

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN  
D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029  
DU DISTRIBUTEUR

DOSSIER : R-4110-2019 Phase 1

RÉGISSEURS : M. JOCELIN DUMAS, président  
Me LOUISE ROZON et  
Mme SYLVIE DURAND

AUDIENCE DU 13 JUILLET 2021  
PAR VISIOCONFÉRENCE

VOLUME 7

CLAUDE MORIN  
Sténographe officiel

COMPARUTIONS :

Me PIERRE R. FORTIN,  
Me LOUIS LEGAULT et  
Me MARILOU LEFRANÇOIS  
avocats de la Régie

REQUÉRANTE :

Me ÉRIC FRASER et  
Me SIMON TURMEL  
avocats d'Hydro-Québec Distribution (HQD).

INTERVENANTS :

Me STEVE CADRIN  
avocat de l'Association hôtellerie Québec et de  
l'Association restauration Québec (AHQ-ARQ);

Me SYLVAIN LANOIX  
avocat de l'Association québécoise des  
consommateurs industriels d'électricité et du  
Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-  
CIFQ);

Me NICOLAS DUBÉ  
avocat de l'Association québécoise de la production  
d'énergie renouvelable (AQPER);

Me DOMINIQUE NEUMAN  
avocat du Conseil des Atikamekw d'Opitciwan et du  
Regroupement pour la transition, l'innovation et  
l'efficacité énergétiques (OPITCIWAN-RTIÉÉ);

Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS  
avocat du Conseil québécois des entreprises en  
efficacité énergétique (CQ3E);

Me MÉLINA CARDINAL-BRADETTE  
avocate de la Fédération canadienne de l'entreprise  
indépendante (FCEI);

Me GABRIELLE CHAMPIGNY et  
Me FRANKLIN S. GERTLER  
Avocats du Regroupement des organismes  
environnementaux en énergie (ROÉÉ);

Me PRUNELLE THIBAUT-BÉDARD  
Avocate du Regroupement national des conseils  
régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);

Me HÉLÈNE SICARD  
Avocate de l'Union des consommateurs.

---

TABLE DES MATIÈRES

	<u>PAGE</u>
LISTE DES ENGAGEMENTS	5
PRÉLIMINAIRES	6
PREUVE DU RTIÉÉ	7
JIMMY ROYER	
PATRICK GOULET	
INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN	8
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me SIMON TURMEL	46
INTERROGÉS PAR LA FORMATION	48
PREUVE D'UC	
VIVIANE DE TILLY	
INTERROGÉE PAR Me HÉLÈNE SICARD	54
CONTRE-INTERROGÉE PAR Me SIMON TURMEL	79
INTERROGÉE PAR LA FORMATION	80
PREUVE AHQ-ARQ	
MARCEL PAUL RAYMOND	
INTERROGÉ PAR Me STEVE CADRIN	93
DISCUSSION	168
PREUVE DE L'AHQ-ARQ (suite)	174
CONTRE-INTERROGÉ PAR Me DOMINIQUE NEUMAN	175
INTERROGÉ PAR LA FORMATION	178

---

LISTE DES ENGAGEMENTS

PAGE

E-11 (HQD) : En référence à la pièce B-0024 à la page 41 au tableau R-10.10 : 1) indiquer s'il y avait une capacité limite pour le nombre d'adhérents à la tarification dynamique pour chacune des années du Plan inscrit dans le tableau 10.10, et si oui quelle était cette limite; 2) élaborer sur la possibilité pour le Distributeur de lever la limite du nombre d'adhérents annuels acceptés à l'option du crédit hivernal, lequel ne comporte aucun risque pour la clientèle; 3) préciser quels seraient les inconvénients et les risques éventuels advenant que le Distributeur décidait de lever les limites annuelles d'adhésion au crédit hivernal (demandé par la formation)

173

---

1 L'AN DEUX MILLE VINGT ET UN (2021), ce treizième  
2 (13e) jour du mois de juillet :

3

4 PRÉLIMINAIRES

5

6 LA GREFFIÈRE :

7 Protocole d'ouverture. Audience du treize (13)  
8 juillet deux mille vingt et un (2021) par  
9 visioconférence. Dossier R-4110-2019, Phase 1 :  
10 Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement  
11 2020-2029 du Distributeur. Poursuite de l'audience.

12 LE PRÉSIDENT :

13 Merci, Madame la Greffière. Alors, nous allons  
14 poursuivre avec la présentation de la preuve du  
15 RTIEÉ pour une période annoncée de soixante (60)  
16 minutes.

17 Me DOMINIQUE NEUMAN :

18 Oui. Merci, Monsieur le Président. Bonjour,  
19 Mesdames les Régisseurs. Avant de débiter la preuve  
20 du RTIEÉ, j'aurais une petite question d'intendance  
21 concernant Opitciwan. Nous avons pris note que vous  
22 auriez souhaité qu'on puisse passer mercredi matin.  
23 Et j'ai fait les vérifications hier soir, et ce  
24 n'est malheureusement pas possible. Il y a  
25 plusieurs indisponibilités. Notamment, il y a un

1           décès dans la communauté. Et ce serait seulement  
2           possible mercredi après-midi, comme ça avait été  
3           convenu, donc à l'heure que vous souhaiteriez.

4           LE PRÉSIDENT :

5           C'était prévu à treize heures (13 h).

6           Me DOMINIQUE NEUMAN :

7           Oui, oui.

8           LE PRÉSIDENT :

9           Alors, laissons ça à treize heures (13 h).

10          Me DOMINIQUE NEUMAN :

11          D'accord. Je vous remercie beaucoup.

12          LE PRÉSIDENT :

13          Très bien.

14

15          PREUVE DU RTIÉÉ

16

17          Me DOMINIQUE NEUMAN :

18          Dominique Neuman pour le RTIÉÉ. Nous avons deux  
19          témoins présents : monsieur Patrick Goulet et  
20          monsieur Jimmy Royer. Donc, si ceux-ci peuvent être  
21          assermentés s'il vous plaît, Madame la Greffière.

22

23

24

25

1 L'AN DEUX MILLE VINGT ET UN (2021), ce treizième  
2 (13e) jour du mois de juillet, ONT COMPARU :

3

4 JIMMY ROYER, ingénieur à la retraite, domicilié au  
5 440, rue Larivière, Québec (Québec) G1R 1B5;

6

7 PATRICK GOULET, retraité, domicilié au 1908, avenue  
8 Hickmore, Montréal (Québec);

9

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

12

13 INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :

14 Q. **[1]** Alors, nous avons préparé une présentation. Si  
15 madame la greffière veut bien la projeter sur  
16 l'écran. En attendant, je demanderais aux deux  
17 témoins d'identifier les pièces suivantes comme  
18 ayant été préparées par eux ou sous leur  
19 supervision. Donc, la liste des pièces est la  
20 suivante. Il s'agit du mémoire rectifié, C-RTIÉÉ-  
21 0028; du premier complément de preuve, C-RTIÉÉ-  
22 0029; du second complément de preuve, C-RTIÉÉ-0038;  
23 et de deux pièces comportant des citations et  
24 références, C-RTIÉÉ-0047, C-RTIÉÉ-0048; ainsi que  
25 la présentation de ce matin, C-RTIÉÉ-0049. Est-ce

1 que vous reconnaissez ces pièces comme ayant été  
2 préparées par vous ou sous votre supervision, sauf  
3 les deux documents de référence qui sont justement  
4 des références que l'on dépose?

5 M. JIMMY ROYER :

6 R. Oui.

7 M. PATRICK GOULET :

8 R. Oui.

9 Q. **[2]** Merci. Donc, Monsieur Royer, la parole est à  
10 vous.

11 M. JIMMY ROYER :

12 R. Parfait. Alors bonjour, Monsieur le Président,  
13 Mesdames les Régisseurs, tous les participants à  
14 l'audience. Le RTIÉÉ étant limité dans l'audience  
15 sur les réseaux autonomes, on a fait une analyse  
16 exhaustive quand même du plan d'avancement pour les  
17 réseaux autonomes. Alors je vous présente le... la  
18 présente présentation sur ces sujets.

19 Le présent mémoire a été logé par le  
20 Regroupement pour la transition, l'innovation et  
21 l'efficacité énergétique, qui est un regroupement  
22 des organismes suivants : l'Association québécoise  
23 de lutte contre la pollution atmosphérique,  
24 l'AQLPA, Stratégies énergétiques, S.É., le Groupe  
25 d'initiatives et de recherches appliquées...

1 LA GREFFIÈRE :

2 Monsieur Royer, on ne vous entend plus.

3 R. Ah, vous ne m'entendez plus? Vous m'entendez ou  
4 vous ne m'entendez plus, là?

5 LE PRÉSIDENT :

6 Maintenant on vous entend.

7 R. O.K. Je ne sais pas qu'est-ce qui est arrivé, là,  
8 excusez-moi. Donc, je reprends. RTIÉÉ, c'est  
9 l'Association québécoise de lutte contre la  
10 pollution atmosphérique. Stratégies énergétiques,  
11 le Groupe d'initiatives et de recherches appliquées  
12 au milieu, GIRAM et Énergie solaire Québec.

13 Donc, le présent mémoire constitue les  
14 représentations du RTIÉÉ sur le Plan  
15 d'approvisionnement vingt vingt-vingt vingt-neuf  
16 (2020-2029) d'Hydro-Québec dans ses activités de  
17 distribution d'électricité. Page suivante, Madame  
18 la Greffière.

19 Alors la situation actuelle dans les  
20 réseaux autonomes. La transition énergétique est  
21 déjà en retard de vingt-cinq (25) ans. Tout les  
22 plans d'approvisionnement antérieurs approuvés par  
23 la Régie pendant ces années - les derniers vingt-  
24 cinq (25) ans - et toutes les politiques  
25 énergétiques prévoient la transition énergétique

1 à terme dans tous les réseaux autonomes. On en a...  
2 on en a résumé dans quelques présentations  
3 antérieures.

4 Ces plans n'ont à peu près pas été  
5 réalisés. Il y a eu quelques exceptions, Inukjuak,  
6 deux éoliennes aux Îles-de-la-Madeleine, le solaire  
7 à Quaqtaq, vraiment des petites installations et  
8 quelques autres projets de développement. Il y a eu  
9 deux raccordements : Wemotaci et la Romaine. Il y a  
10 eu beaucoup de stratégies éphémères qui furent  
11 abandonnées ou remplacées par des pilotes, des  
12 projets-pilotes. Il y eu ensuite des appels  
13 d'offres dans tous les réseaux, puis on est  
14 retournée au gré à gré. C'est d'ailleurs ce que  
15 nous souhaitons, le gré à gré, pour les réseaux  
16 autonomes.

17 Le plan vingt vingt et vingt vingt-neuf  
18 (2020-2029) est lui-même déjà en retard par rapport  
19 à l'objectif d'avoir entamé cette transition dans  
20 tous les réseaux autonomes. Il y avait eu des  
21 planifications puis des appels d'offres qui  
22 auraient dû être lancés. Après ça, il y a eu du gré  
23 à gré pour vingt vingt (2020). On voit que c'est  
24 encore toujours en attente. Page suivante, Madame  
25 la Greffière.

1                   Alors on pose la question : comment la  
2 Régie peut-elle s'assurer que cette fois sera la  
3 bonne, la planification, et comment la Régie peut-  
4 elle s'assurer qu'elle ne fera pas que réadopter le  
5 même plan qu'auparavant ou quelque chose de  
6 similaire et dont les résultats seront de nouveau  
7 manquants. Et là on va à la page suivante, on va  
8 justement discuter des différentes recommandations  
9 qui pourraient permettre que cette fois-ci soit la  
10 bonne. Et d'ailleurs on aperçoit quand même une  
11 certaine ouverture, je dois bien le dire.

