qu'est-ce qu'il y a dedans.

Q. [63] Effectivement. Est-ce que je dois comprendre par ailleurs que vous n'avez pas pris connaissance de la déclaration des témoins notamment madame Roussy à l'effet que selon l'état actuel du dossier il y aurait surtout de la moyenne pénétration et peut-être de la haute pénétration. Vous n'avez pas

pris connaissance de ça?

R. Bien il y avait une ambiguïté dans la lecture du dossier et c'est d'ailleurs pour ça que maître Neuman a posé une question à ma requête et ce que j'ai entendu comme réponse c'est que ça devait être de la haute pénétration.

Q. [64] O.K.

R. Moi j'ai retenu ça.

Q. [65] O.K. Mais vous irez voir dans les notes et c'est pour ça que je vous demandais, je comprends que vous avez mal compris le témoignage parce que les notes du sept (7) juin à la page 243 disent que selon l'état actuel du dossier ça sera de la moyenne pénétration à peut-être de la haute pénétration. Donc j'imagine que ça change un peu votre témoignage de ce matin?

R. Quand on le verra, on pourra le changer.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Est-ce que mon confrère pourrait montrer le texte exact de cette transcription comme ça on pourrait avoir la citation exacte.

Me ÉRIC FRASER :

Confrère, si vous ne me faites pas confiance, je n'ai pas de problème avec ça. Je suis à la page 243 des notes du sept (7) juin :

Le Distributeur a pris plutôt l'approche d'y aller avec les partenaires qui, qui étaient des experts mondiaux dans l'éolien et le jumelage éolien-diesel et qui pouvaient nous apporter un projet qui fonctionnerait avec leur expérience. Donc ce qu'on a eu comme résultat à date, les études ne sont pas terminées, c'est, ça serait de la moyenne à peut-être de la haute pénétration.

Je suis à la page 243 du sept (7) juin et c'est le premier paragraphe. Je n'ai plus d'autres questions. Merci, Monsieur le Président.

Me PIERRE R. FORTIN :

J'allais vous dire vous me donnez la parole, je vais la prendre avec votre permission. Je n'ai pas de question pour le témoin, Monsieur le Président. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Mes collègues.

INTERROGÉS PAR M. RICHARD CARRIER :

Q. [66] Alors une question pour monsieur Fontaine. Concernant le traitement de l'énergie éolienne dans

le tableau 4.2.2, est-ce que vous pourriez dans un premier temps dans le rapport à la page 27, vous faites référence à la correction qui a été apportée pour la capacité interruptible, est-ce que vous pourriez élaborer, ça a été traité dans un autre dossier et dans une décision, mais juste rappeler quel était l'enjeu, puis qu'elle avait été la solution.

M. JACQUES FONTAINE :

R. Alors je vais vous donner ça de mémoire, mais dans le dossier de l'énergie de l'interruptible, à un moment donné Hydro-Québec Distribution enlevait de la valeur attendue pour l'interruptible, enlevait une réserve pour garder une valeur mettons qu'on pourrait qualifier de ferme là, d'assurée.

De mémoire je crois que c'était cinq cent cinquante mégawatts (550 MW) qui correspondaient à des contrats signés de l'ordre de huit cent cinquante mégawatts (850 MW). Et lors de, je pense que c'est le dossier R-36, ça doit être R-3648, je n'ai pas regardé si j'ai trouvé les bonnes notes, mais à ce moment-là le Distributeur a changé de point de vue et a mis l'interruptible comme à huit cent cinquante (850), au maximum et a déduit par méthode de probabilité la réserve équivalente pour

rencontrer toujours le fameux critère d'un dixième de jour par année.

Q. [67] Maintenant comme question complémentaire, si on prend le tableau 4.2.2 auquel vous référez, je ne sais pas si monsieur Deslauriers veut ajouter il pourra le faire. Vous recommandez de reconnaître à cent pour cent (100 %) la puissance installée et d'accroître les besoins de réserve.

R. Oui.

Q. [68] Donc les besoins de réserve à ce moment-là si on prend l'année deux mille dix-neuf, deux mille vingt (2019-2020) à une année où la puissance éolienne est sensiblement intégrée au parc là. Donc vous auriez environ deux mille deux cents mégawatts (2200 MW) de plus de réserve à inscrire au tableau?

R. Oui, c'est ça.

Q. [69] Puis la puissance supportée par l'éolien deviendrait trois mille trois cent quarante-quatre (3344) avec ces hypothèses-là plutôt que mille zéro trois (1003)?

R. Oui, c'est ça, c'est ça. Il est possible qu'en faisant ça comme un peu le témoin de l'UMQ le soulignait puis que je le laissais entendre aussi dans mon rapport, mais je n'ai pas fait les calculs, il est possible qu'en traitant l'éolien

comme ça on gagne un peu. Mais quand je dis un peu, on pourrait peut-être gagner cinquante (50), cent mégawatts (100 MW) de réserve requise en faisant le calcul au complet.

Mais on ne gagnerait pas des... mille mégawatts (1000 MW), on gagnerait un petit peu, mais d'après moi on gagnerait un peu.

Q. [70] Pourriez-vous expliquer davantage pourquoi on gagnerait un peu juste pour comprendre?

R. On gagnerait un peu parce qu'on profiterait, on profiterait des moments où il y aurait coïncidence entre des pannes ou entre une charge élevée et la présence de vent.

Il y aurait des cas, des points ou on gagnerait un peu par rapport à la moyenne. Mais moi j'ai fait le raisonnement en mettant des parcs relativement indépendants d'une centaine de mégawatts, une trentaine de parcs, une centaine de mégawatts. Alors là on pourrait gagner.

Si on réfléchit en termes d'éolienne par éolienne, autrement dit peut-être un, deux mégawatts (1-2 MW), là à ce moment-là le jeu des grands nombres puis si on suppose qu'il y a indépendance entre toutes les éoliennes, il y en aurait à ce moment-là quinze cents (1500) à peu

près à un ou deux mégawatts (1-2 MW) près.

Alors à quinze cents mégawatts (1500 MW), d'après moi il ne doit pas y avoir une grande différence entre la moyenne et puis une simulation parce que là on est dans la loi des grands nombres. Mais si j'en ai trente (30), trente (30) parcs de cent (100) qui eux je considère comme indépendants, là j'ai probablement un petit gain. Ça dépend un peu comment on va faire notre simulation, mais au pire on va être égal.

Q. [71] Vous soulevez dans votre mémoire un point qui possiblement mérite examen. Il est moins évident de décider dans quel dossier ça doit se traiter dans le dossier du Distributeur ou du Transporteur, mais ça, c'est une question que la Régie pourra examiner. Maintenant, quant... et vous le mentionnez, je crois, dans votre rapport que si le Distributeur devait suivre cette approche-là, pour l'interruptible, ça ne serait pas traité de façon équivalente à la façon dont c'est traité en Amérique du Nord, pour l'éolien je veux dire.

R. Pour l'éolien, oui.

Q. [72] Pour l'éolien?

R. Oui, oui, mais à ce moment-là, ça peut, ça ferait une présentation différente pour le NPCC. Mais

comme je mentionnais dans le rapport, il y a déjà une telle présentation différente entre ce qui est présenté à la Régie puis ce qui est présenté au NPCC.

Q. [73] Je vous remercie. Ça complète mes questions.

LE PRÉSIDENT :

Donc, Maître Neuman, la Régie n'aura pas d'autres questions pour vos témoins. Avez-vous des questions en réinterrogatoire?

RÉINTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :

Oui, Monsieur le Président, j'aurais une brève question en réinterrogatoire à monsieur Fontaine.

Q. [74] Simplement en suivi de la question que monsieur le régisseur Carrier vous a posée. Est-ce que vous pourriez rappeler brièvement l'équation ou la méthode par laquelle on calcule la réserve? Qu'est-ce qu'on... En bref, là. Mais au niveau probabilisme qu'est-ce qu'on cherche à établir par la réserve?

M. JACQUES FONTAINE :

R. Bien, je pense qu'il y a différentes façons de le faire. Moi, quand j'ai commencé à Hydro, la façon qu'on le faisait, on appelle la convolution de la courbe de demande et sa probabilité avec la courbe de probabilité de présence des groupes. Alors,

chaque groupe a un taux de pannes. Et on combine toute la présence des pannes des groupes avec de l'autre côté la demande et sa probabilité. La courbe de demande qu'on bouge à la hausse et à la baisse en supposant, là... moi, je le faisais en supposant une loi normale de distribution des différentes demandes données possibles pour une année donnée. Et avec ça, on calcule l'espérance de ne pas rencontrer la demande, l'espérance en utilisant à la fois les probabilités au niveau de la demande et les probabilités au niveau de l'offre.