12                   Alors la première recommandation c'est un  
13 suivi plus intense par la Régie de la mise en  
14 oeuvre du Plan. Là, on le voit à tous les cinq ans,  
15 on voit qu'il y a des plans qui se font, puis qui  
16 ne se réalisent pas. Alors la première  
17 recommandation que nous avons faite vise à nous  
18 assurer que l'on ne se limitera pas, encore une  
19 fois, à réadopter le même genre de plan et dont les  
20 résultats seront de nouveau manquants.

21                   Notre recommandation consiste à inviter la  
22 Régie à effectuer un suivi plus intense et dans ce  
23 cadre, nous recommandons à la Régie d'inclure dans  
24 le Plan vingt vingt-neuf (2020-2029) qu'elle  
25 approuvera un calendrier précis des projets PUEÉ,

1       comme elle l'avait fait en deux mille seize (2016),  
2       mais qui n'a jamais été réalisé, incluant les  
3       modifications prévues au PUEÉ et au développement  
4       des programmes de PGEÉ. Les améliorations à  
5       l'autoproduction ou microproduction, à la bi-  
6       énergie prévue dans les réseaux quand... surtout  
7       quand il y a des... des énergies renouvelables qui  
8       sont implantées. L'implantation d'énergies  
9       renouvelables, du stockage et d'éventuels jumelages  
10       avec le diesel. On va en discuter dans notre  
11       propos.

12               Maintenir ouvert le présent dossier, 4110-  
13       2019, jusqu'à l'ouverture du dossier du plan deux  
14       mille vingt-trois, deux mille trente-deux (2023-  
15       2032), qui est dû en novembre deux mille vingt-deux  
16       (2022). Et requérir qu'Hydro-Québec obtienne  
17       l'approbation de la Régie préalablement à toute  
18       modification importante au Plan, incluant tout  
19       report d'échéance et tout investissement diesel en  
20       réseau autonome - bien important de savoir qu'est-  
21       ce qui se passe - et qui n'aurait pas été mentionné  
22       dans le plan approuvé par la Régie.

23               Finalement, de requérir que l'état  
24       d'avancement du plan du trente (30) octobre de  
25       chaque année soit également soumis à l'examen en

1 audience publique par la Régie, assistée des  
2 intervenants, dans le dossier du Plan  
3 d'approvisionnement, afin de s'assurer de sa mise  
4 en oeuvre effective.

5 Page suivante. Alors, afin de nous assurer  
6 que la transition énergétique dans les réseaux  
7 autonomes se réalisera, le RTIÉE recommande  
8 également à la Régie de lever trois obstacles à la  
9 mise en oeuvre des TIEÉ en réseaux autonomes.

10 La première levée d'obstacle, ce serait de  
11 continuer d'oeuvrer en partenariat avec les  
12 communautés locales, et entre autres dans les  
13 communautés autochtones, afin de planifier et  
14 réaliser les mesures de TIEÉ avec la communauté.

15 Cesser de... Deuxième levée d'obstacle,  
16 cesser de sous-estimer les coûts évités des projets  
17 de TIEÉ... on en reparlera.

18 Troisième levée d'obstacle, aller au-delà  
19 des coûts évités pour tenir compte des bénéfiques  
20 non déjà monétisés dans le coût de l'énergie,  
21 donc : l'intérêt public, les objectifs des  
22 politiques énergétiques, développement durable et  
23 l'équité sur le plan individuel et collectif.

24 On va examiner chacune de ces trois levées  
25 d'obstacles aux pages suivantes.

1                   Alors, donc, la première levée  
2 d'obstacle... On voudrait continuer d'oeuvrer en  
3 partenariat avec les communautés locales, dans les  
4 communautés autochtones... dont les communautés  
5 autochtones, pardon, afin de planifier et réaliser  
6 les mesures de TIEÉ. Qu'Hydro-Québec énonce  
7 dorénavant clairement cet objectif, tant pour les  
8 mesures d'efficacité énergétique que pour les  
9 nouveaux projets de production d'électricité  
10 renouvelable. Et qu'Hydro-Québec Distribution, qui  
11 a d'ailleurs abandonné en deux mille dix-huit  
12 (2018) son projet illusoire de tenir des appels de  
13 propositions dans tous ses réseaux, qu'elle  
14 revienne à une approche de gré à gré.

15                   Page suivante. Alors, ce serait, en fait,  
16 de... Ça, c'est la deuxième levée d'obstacle. Ce  
17 serait de cesser de sous-estimer les coûts évités  
18 de projets de TIEÉ. Premièrement... Il y a deux  
19 points à ce sujet. Le premier, c'est qu'on a montré  
20 dans notre mémoire qu'il semblerait qu'il y ait une  
21 sous-évaluation des coûts évités de dix-huit pour  
22 cent (18 %), par rapport à la composition de son  
23 coût de service en énergie en réseau autonome.

24                   Ce calcul a été fait par notre expert Jean-  
25 Claude Deslauriers et je vous invite à regarder

1 notre mémoire pour avoir toutes les définitions des  
2 calculs, le détail des calculs pour cet... ce qu'on  
3 croit être une sous-évaluation des coûts évités.

4 Le RTIÉÉ recommande à la Régie de requérir  
5 que le Distributeur revoie son calcul des coûts  
6 évités en lien avec ses postes de coûts, tel que  
7 monsieur Deslauriers l'a montré dans notre mémoire.

8 Le deuxième point concerne le SPEDE, le  
9 marché du carbone du Québec, et l'annonce du  
10 fédéral de la taxe fédérale sur le carbone, qui a  
11 été fait par le gouvernement libéral il y a  
12 quelques mois. Cette annonce montre que la taxe  
13 fédérale du carbone doit augmenter de quinze  
14 dollars (15 \$) par année et atteindre jusqu'à cent  
15 soixante-dix dollars (170 \$) en deux mille trente  
16 (2030). Ça va continuer par après, de toute façon,  
17 dans les années antérieures, mais on se fixe les  
18 dix (10) prochaines années. Alors, cent soixante-  
19 dix dollars (170 \$) pour la taxe de carbone.

20 Cette prévision équivaut à prédire que le  
21 Québec choisira de passer... Bien, avec le SPEDE  
22 actuel, qu'on va discuter dans quelques instants,  
23 qui est beaucoup plus bas que cette valeur... que  
24 de la taxe fédérale, voudrait dire que le Québec  
25 choisira de passer de son statut actuel de leader

1 en matière de lutte aux changements climatiques à  
2 un statut qu'on pourrait dire de cancre et même de  
3 paradis pour les pollueurs. Or rien n'appuie une  
4 telle prévision pour le SPEDE. Il est plus probable  
5 qu'improbable que le SPEDE, au Québec, serait d'un  
6 montant au moins aussi élevé que la taxe fédérale  
7 des autres provinces.

8 Le RTIÉE recommande donc de prévoir que le  
9 Québec, en plafonnant les droits d'émissions en  
10 circulation durant la présente décennie, en fera  
11 monter le prix au moins au même niveau que la taxe  
12 fédérale des autres provinces et donc d'utiliser  
13 ces prévisions-là en conséquence. Page suivante.

14 Alors, comme je le disais, le gouvernement  
15 canadien a annoncé donc quinze dollars (15 \$) par  
16 année supplémentaire. Ça équivaut, juste pour vous  
17 faire une idée, là, de qu'est-ce que ça représente  
18 en termes de litres de diesel. Ça représente le  
19 cent soixante-dix dollars de tonnes de CO2 (170 \$).  
20 Un ajout de quarante-cinq point sept cents le litre  
21 (45,7 ¢/l) en deux mille trente (2030).

22 Ça équivaut, si maintenant on le traduit  
23 en électricité, pour une centrale qui aurait un  
24 rendement moyen de trois kilowattheures par litre  
25 (3 kWh/l), on aurait à ce moment-là une

1 augmentation du coût juste par cette taxe ou par ce  
2 marché du carbone de quinze point sept cents le  
3 kilowattheure (15,7 \$/kWh). C'est quelque chose  
4 qu'il faudrait rajouter aux coûts évités actuels.

5 Il faut aussi dire que le Québec détient le  
6 pouvoir de plafonner les droits d'émission en  
7 circulation, ce qui lui permet d'en provoquer la  
8 hausse de prix au même niveau que la taxe fédérale.  
9 Il n'y a aucune raison de prédire que le Québec  
10 s'abstiendra d'utiliser un tel pouvoir. Page  
11 suivante.

12 Ça c'est un tableau qui compare donc les  
13 deux coûts du GES. Celui canadien qui est en orange  
14 qui montre qu'aujourd'hui on est autour de quarante  
15 dollars (40 \$) et qui va monter en deux mille  
16 trente (2030) à cent soixante-dix dollars (170 \$)  
17 et celui du Québec tel qu'il a été mentionné lors  
18 d'une présentation durant l'audience où on part de  
19 dix-sept dollars quatre-vingts USD (17,80 \$ USD)  
20 avec une augmentation de cinq pour cent (5 %) par  
21 année plus un deux point trois pour cent (2,3 %)  
22 d'inflation.

23 Alors, la ligne jaune passerait d'environ  
24 vingt et un, vingt-deux dollars canadiens  
25 (21-22 \$ CAD) à un total de quarante-deux dollars

1 (42 \$), ce qui est à peu près quatre fois moindre  
2 que la taxe fédérale canadienne. Page suivante.

3 Donc, le même tableau exprimé en GES en  
4 dollars par kilowattheure. On voit que la taxe  
5 fédérale pourrait faire passer en fait d'environ  
6 quatre sous le kilowattheure (4 ¢/kWh) actuellement  
7 à environ quinze sous le kilowattheure (15 ¢/kWh).  
8 Alors, c'est la chose qu'il faudrait rajouter si on  
9 suivait la taxe fédérale. Page suivante.

10 Ici, c'est juste pour indiquer que la  
11 Chaire de gestion du secteur de l'énergie, le HEC  
12 Montréal, prévoit d'ailleurs que le prix plafond du  
13 SPEDE sera largement dépassé. Alors, on le voit ici  
14 dans la courbe en noir, les prévisions de la Chaire  
15 de gestion du secteur de l'énergie. Page suivante,  
16 Madame la Greffière.

17 Alors donc, pour conclure la seconde levée  
18 d'obstacle, c'est il faut cesser de sous-estimer  
19 les coûts évités des projets de TIEÉ. La  
20 conséquence de cette sous-estimation-là c'est qu'on  
21 évite des bons projets, la rentabilité des projets  
22 d'énergie renouvelable et les projets d'économie  
23 d'énergie ou d'économie de puissance dans les  
24 réseaux est sous-évaluée et ça empêche le  
25 déploiement des programmes, de mesures et

1 d'investissement qui auraient pu réduire la  
2 consommation du diesel dans ces réseaux autonomes.  
3 Page suivante. Attendez, je veux juste regarder...

4           Donc, pour finir, c'est le dernier point.  
5 C'est de tout simplement dire qu'il y a une  
6 disponibilité d'aide du gouvernement autant fédéral  
7 que provincial pour encourager l'accès aux énergies  
8 propres et locales, ce qui aiderait encore une fois  
9 à rentabiliser les projets soit en énergie  
10 renouvelable, soit dans les projets d'efficacité  
11 énergétique de TIEÉ. Page suivante.

12           Alors, pour la troisième levée d'obstacle,  
13 les coûts évités ne sont pas les seuls obstacles.  
14 Au-delà de ces coûts évités, il faut tenir compte  
15 des bénéfices non déjà monétisés dans le coût de  
16 l'énergie. L'intérêt public, les objectifs des  
17 politiques énergétiques, le développement durable,  
18 l'équité sur le plan individuel et collectif. Je  
19 veux dire, même le développement économique, ce  
20 sont des acceptabilités...

21           Les points importants sont :  
22 l'acceptabilité sociale par la communauté, les  
23 bénéfices environnementaux supplémentaires à ceux  
24 pris en compte dans le SPEDE, qu'on voudrait  
25 qu'elles soient ajustées selon la nouvelle taxe

1 fédérale, les bénéfices économiques pour la  
2 communauté; donc, les emplois, les investissements,  
3 et cetera, c'est développement économique et  
4 l'innovation.

5 Alors, encore là, on peut utiliser les  
6 réseaux autonomes comme vitrines de nouvelles  
7 technologies pour justement réduire les gaz à effet  
8 de serre, alors utiliser les batteries, les  
9 bouquets d'énergie, comme on pense déjà à certains  
10 endroits dans les réseaux autonomes du Québec. Page  
11 suivante.

12 Alors, ça serait d'aller au-delà des coûts  
13 évités pour tenir compte des bénéfices non déjà  
14 monétisés dans le coût de l'énergie. La Régie, à  
15 plusieurs reprises, a accepté des mesures en RTIÉÉ  
16 en allant au-delà des critères de rentabilité et on  
17 voudrait que pour sa planification énergétique dans  
18 les réseaux autonomes qu'elle agisse aussi de cette  
19 manière. Alors, je ne lirai pas le reste, ça c'est  
20 différents exemples. Page suivante.

21 Passons à un autre sujet, celui de retarder  
22 les investissements diesel. À chaque fois qu'il y a  
23 un plan stratégique, Hydro-Québec doit bien entendu  
24 regarder qu'est-ce qu'il y a comme centrale diesel  
25 et déterminer quelles sont celles qui font du

1 vieillissement et de les changer.

2 Et Hydro-Québec elle-même annonçait dans  
3 son plan stratégique de deux mille seize (2016),  
4 deux mille vingt (2020), que l'on doit prioritiser  
5 la conversion des réseaux autonomes en fonction de  
6 la vie utile prévue des centrales et des ajouts de  
7 puissance requis, ceci pour éviter que des  
8 investissements diesel ne remplacent le diesel.  
9 Page suivante.

10 Le vieillissement actuel et prévu d'un  
11 grand nombre de groupes électrogènes diesel dans  
12 les réseaux autonomes d'Hydro-Québec Distribution  
13 et les déficits en puissance déjà existants ou  
14 prévus dans un grand nombre de réseaux autonomes  
15 diesel d'Hydro-Québec Distribution - page suivante  
16 - nous amènent... devraient nous amener à un  
17 calendrier ferme de réalisations des  
18 investissements diesel, mais aussi des réalisations  
19 de TIEÉ.

20 Afin d'éviter que le diesel remplace le  
21 diesel en raison du retard de la transition  
22 énergétique, le RTIÉÉ demande à la Régie d'insérer  
23 au Plan d'approvisionnement vingt-vingt,  
24 vingt-vingt-neuf (2020-2029) d'Hydro-Québec  
25 Distribution un calendrier ferme de réalisation de

1 la TIEÉ pour qu'elle se mette en parallèle avec des  
2 calendriers de réalisation pour changer les diesel,  
3 en requérant qu'Hydro-Québec loge une demande  
4 d'approbation de modification du Plan  
5 d'approvisionnement si elle envisage de ne pas se  
6 conformer à ce calendrier.

7 Si Hydro-Québec estime qu'elle ne peut plus  
8 attendre la transition vers l'énergie renouvelable  
9 pour remplacer ses groupes diesel, il y aura un  
10 effet de risque, ceux-ci seront tout simplement  
11 remplacés par d'autres groupes diesel, sans même  
12 qu'une autorisation de la Régie ne soit requise  
13 selon l'article 73 de la Loi récemment modifiée.  
14 D'où l'importance de soumettre un tel changement à  
15 l'approbation de la Régie dans le cadre du présent  
16 dossier, qui devient désormais le seul forum  
17 disponible à cet effet. Page suivante.

18 Ça concerne également les programmes de  
19 PUEÉ-RA et de PGEÉ. Il faut consolider la mise en  
20 oeuvre des programmes et de l'autoproduction dans  
21 tous les réseaux autonomes diesel afin de retarder  
22 les nouveaux investissements de diesel jusqu'à ce  
23 que la production électrique renouvelable soit  
24 prête.

25 Donc, on doit étendre ces programmes de

1 manière à ce qu'ils soient tous offerts aux clients  
2 résidentiels et affaires de HQD dans les réseaux  
3 autonomes alimentés au diesel. Poursuivre la  
4 progression actuelle de la mise en oeuvre des  
5 programmes PGEÉ en réseaux autonomes, notamment  
6 diesel. Afin d'accroître l'efficience et la  
7 pénétration des programmes et en réduire le coût :  
8 maximiser la collaboration avec les communautés de  
9 ces réseaux autonomes mieux au fait des réalités  
10 pour la livraison de ces programmes.

11 On a vu dans certaines instances qu'il y  
12 avait des contraintes même politiques, qu'ils  
13 avaient de la difficulté à faire instaurer ces  
14 programmes. Il faut travailler avec les communautés  
15 pour les favoriser. Et dans un autre ordre d'idée,  
16 favoriser notamment l'installation de panneaux  
17 solaires photovoltaïques pour toutes les catégories  
18 de clients. Et relancer le programme d'isolation  
19 des entretoits - abandonné pour cause de non  
20 rentabilité notamment à Schefferville et d'autres  
21 réseaux, sauf à Opitciwan - à la lumière des  
22 nouveaux coûts évités. Page suivante.

23 Offrir à tous les réseaux autonomes, selon  
24 leurs besoins, les mêmes programmes et technologies  
25 d'efficacité en énergie et d'efficacité en

1 puissance qu'Hydro-Québec Distribution offre en  
2 réseau intégré.

3 En plaidoirie, maître Neuman va énoncer  
4 qu'Hydro-Québec dans ses activités de distribution  
5 inclut à la fois l'entité HQD et l'entité Hilo.  
6 Hilo pourrait être très intéressante pour les  
7 réseaux autonomes. Je laisse maître Neuman en  
8 parler dans sa plaidoirie.

9 Hydro-Québec ne peut prétexter une  
10 quelconque séparation fonctionnelle ou  
11 confidentialité entre les deux pour justifier  
12 l'inaccessibilité en réseaux autonomes de  
13 programmes et technologies d'efficacité en énergie  
14 et d'efficacité en puissance offerts en réseau  
15 intégré. De tels programmes et technologies sont  
16 bel et bien des mesures sous la responsabilité du  
17 Distributeur au sein du Plan directeur de TIEÉ et  
18 approuvés par la Régie. Page suivante.

19 On voudrait également qu'Hydro-Québec  
20 rémunère toute l'électricité renouvelable  
21 autoproduite en réseau autonome diesel selon  
22 l'Option III d'autoproduction. C'est une option qui  
23 est disponible dans les réseaux autonomes. Elle est  
24 offerte pour ses clients aux réseaux autonomes  
25 diesel. Une telle autoproduction électrique

1 renouvelable par les clients réduit le besoin  
2 d'approvisionnement en diesel d'Hydro-Québec  
3 Distribution au même titre que le chauffage-mazout  
4 du client rémunéré par les PUEÉ-RA.

5 Selon l'article 8.17 des Tarifs, le client  
6 est rémunéré entre dix-sept (17 \$) et quarante-huit  
7 dollars (48 \$) - c'est une coquille, là, « 44 » -  
8 par kilowattheure d'électricité renouvelable  
9 injectée sur le réseau. Ce montant est ensuite  
10 déduit de la facturation de l'électricité qu'il  
11 achète - à un tarif moindre usuellement, environ  
12 six cents le kilowattheure (6 ¢/kWh) sur la  
13 première tranche - et d'autres heures de la part  
14 d'Hydro-Québec.

15 En d'autres termes, même si le client  
16 rachète à d'autres heures l'électricité qu'il a  
17 injectée sur le réseau, il conserve malgré tout une  
18 rémunération nette et n'a pas à payer HQD pour le  
19 stockage gratuit ainsi fourni. C'est parfait.

20 Mais si le client, au lieu de racheter plus  
21 tard l'électricité qu'il a injectée sur le réseau,  
22 est au contraire apte à la consommer lui-même au  
23 même moment, sans l'injecter sur le réseau, alors  
24 il ne reçoit aucune rémunération même s'il a ainsi  
25 pu faire réduire le besoin d'approvisionnement en

1 diesel d'Hydro-Québec Distribution. Cette absence  
2 de rémunération est illogique, d'autant plus que si  
3 le client, au lieu d'autoproduire de l'électricité  
4 renouvelable, avait au contraire autoproduit de la  
5 chaleur par du mazout, le PUEÉ-RA l'aurait  
6 rémunéré. Page suivante.

7           Alors, nous recommandons donc que toute  
8 l'électricité renouvelable en réseau autonome par  
9 un autoproducteur soit rémunérée. Au départ, on  
10 avait cru qu'il serait possible d'interpréter cet  
11 article des Tarifs de manière à offrir une telle  
12 rémunération, mais lors de l'audience, dans les  
13 notes transcrites, on a lu qu'Hydro-Québec a  
14 indiqué que l'électricité, en réalité, était de  
15 l'électricité produite, moins l'électricité  
16 consommée au même moment.

17           Nous recommandons que la Régie, dans le  
18 cadre du présent plan d'approvisionnement, requière  
19 qu'Hydro-Québec Distribution offre une rémunération  
20 pour l'électricité autoproduite renouvelable et  
21 autoconsommée, sans injection sur le réseau diesel,  
22 sous la forme d'un PUEÉ-RA, ou d'une autre forme,  
23 car Hydro-Québec en bénéficie, puisqu'il y a ainsi  
24 réduction de son besoin d'approvisionnement diesel.

25           Il n'est pas normal que le client

1 autoproducteur soit payé à un prix différent pour  
2 sa production autoconsommée que pour sa production  
3 injectée sur le réseau. Dans les deux cas, le  
4 Distributeur réalise la même économie de carburant.  
5 C'est ça qui est important.

6 Page suivante. Dans un... un autre point,  
7 nous voulons aussi qu'Hydro-Québec planifie  
8 l'accroissement de la demande en énergie  
9 accompagnant la transition énergétique. Si la  
10 production d'électricité renouvelable, qui est mis  
11 dans le réseau autonome, est bien planifiée, le  
12 chauffage électrique pourrait être permis, couplé  
13 avec la prévision des modifications tarifaires,  
14 permettant le chauffage électrique et la biénergie.

15 Il pourrait y avoir une éventuelle  
16 croissance de la demande pour des usages  
17 supplémentaires, visant à éviter que ne demeure  
18 inutilisée cette électricité excédentaire produite  
19 par les tels projets d'électricité renouvelable.

20 Des possibles charges électriques nouvelles  
21 issues de projets de développement économique  
22 nordique sont par ailleurs occasionnellement émises  
23 par les gouvernements, notamment dans le cadre du  
24 Plan Nord.

25 Des investissements vont aussi être requis

1 aux réseaux de distribution eux-mêmes.

2           Lorsqu'il y a une planification de  
3 production d'électricité renouvelable, cela peut  
4 engendrer de l'électricité... de l'énergie  
5 excédentaire pour que cette production ait une  
6 forte pénétration sur les réseaux autonomes et en  
7 réduire significativement les dépenses d'énergie  
8 fossile. Alors, donc, il est important, maintenant,  
9 de ne pas perdre cette électricité excédentaire et  
10 c'est pour cela qu'on recommande, entre autres, la  
11 biénergie.

12           Page suivante. Un autre point, c'est de  
13 prévoir et permettre... pour, justement, utiliser  
14 cette électricité excédentaire... prévoir et  
15 permettre l'ajout de stockage d'énergie pour  
16 augmenter la fiabilité du réseau, ainsi que pour  
17 permettre l'utilisation accrue des énergies  
18 renouvelables moins polluantes que les énergies  
19 fossiles en réseaux autonomes.