Dans le cas d'Hydro-Québec, puis je pense, comme monsieur Marcel Paul Raymond l'a mentionné, il faut tenir compte d'événements particuliers tels que la formation du couvert de glace à Beauharnois. Il y a aussi de quelle façon on traite des contrats d'approvisionnement. Est-ce qu'on les traite comme si c'était notre centrale? Et on fait la représentation. Donc, ça se pose pour Churchill Falls avec onze (11) groupes. Est-ce qu'on représente les onze (11) groupes avec leur taux de pannes ou est-ce qu'on se fie sur le contrat puis sa valeur garantie?

Moi, j'ai toujours pensé que c'était mieux

de représenter la centrale physiquement et que le contrat d'une façon ou d'une autre, il peut toujours arriver un événement qui va faire qu'ils ne pourront pas rencontrer dix groupes si le contrat est basé sur dix groupes présents, ce n'est pas tout à fait la même chose. Mais, ça, c'est point de vue fiabilité. Évidemment, il y a la bonne volonté, parce qu'ils peuvent avoir onze (11) groupes disponibles puis dire « on ne le vend pas ».

Q. [75] O.K. Mais pour simplifier, c'est à partir de la probabilité qu'on cherche à ramener la probabilité à un dixième de jour par année?

R. Oui. Mais en fait, la question se pose généralement, à savoir est-ce qu'on ajoute un équipement ou pas. Alors, si on ajoute tel équipement, ou pour comparer des équipements entre eux. Entre autres, est-ce qu'on installe une nouvelle centrale de six cents mégawatts (600 MW) ou quelques groupes de cent (100) qui vont faire six cents (600) mais qui n'ont pas la même valeur de fiabilité?

Q. [76] Je vous remercie, Monsieur Fontaine.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Neuman. Donc, Madame Blais, Monsieur

Fontaine, Monsieur Deslauriers, la Régie vous remercie pour votre participation à ses audiences, vous souhaite une bonne fin de journée et on vous libère pour la présente audience. Merci.

DISCUSSION

Ça nous amène à la fin de la journée. J'aurais peut-être un petit point que j'aimerais préciser avec maître Fraser. Tantôt lorsque vous nous avez parlé de l'objet de votre contre-preuve, vous nous avez informé que ça porterait exclusivement sur le témoignage de monsieur Raymond, c'est l'expert retenu par l'UMQ.

Me ÉRIC FRASER :

C'est ça.

LE PRÉSIDENT :

Et vous avez dit « sous réserve ».

Me ÉRIC FRASER :

Oui, sous réserve parce que la preuve n'était pas terminée. Là, la preuve est terminée. Et puis...

LE PRÉSIDENT :

Il y a le ROEÉ.

Me ÉRIC FRASER :

Il y a le ROEÉ. Donc, il y a deux témoins qui s'en venaient. Il y en a un qui était...

LE PRÉSIDENT :

Donc O.K.

Me ÉRIC FRASER :

... qui devait aborder la question de l'énergie nucléaire. Et je doute que j'aie de la contre-preuve à faire là-dessus. Et il y avait un autre... L'autre témoin, je dois avouer que les probabilités, selon les lois normales, sont très faibles que j'aie de la contre-preuve compte tenu qu'il y a un très grand aléa entre ce que je crois avec ce témoignage et la nature de notre preuve en chef. Donc, je doute que ce soit le cas. Mais selon l'état de la preuve aujourd'hui, je peux vous garantir que la contre-preuve ne portera que sur certaines affirmations du témoin Raymond.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Fraser. Ça répond à ma question. Messieurs, Dames, je vous remercie. On suspend l'audience jusqu'à mardi matin. Puis pour ceux qui écoutent et ceux qui sont dans la salle, je vous invite à suivre le système de dépôt électronique de la Régie sur lequel on va probablement déposer, c'est le cas de le dire, une lettre pour la suite de l'audience qui est prévue mardi matin à dix heures trente (10 h 30) dans l'autre salle. Merci. Bonne fin de semaine.

AJOURNEMENT

_____

Je, soussignée, ODETTE GAGNON, sténographe officielle dûment autorisée à pratiquer en français, avec la méthode sténotypie, certifie sous mon 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 j'ai signé :

_____

ODETTE GAGNON
Sténographe officielle