20           L'outil de puissance, sur le critère de  
21 fiabilité que représente un tel stockage, devrait  
22 être pris en compte par Hydro-Québec dans  
23 l'application de son critère de fiabilité - N-1,  
24 fois quatre-vingt-dix pour cent ( $N-1 \times 0,9$ ) - ce que  
25 le Distributeur semble omettre de faire

1           actuellement, le stockage n'est pas pris en compte.

2                       En omettant cette prise en compte, HQD  
3           biaise artificiellement son évaluation de la  
4           rentabilité de tels projets. La Régie de l'énergie  
5           n'a jamais autorisé Hydro-Québec à ainsi biaiser  
6           son critère de fiabilité.

7                       Les motifs de la recommandation, c'est de  
8           considérer les systèmes de stockage d'énergie comme  
9           une solution alternative et potentiellement moins  
10          onéreuse aux problèmes généralement traités par des  
11          investissements de production de pointe.

12                      Afin de procéder à l'ajout de groupes  
13          diesel pour assurer la fiabilité en puissance  
14          additionnelle non requise, un examen rationnel et  
15          rigoureux doit être effectué de l'apport en  
16          fiabilité de puissance fourni par le stockage, au  
17          moment où il en a besoin, conformément aux  
18          pratiques de l'industrie, quant à l'usage d'un tel  
19          stockage.

20                      Si les batteries de stockage électrique  
21          connaissent leur essor mondial actuel, c'est  
22          précisément parce qu'elles permettent de se  
23          substituer à d'autres outils traditionnels de  
24          fiabilité en puissance, tels que le diesel.

25                      Page suivante. Et dans la finalité, c'est

1 que s'il doit y avoir éventuellement équipements...  
2 nouveaux équipements de groupe diesel, il faut en  
3 encadrer son utilisation actuelle et future.  
4 Prévoir que s'il y a des ajouts malgré tout qui  
5 sont requis dans les réseaux autonomes, ceux-ci  
6 devront comporter les caractéristiques suivantes :  
7 ils devront bien entendu être fiables. Ça on  
8 s'entend qu'Hydro-Québec Distribution a des très  
9 bonnes machines et que les centrales thermiques  
10 sont fiables.

11 Un enjeu de cette fiabilité par contre  
12 consiste à éviter le problème actuel des groupes  
13 électrogènes diesel existants : leur non-  
14 réenclenchement automatisé.

15 On a vu dans certains réseaux que cet  
16 enclenchement-là n'est pas automatisé. S'il y a une  
17 perte un moment donné, il faut qu'il y ait  
18 quelqu'un qui aille le rallumer et ça occasionne un  
19 arrêt du groupe ou de la centrale et une perte  
20 d'électricité dans le réseau autonome.

21 Dans la plupart des réseaux autonomes, de  
22 tels opérateurs ne sont pas toujours présents de  
23 façon continue et ça peut occasionner un certain  
24 problème pour les génératrices. Il y a des manières  
25 de pallier, mais le réenclenchement n'est pas

1 automatisé. Les registres de pannes devront aussi  
2 être automatisés et non pas être manuellement  
3 constitués par les opérateurs en centrale, ce qui  
4 peut amener des omissions.

5 La centrale devra comporter des groupes  
6 diesel de puissances différentes afin de mieux  
7 servir la demande. Avant on les mettait souvent  
8 similaires, puis on les additionnait.

9 Aujourd'hui, avec les systèmes de contrôle,  
10 on arrive à déterminer lesquels des groupes  
11 électrogènes de puissance différente seraient les  
12 plus appropriés pour une telle demande et comme  
13 elle démarre rapidement et avec un banc de stockage  
14 de batteries, il est faisable à ce moment-là  
15 d'avoir un fonctionnement d'opération optimale pour  
16 toutes les génératrices diesel.

17 Et la centrale diesel doit être jumelée à  
18 des batteries pour pouvoir placer les groupes  
19 diesel à l'arrêt lors des périodes de demande plus  
20 faible et ainsi réduire le temps d'opération des  
21 groupes et augmenter leur fonctionnement dans leur  
22 plage d'opération optimale.

23 Un peu comme les voitures hybrides, on le  
24 voit maintenant beaucoup, on augmente énormément  
25 l'efficacité des groupes électrogènes thermiques

1 souvent.

2 Maintenant, je vais passer à la partie où  
3 je vais parler des réseaux autonomes en  
4 particulier. J'en ai quelques-uns à nommer, mais je  
5 vais passer très rapidement sur chacun d'eux.

6 Alors, pour le Nunavik en entier, on a  
7 remarqué, le RTIÉÉ a remarqué que le PUEÉ dans les  
8 logements à loyers modiques avait un effet  
9 dissuasif de chauffage électrique, mais qu'il  
10 n'était pas offert à tous les clients du Nunavik à  
11 cause justement que les loyers sont subventionnés.

12 Alors, il faudrait appliquer à ces  
13 logements ce programme qui devrait permettre une  
14 réduction significative de la demande en  
15 électricité dans les réseaux autonomes et ainsi  
16 amener une réduction importante du diesel pour sa  
17 production.

18 Le PUEÉ n'atteint pas son objectif si la  
19 majorité de la population du Nunavik y est  
20 inadmissible tel qu'actuellement.

21 Il serait ainsi possible de réduire d'au  
22 moins dix pour cent (10 %) la demande électrique du  
23 Nunavik en nous basant sur la demande annuelle à  
24 quatre-vingt-dix-huit point neuf gigawattheures  
25 (98,9 GWh), ce dix pour cent (10 %) sauverait dix

1 gigawattheures (10 GWh) au coût moyen de cinquante  
2 cents le kilowattheure (0.50 \$/KWh, ceci  
3 permettrait donc d'économiser au moins cinq  
4 millions (5 M\$) seulement au Nunavik. Page  
5 suivante.

6           Maintenant, pour le réseau autonome  
7 d'Inukjuak, nous applaudissons déjà l'effort du  
8 Distributeur d'être en train de réaliser ce premier  
9 réseau autonome en énergie renouvelable qui est  
10 autochtone.

11           Par contre, la RTIÉE recommande à la Régie  
12 de refuser d'inclure dans le Plan  
13 d'approvisionnement vingt vingt, vingt vingt-neuf  
14 (2020-2029) d'Hydro-Québec Distribution une  
15 nouvelle centrale diesel en vingt vingt-quatre  
16 (2024) au village d'Inukjuak, car il est déjà  
17 reconnu que celui-ci possède la meilleure qualité  
18 de vent de tous les villages du Nunavik et au  
19 projet actuel de centrale hydraulique, on devrait  
20 donc y ajouter de l'énergie éolienne qui arriverait  
21 à un moment opportun durant l'hiver quand  
22 hydroélectricité, le système hydraulique, que la  
23 centrale hydraulique d'Inukjuak est en plus faible  
24 puissance.

25           Comme notre collègue du ROÉE, monsieur

1 Bernard Saulnier l'a souligné lors de sa  
2 présentation, la qualité du vent dans ce village  
3 est excellente. Page suivante.

4 Pour le réseau autonome de Quaqtq, nous  
5 applaudissons encore une fois les efforts de la  
6 Régie, de, pardon, du Distributeur de prise de  
7 projets pilotes qui ont été réalisés là-bas, en  
8 solaire et avec des stockages batteries. Nous  
9 recommandons de continuer de faire ce genre de  
10 projet et de développer ces projets pour les autres  
11 autonomes, sous réserve, bien entendu, des  
12 clarifications de certaines de leurs modalités.

13 Page suivante. Le réseau autonome de  
14 Tasiujaq où on voudrait faire un jumelage diesel-  
15 solaire. Ce projet-là était prévu pour deux mille  
16 vingt-deux (2022), on n'en entend plus beaucoup  
17 parler. On recommande quand même à la Régie  
18 d'appuyer ce projet et bien entendu, sous réserve  
19 de clarification de certaines de ses modalités.  
20 Nous croyons que ça pourrait être un très bon  
21 projet dans une région nordique, parce que même si  
22 on pense souvent que le solaire n'est pas présent,  
23 il l'est principalement durant l'été, bien entendu,  
24 mais ceci permettrait, avec un stockage batteries,  
25 d'éliminer même l'utilisation de la centrale

1 pendant une partie de l'année, de la centrale  
2 thermique pendant une petite partie de l'année.

3 Page suivante. Pour les réseaux de La  
4 Romaine, on constate que le raccordement est bien  
5 amorcé, que les mesures d'économie d'énergie et  
6 d'utilisation des énergies renouvelables pourraient  
7 s'y appliquer comme pour tous les réseaux d'Hydro-  
8 Québec. À notre que La Romaine, il y a beaucoup de  
9 vent aussi et ça pourrait être un endroit  
10 privilégié pour mettre des éoliennes éventuellement  
11 sur le réseau.

12 Page suivante. Pour le réseau autonome de  
13 Lac-Robertson/La Tabatière, qui est un réseau  
14 justement où on a fait le jumelage hydroélectrique  
15 et centrale thermique. Les centrales thermiques à  
16 La Tabatière sont la plupart du temps à l'arrêt, on  
17 ne voit pas... mais qui peuvent être utilisées en  
18 cas de pannes. Les mesures en efficacité de  
19 puissance pourraient y être déployées par Hydro-  
20 Québec elle-même ou par un mandataire désigné par  
21 elle, comme elle l'a fait à Inukjuak. Nous ne  
22 croyons pas qu'il y a besoin d'avoir d'autres  
23 centrales thermiques à cet endroit. Le système  
24 marche très bien.

25 Diapo suivante s'il vous plaît. Pour Port

1 Menier, l'île d'Anticosti, nous vous indiquons  
2 qu'Anticosti a fait une demande pour devenir un  
3 patrimoine mondial de l'UNESCO, ce qui pourrait  
4 amener plusieurs projets de retombée économique sur  
5 l'île et donc que la planification actuelle qui est  
6 basée, bien entendu, sur les faits actuels,  
7 pourrait sembler faible.

8           Donc, encore une fois, là, c'est de... on  
9 demande à la Régie de requérir que le Distributeur  
10 réévalue possiblement à la hausse la croissance de  
11 la demande électrique sur le réseau de Port Menier,  
12 parce qu'il y a plusieurs projets qui sont en cours  
13 de route et donc, ça pourrait amener des grands  
14 changements. C'est pour ça qu'on dit que, à tous  
15 les cinq ans, c'est peut-être un peu long, mais  
16 qu'on devrait garder la planification pour les  
17 réseaux autonomes ouverts pour pouvoir en discuter  
18 à toutes les années ou au moment opportun.

19           Et, là, je vais inviter, en fait, mon  
20 collègue, Patrick Goulet, à parler des Îles-de-la-  
21 Madeleine, sachant que, bien entendu, ceci va être  
22 discuté en phase 2. Patrick a regardé de façon  
23 exhaustive la situation aux Îles-de-la-Madeleine et  
24 a des commentaires là-dessus. Vas-y Patrick.

1 M. PATRICK GOULET :

2 Merci bien, Jimmy. J'ai travaillé pour voir un peu,  
3 là, des comparaisons, chercher une comparaison pour  
4 les Îles-de-la-Madeleine ailleurs sur la planète,  
5 puis j'ai trouvé une communauté qui s'appelle les  
6 Orcades, en Écosse, au Nord de l'Écosse. Ils sont  
7 situés géographiquement au 59e parallèle. Ils sont  
8 encore plus au nord que les Îles-de-la-Madeleine.  
9 Et ils sont autonomes depuis deux mille treize  
10 (2013). Puis on parle d'éolien, solaire et  
11 marémotrice. C'est un exemple parfait pour les  
12 Îles-de-la-Madeleine. Ça serait quelque chose  
13 qu'Hydro-Québec devrait aller voir, vraiment  
14 échanger avec la communauté. C'est ce que, moi,  
15 j'ai fait d'ailleurs.

16 C'est vraiment un exemple à suivre. Puis  
17 ils sont beaucoup moins en avant sur la  
18 technologie, le microréseau. Ils gèrent très bien  
19 leur surplus énergétique, parce qu'ils sont  
20 toujours en surplus. Alors, ça, c'est un exemple  
21 qu'il faudrait aller voir vraiment. Ce serait à  
22 Hydro-Québec à faire les contacts, à prendre les  
23 contacts là-dessus.

24 L'autre chose aussi que j'ai découvert,  
25 c'est, tout près de chez nous, au Labrador, il y a

1 Mary's Harbour qui viennent de mettre en service,  
2 c'est une petite communauté de trois cents et  
3 quelque habitants. Ils viennent de mettre en  
4 service un réseau, un microréseau avec des  
5 batteries. Il y a cinq cents kilowatts (500 kW) de  
6 batteries. Il y a deux cent cinquante kilowatts  
7 (250 kW) de PB. Puis ils roulent encore avec une  
8 centrale diesel. Mais tout est combiné. Ça se gère  
9 tout avec le microréseau. Ils viennent de le mettre  
10 en service. Ce serait une bonne place à aller voir,  
11 comment ça se passe. C'est au Labrador. C'est  
12 vraiment... C'est près de la frontière avec le  
13 Québec. Ce serait un autre exemple à suivre à aller  
14 voir, là, comment ils gèrent. Ça aiderait justement  
15 la société d'État à aller plus vite dans leur  
16 cheminement, les énergies renouvelables dans des  
17 réseaux non reliés.

18 C'est un peu, là, ce que je voulais  
19 mentionner dans notre présentation.

20 M. JIMMY ROYER :

21 R. Merci, Patrick. Maître Neuman, vous voulez dire  
22 quelque chose?

23 Me DOMINIQUE NEUMAN :

24 Q. **[3]** Monsieur Goulet, il y a certaines  
25 recommandations spécifiques qui sont projetées à

1 l'écran en ce moment concernant la situation  
2 intérimaire avant la Phase 2 à venir du présent  
3 dossier. Est-ce que vous pouvez en faire part à la  
4 Régie? Ou monsieur Royer.

5 M. JIMMY ROYER :

6 R. Je peux en parler effectivement. Donc, je vais  
7 continuer là-dessus. Le RTIÉÉ se félicite que la  
8 Régie ait demandé au Distributeur de réanalyser les  
9 options pour alimenter les clients de Cap-aux  
10 Meules mais regrette que cette analyse ne sera  
11 disponible que sous une deuxième phase à l'automne  
12 vingt vingt et un (2021). On est très heureux, soit  
13 dit en passant. Mais c'est juste que ça prend du  
14 temps.

15 Et en attendant, on pense que le  
16 Distributeur devrait suspendre la conversion qu'il  
17 a amorcée vers des bâtiments tout à l'électricité  
18 avec chauffage électrique, ce qui risque de placer  
19 la Régie devant un fait accompli en excluant  
20 d'avance certaines options. On s'en va vers le tout  
21 électricité. C'est peut-être pas ça qui est la  
22 meilleure solution. Or, on dit, attendez un peu. On  
23 a déjà attendu plusieurs années, on peut attendre  
24 encore quelques mois avant de continuer de faire,  
25 décider de faire du chauffage électrique. Tant que

1 la Régie n'aura pas choisi quelle des deux qu'elle  
2 va prendre, soit le câble et/ou les bouquets de  
3 l'énergie comme elle pense le faire dans ses  
4 consultations.

5 Le RTIÉÉ recommande que la preuve du  
6 Distributeur en Phase 2 du présent dossier  
7 comprenne notamment un scénario de microréseau  
8 intelligent pour l'Île d'Entrée, ne pas l'oublier,  
9 à titre de projet-pilote éventuel, que pour  
10 Cap-aux-Meules, avec batteries ou autres stockages,  
11 ce qui permettrait de garder la centrale diesel en  
12 réserve froide plutôt qu'en réserve tournante.  
13 C'est bien important. Oui, je crois qu'il faut  
14 garder la centrale diesel en réserve. Mais si tous  
15 les autres systèmes sont capables de permettre de  
16 répondre à la demande, elle ne devrait être gardée  
17 qu'en réserve froide au cas où. On ne veut pas  
18 mettre non plus les gens en danger.

19 Ces réseaux pourraient devenir des vitrines  
20 du savoir-faire québécois utilisant des énergies  
21 renouvelables en microréseau. La preuve en Phase 2  
22 devrait aussi comporter un balisage des différents  
23 projets de microréseau intelligent qui se font dans  
24 le monde par d'autres distributeurs d'énergie.  
25 Comme l'a mentionné Patrick, les Orcades étant un

1 exemple privilégié. Ça fait au moins vingt-cinq  
2 (25) ans qu'eux autres ont décidé d'aller vers les  
3 énergies renouvelables.

4 Et si on regarde la situation, elle  
5 ressemble beaucoup aux Îles-de-la-Madeleine. Page  
6 suivante s'il vous plaît.

7 Je vais donc finir avec les réseaux  
8 autonomes de Haute-Mauricie, celle de Clova et de  
9 Obedjiwan, Opitciwan. Maître Neuman va parler  
10 directement de Opitciwan, qui a été accepté comme  
11 intervenant pour la présente audience. Je voulais  
12 juste noter que Clova, qui est un petit réseau, un  
13 peu comme l'Île-d'Entrée, il ne faut pas l'oublier  
14 non plus, ce serait un des beaux projets qui  
15 pourrait être fait. Comme encore là Patrick l'a  
16 mentionné pour le projet du Labrador, c'est un  
17 projet facile, pas tellement loin, qui pourrait  
18 servir de vitrine technologique. L'Île-d'Entrée, la  
19 même chose, des petits projets, on peut commencer  
20 par là si on veut aller petit à petit.

21 Dans le cas d'Obedjiwan, le RTIÉE  
22 considérerait que la priorité devrait être donnée au  
23 projet de cogénération de biomasse de la scierie  
24 des Atikamekw d'Opitciwan, lequel semble  
25 économiquement avantageux pour la communauté.

1 Plutôt que de faire un câble... pas un câble, mais  
2 une... relié au réseau intégré. Ce projet pourrait  
3 donc servir de vitrine, encore là technologique, et  
4 le savoir-faire du Québec.

5 Je conclus donc, page suivante, en vous  
6 remerciant beaucoup. J'ai pas mal été dans ma  
7 limite de mon temps, alors je vous remercie  
8 beaucoup de l'écoute et je suis prêt à répondre à  
9 vos questions.

10 Me DOMINIQUE NEUMAN :

11 Q. **[4]** Merci, Monsieur Royer. Que représente la photo?

12 R. Oui. Cette photo-là c'est juste pour vous montrer  
13 qu'il y a des actions qui se font dans le Nord.  
14 C'est une photo du CEN, du Centre des études  
15 nordiques à Whapmagoostui, en fait à Kuujjua... la  
16 communauté voisine de Kuujjuarapik. Et on voit ici  
17 un quatre kilowatts (4 kW) qui a été fait sur un  
18 des laboratoires du CEN.

19 À cet endroit, à Kuujjuarapik, il y a vingt  
20 kilowatts (20 kW) qui a été installé en deux mille  
21 onze (2011). Au départ, c'était directement sur...  
22 injecté sur le réseau et en fait ils étaient payés  
23 par un compteur qui virait à l'envers. Aujourd'hui,  
24 on dit qu'ils bénéficient de l'Option 3, mais j'ai  
25 regardé les comptes et en fait c'est plutôt comme

1 c'était avant, ce qui veut dire que le compteur  
2 finalement fonctionne à l'envers et ils sont  
3 seulement payés à tous les deux mois, s'ils ont un  
4 surplus de production.

5 Ils sont crédités, je devrais dire,  
6 seulement s'ils ont un surplus de production à tous  
7 les deux mois. Même pas pour l'électricité injectée  
8 en tant que telle. Mais c'est une très belle photo  
9 de ce qui pourrait se faire dans les réseaux  
10 autonomes, même au Nunavut... au « Nunavik »,  
11 pardon.

12 Q. [5] Et c'est de la biomasse. C'est de la biomasse?

13 R. Non, non, non.

14 Q. [6] Pardon, excusez-moi.

15 R. C'est du solaire, c'est du solaire.

16 Q. [7] Oui, excusez-moi, excusez-moi, oui. O.K. Merci  
17 bien.

18 R. Merci. Je suis disponible pour des questions.

19 Q. [8] Oui. - Alors, j'allais le dire, les témoins  
20 sont disponibles pour répondre à d'autres  
21 questions.

22 LE PRÉSIDENT :

23 Merci beaucoup pour votre présentation. Alors, du  
24 côté des intervenants, est-ce qu'il a des questions  
25 de l'AHQ-ARQ? Il ne semble pas que ce soit le cas.

1 AQCIE?

2 Me STEVE CADRIN :

3 Non, Monsieur le Président, je m'excuse.

4 LE PRÉSIDENT :

5 Donc, ça c'était AHQ, je présume. Ensuite AQCIE?

6 Me STEVE CADRIN :

7 Monsieur le Président, pas de questions pour  
8 l'AHQ-ARQ, je m'excuse d'avoir fait le retour de  
9 son, je suis désolé.

10 LE PRÉSIDENT :

11 Ça va. Alors, pas de...

12 Me SYLVAIN LANOIX :

13 Alors pour l'AQCIE-CIFQ, pas de questions, Monsieur  
14 le Président. Merci.

15 LE PRÉSIDENT :

16 Merci. AQPER?

17 Me NICOLAS DUBÉ :

18 Pas de questions, Monsieur le Président. Merci.

19 LE PRÉSIDENT :

20 Merci bien. CQ3E?

21 Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS :

22 Pas de questions pour le CQ3E, Monsieur le  
23 Président. Merci.

24 LE PRÉSIDENT :

25 FCEI?

1 Me MÉLINA CARDINAL-BRADETTE :

2 Pas de questions pour la FCEI, merci.

3 LE PRÉSIDENT :

4 RNCREQ?

5 Me PRUNELLE THIBAUT-BÉDARD :

6 Pas de questions. Merci, Monsieur le Président.

7 LE PRÉSIDENT :

8 ROEÉ?

9 Me GABRIELLE CHAMPIGNY :

10 Il n'y aura pas de questions pour le ROEÉ, merci.

11 LE PRÉSIDENT :

12 Merci. Finalement UC?

13 Me HÉLÈNE SICARD :

14 Pas de questions, Monsieur le Président. Merci.

15 LE PRÉSIDENT :

16 Merci bien. Du côté de HQD?

17 Me SIMON TURMEL :

18 Oui, en fait... Oui, bonjour, Monsieur le

19 Président. J'aurai quelques petites questions de

20 précision. Peut-être si on pouvait mettre la page 7

21 de la présentation?

22 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me SIMON TURMEL :

23 Oui. Bonjour, Monsieur le Président.

24 Q. [9] En fait, à la page 7, vous nous parlez « lever

25 trois obstacles à la mise en oeuvre ». Puis ici,

1 vous faites état d'une première levée d'obstacle,  
2 c'est-à-dire « continuer d'oeuvrer en partenariat  
3 avec les communautés locales ». Vous êtes au  
4 courant des quatre critères du Distributeur qui  
5 guident ces projets de conversion?

6 R. Oui.

7 Q. **[10]** Donc, notamment un des critères, c'est  
8 l'accueil favorable par la communauté?

9 R. Oui.

10 Q. **[11]** Est-ce que vous ne pensez pas que ce critère-  
11 là qui guide le Distributeur répond à ce que vous  
12 qualifiez ici d'obstacle? Est-ce que ça ne se  
13 rejoint pas?

14 R. Non. Parce que c'est une chose de consulter les  
15 communautés. Encore là, je vous félicite, nous vous  
16 félicitons pour ça. Mais c'est aussi d'oeuvrer en  
17 partenariat avec les communautés, de faire les  
18 projets avec eux autres. Ce n'est pas la même  
19 chose.

20 Q. **[12]** O.K. Je vous remercie. Ça complète mes  
21 questions.

22 LE PRÉSIDENT :

23 C'est tout. Merci. Maître Lefrançois?

24 Me MARILOU LEFRANÇOIS :

25 Je n'aurai pas de questions. Merci.

1 INTERROGÉS PAR LA FORMATION

2 Mme SYLVIE DURAND :

3 Q. **[13]** Oui, bonjour. J'aurais une petite question  
4 pour vous. Sylvie Durand, pour la formation. Bon.  
5 Ce que j'ai entendu, c'est que vous souhaitez de  
6 plus en plus réduire la consommation de mazout et  
7 de diesel dans les réseaux autonomes. Puis d'un  
8 autre côté, vous demandez de maintenir les  
9 programmes d'efficacité énergétique, dont notamment  
10 ceux qui favorisent, par exemple, le chauffage au  
11 mazout.

12 J'aimerais vous entendre là-dessus sur  
13 comment vous voyez cette transition-là du diesel  
14 vers des énergies renouvelables puis le maintien du  
15 chauffage au mazout, là, dans le contexte de la  
16 transition énergétique. J'aimerais mieux saisir  
17 votre proposition à cet égard.

18 M. JIMMY ROYER :

19 R. Oui, très bien. Alors, effectivement, on parle ici  
20 d'électricité et de chauffage qui, elle, est au  
21 mazout, qui est beaucoup plus efficace si on  
22 utilise le mazout directement pour le chauffage  
23 plutôt que d'en faire l'électricité. Sauf quand on  
24 a de l'électricité excédentaire, et là on peut  
25 penser à faire la biénergie.

1                   Mais ce qui est important de garder  
2                   présentement la possibilité de subventionner le  
3                   chauffage au mazout, c'est que ça permet dans le  
4                   futur de changer ce chauffage au mazout-là à une  
5                   autre forme, une autre ressource qui serait aussi  
6                   moins dommageable. On peut penser, par exemple, à  
7                   la biomasse, on pourrait utiliser au lieu du mazout  
8                   de la biomasse et on pourrait même subventionner la  
9                   biomasse plutôt que le mazout. Or, ça, ce serait  
10                  une des manières de le faire.

11                  L'autre manière, comme je vous disais tout  
12                  à l'heure, c'est que bien entendu, si on a de  
13                  l'électricité excédentaire ou, comme dans le cas  
14                  d'Inukjuak ou dans même... pour d'autres projets où  
15                  il y a de l'éolienne où on est capable d'avoir de  
16                  l'électricité, beaucoup d'électricité durant  
17                  l'hiver, à ce moment-là, on pourrait penser à du  
18                  chauffage électrique.

19                  Q. **[14]** Je vous remercie. Je n'ai pas d'autres  
20                  questions.

21                  Me LOUISE ROZON :

22                  Q. **[15]** Oui. Bonjour aux membres du panel. Louise  
23                  Rozon pour la formation. J'ai seulement une  
24                  question. À la page 5 de votre présentation, vous  
25                  nous demandez de requérir que l'État d'avancement

1 du Plan qui est déposé à chaque année soit soumis à  
2 l'examen en audience publique. J'aimerais peut-être  
3 vous entendre sur quelle base il serait possible de  
4 soumettre un tel examen en audience publique et  
5 quel serait l'objet de la décision qu'on rendrait  
6 dans un cadre comme celui-là.

7 Et l'autre volet c'est : est-ce qu'il n'y a  
8 pas un chemin plus simple? Quand on voit que ça  
9 nous prend plus qu'un an à traiter un plan d'appro,  
10 s'il faut en plus qu'on fasse des audiences  
11 publiques pour les états d'avancement, on va  
12 toujours se voir, là, ça c'est sûr. Alors, voilà.

13 R. En fait, le but ici, c'est justement de s'assurer  
14 que peu importe qu'est-ce que le Distributeur veut  
15 faire, que ce soit soumis à l'examen de la Régie  
16 réellement assistée des intervenants. Et donc, de  
17 permettre que s'il y a des changements au parc que  
18 ce soit possible de regarder ces changements-là  
19 plutôt que d'attendre à tous les cinq ans et de  
20 dire « Bon, maintenant, on est rendu là, on n'a  
21 rien fait », ou on a fait des choses, on a changé  
22 les diesel parce qu'il fallait les changer et on a  
23 pu... on est devant un fait accompli.

24 Alors, nous c'est de dire, oui, on devrait  
25 quand même laisser ça ouvert. Comme ça, permettre

1 au Distributeur de revenir quand ils ont des  
2 changements à faire sur le banc et de soumettre ça  
3 à la Régie et assistés des intervenants si  
4 possible.

5 Q. **[16]** Peut-être juste une précision. Le Plan  
6 d'approvisionnement est déposé aux trois ans et non  
7 aux cinq ans.

8 R. Oh, pardon, j'avais dit « trois ans ».

9 Q. **[17]** C'est bon. Je n'ai pas d'autres questions.  
10 Merci beaucoup pour votre présentation.

11 R. Merci.

12 LE PRÉSIDENT :

13 Q. **[18]** Merci. Juste une question. En page 20, vous  
14 donnez un exemple de programme qui a été abandonné,  
15 et je comprends que selon votre évaluation, c'est  
16 en raison d'une sous-estimation des coûts évités,  
17 là. C'est le programme d'isolation des entretoits.

18 R. Oui.

19 Q. **[19]** Est-ce que vous avez d'autres exemples de  
20 projets précis qui auraient été mis de côté ou sur  
21 la glace en raison d'une sous-estimation des coûts  
22 évités?

23 R. À brûle-pourpoint, non. Je dois vous avouer qu'il  
24 faudrait que j'y réfléchisse quelques minutes. Mais  
25 c'est un exemple pour dire qu'il ne faudrait pas

1 non plus que des programmes qui peuvent avoir des  
2 actions, puis des fois peuvent ne pas fonctionner  
3 immédiatement, qu'ils doivent être quand même  
4 étudiés et poursuivis éventuellement.

5 C'est un peu l'idée que ce n'est pas juste  
6 les énergies renouvelables qui vont permettre la  
7 réduction des diesel dans des réseaux autonomes,  
8 mais c'est aussi les programmes qui ont déjà été  
9 instaurés et qui ont souvent fonctionné. Certains  
10 ont eu de la difficulté, comme l'isolation des  
11 entretoits, pour X, Y, Z raison, mais qui, des  
12 fois, peuvent être réétudiés et refaits pour être  
13 applicables.

14 Je pense, entre autres, pendant que je  
15 parle, à des projets de PGEÉ au Nunavik qui étaient  
16 établis pour les clients qui sont à loyer. Alors,  
17 bien entendu, pour eux autres, ça se peut que ces  
18 projets... ces programmes-là étaient mal adaptés  
19 parce que ce n'est pas eux autres qui paient la  
20 facture à la fin. Mais si on peut repenser ces  
21 programmes-là avec les intervenants sur place, à ce  
22 moment-là, on peut relancer les programmes qui ont  
23 fait leur preuve dans le sud, mais qui pourraient  
24 avoir de la difficulté pour plusieurs raisons dans  
25 les réseaux autonomes.

1 Q. [20] Merci beaucoup. Alors, ça complète les  
2 questions. Alors, Maître Neuman, on peut libérer  
3 vos témoins. Merci beaucoup.

4 Me DOMINIQUE NEUMAN :

5 Oui. Je vous remercie beaucoup.

6 M. JIMMY ROYER :

7 R. Merci beaucoup.

8 LE PRÉSIDENT :

9 Maître Sicard, est-ce que vous êtes prête à  
10 présenter votre preuve?

11 Me HÉLÈNE SICARD :

12 Moi, je suis prête. Est-ce que vous m'entendez?

13 LE PRÉSIDENT :

14 Très bien.

15

16 PREUVE D'UC

17

18 Me HÉLÈNE SICARD :

19 Ah, bon. Parce que j'ai eu des petits problèmes de  
20 micro. Et je vois que madame de Tilly est avec  
21 nous. Alors, nous sommes prêt, Monsieur le  
22 Président. Alors, Hélène Sicard pour Union des  
23 consommateurs. Notre témoin nous fera une  
24 présentation orale. C'est madame Viviane de Tilly,  
25 analyste à l'interne à Union des consommateurs.

1 Alors, Madame Lebuis, vous pouvez assermenter  
2 madame de Tilly. Merci.

3

4 L'AN DEUX MILLE VINGT ET UN (2021), ce treizième  
5 (13e) jour du mois de juillet, A COMPARU :

6

7 VIVIANE DE TILLY, analyste en énergie à Union des  
8 consommateurs, ayant une place d'affaires au 7000,  
9 avenue du Parc, Montréal (Québec);

10

11 LAQUELLE, après avoir fait une affirmation  
12 solennelle, dépose et dit :

13

14 INTERROGÉE PAR Me HÉLÈNE SICARD :

15 Q. **[21]** Bonjour, Madame de Tilly. Nous avons déposé  
16 une première preuve, C-UC-0010 et une deuxième  
17 preuve, C-UC-0021. Avez-vous préparé ou fait  
18 préparer sous votre contrôle et surveillance ces  
19 documents?

20 R. Oui.

21 Q. **[22]** Est-ce que vous les adoptez comme étant la  
22 preuve pour l'Union des consommateurs?

23 R. Oui.

24 Q. **[23]** Avez-vous des changements ou des modifications  
25 à y apporter?

1 R. Non.

2 Q. [24] Alors, merci. Je vous inviterais à nous faire  
3 votre présentation.

4 R. Alors, bonjour, Monsieur Dumas, Mesdames Rozon et  
5 Durand. Bonjour à tous. Alors, voilà, je suis  
6 analyste à Union des consommateurs. UC n'a rien à  
7 vendre, rien à mousser. Elle prend le parti des  
8 consommateurs résidentiels, les familles, les  
9 ménages.

10 D'ailleurs, UC, dans ce dossier, est le  
11 seul intervenant qui représente les clients  
12 résidentiels. Ce sont tout de même quatre millions  
13 (4 M) de clients qui pourraient subir les impacts  
14 tarifaires d'approvisionnements inutiles ou trop  
15 coûteux, ou encore d'une stratégie de développement  
16 de marché qui impliquerait l'acquisition  
17 d'approvisionnements additionnels à fort prix. Ce  
18 sont également les premiers à être visés par Hilo,  
19 avec les conséquences qui pourraient en découler.

20 Alors, je ne reprendrai pas en détail les  
21 deux mémoires d'UC, et ma présentation portera sur  
22 deux points. D'abord, sur la prévision de la  
23 demande d'électricité, sur l'horizon du Plan, et  
24 d'autre part, sur la filiale Hilo, non réglementée  
25 selon le Distributeur, et surtout, à but lucratif.

1                   Alors, la prévision de la demande. Je  
2                   dirais : « Sale temps pour les prévisionnistes. »  
3                   Comment, dans le contexte exceptionnel que nous  
4                   avons vécu, avec le grand confinement, et que nous  
5                   vivons encore, un modèle de prévision de la demande  
6                   d'électricité peut-il être fiable? Surtout lorsque  
7                   nous sommes devant un modèle qui a plutôt tendance  
8                   à surestimer les prévisions, à la suite d'une  
9                   période de turbulence.

10                   En effet, comme nous l'avons démontré dans  
11                   notre preuve, C-UC-0001, la demande d'électricité  
12                   depuis la crise de deux mille huit (2008), plan  
13                   après plan, est demeurée grandement inférieure aux  
14                   prévisions du Distributeur. Et comme le résume,  
15                   pour un horizon récent, l'AHQ-ARQ dans son mémoire  
16                   0024, page 20, de façon générale, on peut constater  
17                   que depuis deux mille douze (2012), les prévisions  
18                   du Distributeur surestiment systématiquement les  
19                   besoins en énergie et en puissance.

20                   Dans le contexte actuel, plusieurs indices  
21                   nous portent à croire que la prévision de la  
22                   demande, sur l'horizon du plan, est encore  
23                   surestimée.

24                   Je parlerais de la pandémie. Nous ne sommes  
25                   pas encore sortis du bois. La semaine dernière,

1 dans un communiqué final, les ministres des  
2 Finances du G20, qui étaient réunis à Venise,  
3 indiquaient que la reprise économique mondiale  
4 reste exposée, non seulement en particulier à la  
5 propagation de nouveaux variants, mais aussi aux  
6 différents rythmes de vaccination sur la planète.  
7 Il n'y a rien de réglé avec la pandémie mondiale.

8 Si on se fie à la dernière prévision du  
9 Distributeur, grosso modo, la demande d'électricité  
10 récupérera tout le terrain perdu, en deux mille  
11 vingt (2020), d'ici vingt-six, vingt-sept (26-27),  
12 en énergie et en puissance. Donc, en cinq ans.

13 Nous croyons toutefois que l'horizon et  
14 l'amplitude de cette reprise ne sont pas assurés.  
15 La conjoncture est unique en son genre et il est  
16 probable qu'elle aura des conséquences pérennes,  
17 structurelles qu'on devine à peine pour le moment.

18 De façon anecdotique, il y a quelques  
19 semaines, on apprenait que l'Australie avait  
20 abaissé ses prévisions de croissance, tant  
21 démographiques qu'économiques, pour les quarante  
22 (40) prochaines années, en raison de l'impact de la  
23 pandémie de COVID-19.

24 Bon, le Québec, ce n'est pas l'Australie,  
25 mais on peut se questionner sur l'optimiste

1           apparent... l'optimisme apparent du Distributeur et  
2           la vraisemblance de la reprise des ventes qu'il  
3           anticipe d'ici seulement cinq ans.

4                        Il y a un autre point dont j'aimerais  
5           parler, c'est la pénurie de la main-d'oeuvre. Nous  
6           avons questionné le Distributeur sur l'impact de la  
7           pénurie de la main-d'oeuvre sur les ventes  
8           d'électricité, de façon générale, mais aussi  
9           conséquente à la pandémie. Alors, on en a discuté  
10          dans l'audience du sept (7) juillet, à la page 210.

11                      Alors, le témoin du Distributeur, à propos  
12          des pénuries de la main-d'oeuvre, disait : « Bon,  
13          c'est quand même quelque chose, là, qui n'est pas  
14          nécessairement, non... qui vient jouer, là, dans  
15          nos modèles de prévisions, mais c'est quand même un  
16          élément qu'on regarde. »

17                      Nous comprenons donc que la pénurie de  
18          main-d'oeuvre est un facteur marginal dans la  
19          prévision de la demande.

20                      Encore là, on peut se questionner sur le  
21          caractère exceptionnel de la pénurie actuelle.  
22          Comment un modèle, basé sur l'expérience passée,  
23          peut donner de bonnes prévisions lorsque des  
24          variables qui le composent affichent des valeurs  
25          qui n'ont jamais ou rarement été atteintes? La

1 pénurie de main-d'oeuvre est pourtant un enjeu réel  
2 pour l'économie du Québec.

3 Et hier, le président et chef de la  
4 direction du Conseil du patronat du Québec,  
5 monsieur Blackburn, a publié une lettre dans La  
6 Presse et je vous en cite des extraits :

7 Il ne se passe pas un jour sans que  
8 les médias ne rapportent une nouvelle  
9 démonstration de la pénurie de  
10 travailleurs. La démographie  
11 vieillissante du Québec est la  
12 principale cause de ce phénomène qui  
13 ne s'estompera pas avant deux mille  
14 trente (2030). Comment stopper la  
15 vague avant qu'il ne soit trop tard?  
16 Avec cent quatre-vingt mille (180 000)  
17 postes vacants, en hausse constante,  
18 on ne parle plus de rareté, mais  
19 plutôt d'une crise de la  
20 main-d'oeuvre. Notre taux de chômage  
21 est à un plancher historique et le  
22 taux d'emplois atteint un sommet  
23 inégalé, si bien que l'élastique  
24 atteint un point de rupture. Les  
25 impacts sont largement documentés :

1                   perte de contrats, annulation  
2                   d'investissements, fermetures forcées,  
3                   économie régionale affectée, employés  
4                   et employeurs surchargés.

5           Et je vais le répéter.

6                   Les impacts sont largement  
7                   documentés : perte de contrats,  
8                   annulation d'investissements,  
9                   fermetures forcées, économie régionale  
10                  affectée, employés et employeurs  
11                  surchargés.

12          Monsieur Blackburn continue :

13                  Alors que l'après-pandémie était  
14                  porteuse de grandes promesses de  
15                  relance, bien des pans de l'activité  
16                  économique pourraient être au  
17                  contraire tués dans l'oeuf. Des  
18                  secteurs ne pourront pas concrétiser  
19                  leurs plus grandes ambitions de  
20                  développement sans capital humain.  
21                  Quel que soit le domaine, quel que  
22                  soit le salaire, quelle que soit la  
23                  région.

24          Alors, nous sommes d'avis qu'il est possible que le  
25          Distributeur ait sous-estimé l'impact de la pénurie

1 de main-d'oeuvre actuelle sur l'activité économique  
2 et conséquemment sur la prévision des ventes  
3 d'électricité.

4 Je voudrais aussi parler d'inflation. Le  
5 mot en « i » selon moi. On n'ose pas trop en  
6 parler.

7 Alors, le Distributeur tient compte de  
8 l'inflation dans son modèle de prévision. Il s'agit  
9 donc d'une variable qui influe sur la demande  
10 d'électricité. Et là, j'ai glané quelques phrases  
11 sur Internet à propose de l'inflation.

12 L'inflation signifie que nous payons plus  
13 cher une même quantité d'un produit donné. Elle  
14 peut mener à un ralentissement de la croissance  
15 économique lorsque les consommateurs restreignent  
16 leurs achats de biens essentiels et non essentiels.

17 L'inflation pénalise le commerce extérieur  
18 en rendant les produits relativement plus chers à  
19 l'étranger. En conséquence, une hausse de  
20 l'inflation pourrait avoir un impact sur l'activité  
21 économique et, par ricochet, sur la demande  
22 d'électricité.

23 Nous avons demandé au Distributeur quel est  
24 le taux d'inflation qu'il utilisait dans ses  
25 prévisions de la demande. Il a répondu via un

1 engagement, à la pièce B-0168. Alors, on apprend  
2 que, par exemple, pour deux mille vingt et un  
3 (2021), le Distributeur utilise un taux d'inflation  
4 d'un point neuf pour cent (1,9 %) et pourtant  
5 l'inflation au Québec n'a cessé de croître depuis  
6 deux mille vingt et un (2021). Depuis le début de  
7 l'année. Je vous donnerai les taux depuis janvier.

8 Alors, un point quatre (1,4 %) en janvier,  
9 un point six (1,6 %) en février, deux point deux  
10 (2,2 %) en mars, trois point quatre (3,4 %) en  
11 avril et quatre point un (4,1 %) en mai. Ça ce sont  
12 les données pour le Québec.

13 Personne ne se comment sur la durée de  
14 cette période inflationniste, n'empêche qu'il  
15 s'agit d'un risque réel qui devrait être pris en  
16 compte dans le scénario faible de la prévision de  
17 la demande.

18 Finalement à propos de la prévision,  
19 j'aimerais parler de sa neutralité. Neutralité dans  
20 le sens est-ce la prévision pourrait servir  
21 quelqu'un ou quelque chose?

22 Alors le mémoire de UC indique que  
23 l'industrie de l'énergie éolienne est en attente  
24 d'un appel d'offre du Distributeur, cependant ce  
25 n'est pas l'unique joueur qui est en attente d'un

1 appel d'offre. Nous avons vu fin deux mille quinze  
2 (2015), fin deux mille seize (2015) comment la  
3 chronologie des corrections de la prévision de la  
4 demande a servi de manière heureuse le Producteur.  
5 Et toute cette histoire, elle a été racontée par UC  
6 dans le dossier R-3986-2016, dans les notes sténo  
7 du vingt-six (26) mai deux mille dix-sept (2017), à  
8 la page 157, ça a été le Plan d'approvisionnement  
9 deux mille dix-sept, deux mille vingt-six (2017-  
10 2026).

11 Alors, je rappelle rapidement les faits :  
12 en automne deux mille quatorze (2014), dans le  
13 cadre du dossier 3864, portant sur le Plan  
14 d'approvisionnement quatorze-vingt-trois (2014-  
15 2023) le Distributeur demandait à la Régie la  
16 permission de réaliser un appel d'offres de mille  
17 mégawatts (1000 MW) en puissance dont il avait  
18 besoin pour équilibrer le bilan. La Régie avait  
19 toutefois modéré ses ardeurs en lui accordant un  
20 appel d'offres de cinq cents mégawatts (500 MW)  
21 seulement.

22 Dans le cadre du dossier 3939-2015, le  
23 Distributeur demandait à la Régie l'approbation de  
24 trois contrats d'approvisionnement avec le  
25 Producteur pour cinq cents mégawatts (500 MW).

1                    Dans le cadre de ce dossier, la Régie avait  
2 demandé au Distributeur de reconfirmer les volumes  
3 à acquérir et ainsi que les dates de livraison.

4                    Le dix-huit (18) novembre deux mille quinze  
5 (2015), le Distributeur confirmait la nécessité  
6 d'acquérir la totalité des cinq cents mégawatts  
7 (500 MW). Le onze (11) décembre, la Régie  
8 approuvait les trois contrats.

9                    Or, quelques mois plus tard, en avril deux  
10 mille seize (2016), lors du dépôt du rapport annuel  
11 deux mille quinze (2015), le Distributeur révélait  
12 l'effondrement des ventes aux tarifs D et Dm, soit  
13 une diminution de près de trois pour cent (3 %) des  
14 ventes, c'est de deux térawattheures (2 TWH) sur  
15 soixante-cinq (65) et cinq cents mégawatts (500 MW)  
16 en puissance.

17                    Peut-on sourciller devant cette chronologie  
18 qui a fichtrement bien servi Hydro-Québec  
19 Production? Est-ce que les trois contrats avec le  
20 Producteur auraient pu être évités si on avait  
21 connu quelques semaines plus tôt l'effondrement des  
22 ventes? Est-ce que des coûts d'approvisionnement  
23 depuis deux mille dix-huit (2018) auraient été  
24 évités? Vraisemblablement. Est-ce que l'histoire va  
25 se répéter sur la base d'une prévision de la

1 demande surestimée? C'est fort possible.

2           Étant donné toutes les incertitudes qui  
3 perdurent sur la reprise économique post COVID, sur  
4 les facteurs de croissances des ventes ou même sur  
5 une apparence d'instrumentalisation de la prévision  
6 de la demande, nous adhérons à la recommandation du  
7 RNCREQ formulée en audience le neuf (9) juillet  
8 dernier. Alors cette recommandation-là était que le  
9 que le Distributeur justifie, lors de son prochain  
10 appel d'offres, en quoi le produit et les  
11 caractéristiques recherchés sont appropriés non  
12 seulement pour les prévisions de l'État  
13 d'avancement, mais également à l'égard d'un  
14 scénario fort et faible.

15           Alors, j'en ai fini avec la prévision de la  
16 demande, je vais maintenant parler de Hilo.

17           Dès l'annonce de la mise sur pied de la  
18 filiale, nous avons été inquiets. Entendre parler  
19 d'une filiale d'Hydro-Québec avec objectif de  
20 rentabilité nous a tout de suite fait penser à  
21 HydroSolution, cette filiale dont Hydro-Québec  
22 s'est départi en deux mille cinq (2005). C'était  
23 une filiale sûrement rentable si on en croit les  
24 quatre-vingt-douze millions (92 M) qu'elle a  
25 obtenus pour une valeur aux livres de quarante-

1 quatre millions (44 M). Ça, ce sont des données que  
2 j'ai prises dans le rapport annuel deux mille cinq  
3 (2005) d'Hydro-Québec.

4 En fait, UC est très préoccupé par le fait  
5 qu'une filiale d'Hydro-Québec, profite de l'aura de  
6 la compagnie, de son image de marque, de son nom,  
7 de son logo pour faire des profits, gros ou petits,  
8 on n'en sait rien et on ne le saura jamais, d'une  
9 part sur le dos des participants auxquels elle  
10 vendra des équipements et des promesses de  
11 récompenses et d'autre part, des profits, gros,  
12 petits, on n'en sait rien et on ne le saura jamais  
13 sur la vente d'un effacement au Distributeur dont  
14 les coûts seront assumés par les clients du  
15 Distributeur dont les participants d'Hilo.

16 L'idée d'une filiale non réglementée  
17 d'Hydro-Québec qui aura les coudées franches, sans  
18 la surveillance et la reddition des comptes d'un  
19 point de vue réglementaire, est une mauvaise  
20 nouvelle pour les clients du Distributeur qui  
21 deviennent participants mais qui ne seront jamais  
22 protégés par la Régie. Ça permet donc à Hydro-  
23 Québec d'aller encore plus loin plus loin que le  
24 PL 34 puisque, lors de la mise à niveau  
25 quinquennale, nous n'en saurons pas plus sur les

1 profits d'Hilo. Tout comme nous ne saurons jamais  
2 si la participation à Hilo, incluant évidemment  
3 l'achat d'équipement, est rentable pour tous les  
4 participants. Devant nos inquiétudes, les témoins  
5 du Distributeur ont essayé nous rassurer en nous  
6 disant que :

7 Et donc ces équipements-là, à mon avis,  
8 sont à juste prix.   mon avis, dès qu'il a acquis  
9 ses équipements, c'est déjà rentable pour lui.  
10 On parlait d'un client. à, c'est les notes sténos  
11 du huit (8) juillet vingt-vingt (2020), à la page  
12 11.

13 Bon, je me permets de corriger un peu.  
14 Juste prix est un bien grand mot quand on lit  
15 l'article 3.3 de l'entente du participant. Cette  
16 entente dit :

17 Hilo n'offre aucune garantie du  
18 meilleur prix à l'égard d'aucun des  
19 appareils connectés ni des frais  
20 d'installation.

21 D'autre part, le participant à Hilo remplacera ses  
22 compteurs, qui n'étaient pas gratuits, on s'entend,  
23 et sûrement encore utiles. C'était peut-être même  
24 des compteurs intelligents. Il va les remplacer par  
25 d'autres compteurs, acquis à fort coût. Par

1 exemple, quatre cents dollars (400 \$) pour un  
2 ensemble, pour une maison moyenne. Quatre cents  
3 dollars (400 \$) pour des thermostats, pour la  
4 passerelle et tout.

5 Alors, comment peut-on être assurés que cet  
6 achat sera rentable pour tous les clients? Combien  
7 de temps les clients prendront-ils pour  
8 rentabiliser leurs équipements?

9 Cela est d'autant plus inquiétant, que Hilo  
10 peut de façon unilatérale résilier l'entente avec  
11 les participants. En effet, si le participant ne  
12 réduit pas suffisamment sa consommation  
13 d'électricité pendant un Défi Hilo accepté, par  
14 exemple s'il a utilisé des appareils énergivores  
15 comme des électroménagers, ou s'il consomme au-delà  
16 de sa consommation de référence pendant les Défis  
17 Hilo acceptés ou refusés, Hilo peut résilier  
18 l'entente. Ça c'est l'article 10.2, là, de  
19 l'entente du participant.

20 Nous avons demandé en vain une distribution  
21 de la récompense annuelle par participant ou une  
22 distribution de l'effacement moyen par hiver par  
23 participant. Rien, silence radio. Pourtant, nous  
24 avons en tête l'histoire du tarif DT, où les  
25 clients ont perdu... où des clients perdaient

1 beaucoup d'argent en étant au tarif DT plutôt qu'en  
2 étant au tarif D régulier.

3 Nous craignons, en fait, que Hilo ne soit  
4 qu'un miroir aux alouettes pour certains, pour de  
5 nombreux clients. Et ce sont eux que la Régie  
6 devrait protéger.

7 Plus que la rentabilité, la question du  
8 financement des équipements est préoccupante. Oui,  
9 les cartes de crédit traditionnelles sont acceptées  
10 et peuvent faire lieu de carte de paiement pour les  
11 commandes par Internet.

12 Mais Hilo offre également, via un  
13 partenaire, un service de financement qui consiste  
14 essentiellement à étaler les paiements. Une page  
15 Web de Hilo nous accueille d'ailleurs avec le  
16 slogan qui horripile sûrement tous ceux qui sont  
17 préoccupés par l'endettement des ménages. Eh oui, à  
18 gros traits, une des pages Web de Hilo nous invite  
19 explicitement à consommer. C'est écrit en gros :  
20 « Achetez maintenant, payez plus tard grâce à  
21 PayBright! »

22 Pour UC, ce genre de « teaser » favorisant  
23 l'étalage des paiements et l'endettement est  
24 inacceptable et n'est pas digne d'une société  
25 d'État. Cette façon de payer par étalement des

1 paiements, c'est assez nouveau, c'est... Et il y  
2 avait un article du Journal de Montréal, du vingt  
3 et un (21) janvier, qui en parlait. Justement, je  
4 vais vous citer cet article, c'est très court.

5 Alors :

6 On peut d'abord y voir une occasion  
7 d'étaler son paiement sans prise de  
8 risque, mais la tactique commerciale  
9 inquiète les experts, puisqu'elle  
10 incite au crédit et à la dépense.  
11 Devant la nouvelle tendance, Option  
12 consommateurs et l'Office de la  
13 protection du consommateur [restent]  
14 prudents. « Tout ce que nous pouvons  
15 dire, c'est que ces sites nous  
16 inquiètent, puisqu'il s'agit une fois  
17 de plus d'une incitation au crédit,  
18 qui pourrait faciliter les achats  
19 impulsifs », laisse savoir Option  
20 consommateurs. Du côté de l'Office de  
21 la protection du consommateur, on  
22 indique qu'« il convient de  
23 recommander la prudence aux  
24 consommateurs qui sont tentés par ce  
25 genre d'offre, notamment surveiller

1                   les frais qui pourraient être  
2                   imposés. » Il faut rester sur ses  
3                   gardes avec ces options de paiements  
4                   flexibles qui incitent à la dépense,  
5                   prévient Jacinthe Cloutier,  
6                   Professeure adjointe en Sciences de la  
7                   consommation à l'Université Laval.  
8                   « En ayant de plus petits paiements,  
9                   cela donne l'impression que le produit  
10                  n'est pas cher et on tombe davantage  
11                  dans l'impulsivité, on pense moins à  
12                  ce dont on a vraiment besoin, mais  
13                  davantage à ce dont on a envie.  
14                  Malheureusement, envie et besoin sont  
15                  souvent confondus! » Ainsi, la  
16                  perception d'un prix moins élevé donne  
17                  l'impression d'avoir un meilleur  
18                  pouvoir d'achat, ce qui peut nous  
19                  pousser à dépenser plus que notre  
20                  capacité réelle, toujours selon  
21                  Jacinthe Cloutier.

22                Il faut savoir qu'outre les éléments de base, il  
23                est possible d'acheter de nombreux autres produits  
24                sur le site d'Hilo et tout cela possiblement en  
25                étalant les paiements. Par exemple, un détecteur de

1 fumée intelligent à cent trente-neuf et  
2 quatre-vingt-dix-neuf (139,99), une ampoule  
3 intelligente de couleur à quarante-neuf quatre-neuf  
4 quatre-vingt-dix-neuf (49,99) ou une station météo  
5 à deux cent dix-neuf et quatre-vingt-dix-neuf  
6 (219,99).

7 Si Hilo était réglementée, la rentabilité  
8 pour les participants, la gamme des produits, les  
9 prix et les possibilités de financement seraient  
10 passés au crible à un moment ou à un autre. Nous  
11 croyons surtout que, réglementé ou pas,  
12 Hydro-Québec et Hilo devraient dès maintenant faire  
13 preuve d'une pudeur de monopole en évitant de  
14 favoriser l'endettement des ménages.

15 Je rappelle que juste en ce qui concerne le  
16 financement, dans le dossier sur les conditions de  
17 service, le Distributeur souhaite offrir la  
18 possibilité à ses clients de payer leurs factures  
19 via un tiers. C'est dans le dossier R-3964-2016,  
20 HQD-1, Document 1, page 19. Ce sujet a été débattu  
21 devant la Régie et bien que le Distributeur ait  
22 laissé tomber l'idée, les questions de  
23 l'endettement et de la responsabilité du coût du  
24 financement pour les clients ont fait l'objet de  
25 questionnements.

1                   Maintenant, en ce qui concerne les  
2 récompenses. Le calcul de la récompense des  
3 participants est clairement détaillé sur le site  
4 d'Hilo bien que retrouver la page pertinente  
5 ressemble au parcours du combattant. La méthode de  
6 calcul s'apparente à celle utilisée pour évaluer le  
7 crédit hivernal des clients du Distributeur - c'est  
8 un tarif réglementé, on s'entend - bien que nous  
9 n'en ayons pas fait une analyse fine.

10                   Au-delà de la quincaillerie offerte en  
11 vente aux participants, Hilo applique donc le  
12 calcul des récompenses avec une structure de prix  
13 et une méthode de calcul qui ont toutes les  
14 apparences d'un tarif de gestion de la demande.  
15 Nous croyons qu'il y a lieu de se questionner sur  
16 la nature réglementaire des activités d'Hilo à  
17 partir du moment où une filiale rémunère les  
18 clients du Distributeur de façon similaire au tarif  
19 Crédit hivernal à partir des données fournies par  
20 le Distributeur ou par ses installations.

21                   Donner en sous-traitance à une filiale non  
22 réglementée, l'application à quelques détails près  
23 d'un tarif réglementé, fait-il de ce « tarif »,  
24 entre guillemets, un tarif non-réglementé? Ou alors  
25 s'agit-il d'un contrat d'approvisionnement qui,

1 lui, aurait dû être assujettie à un appel d'offres?  
2 Dans un cas comme dans l'autre, les consommateurs  
3 résidentiels en seront éventuellement affectés.

4 Dans un cas comme dans l'autre, la Régie  
5 aurait dû être sollicitée pour : un, déterminer la  
6 nature juridique de cette offre - comme elle l'a  
7 demandé et fait dans le cadre du dossier GDP,  
8 Gestion de la demande en puissance. Et elle aurait  
9 dû être sollicitée pour approuver l'offre ou la  
10 mesure après l'avoir évaluée. Il s'agit d'un enjeu  
11 légal qui sera abordé par Me Sicard en  
12 argumentaire.

13 Mais pour UC, pour le moment et tant que la  
14 Régie ne se sera pas prononcée sur ces deux  
15 questions essentielles, les volumes provenant  
16 d'Hilo inclus au Plan d'appro ne devraient pas être  
17 reconnus par la Régie. Bref, le Plan tel que  
18 présenté avec l'inclusion d'Hilo ne peut être  
19 approuvé.

20 À la question : mais qu'est-ce qui arrive à  
21 Hilo en attendant? Nous croyons que la Régie  
22 devrait demander au Distributeur de proposer dans  
23 son argumentaire ses propres solutions. C'est quand  
24 même le Distributeur qui s'est comporté de manière  
25 discutable dans ce dossier en mettant la Régie

1 devant les faits accomplis. D'ailleurs, on peut  
2 raisonnablement penser que des scénarios  
3 alternatifs au plan de base ont été envisagés par  
4 le Distributeur.

5 La réponse fournie par le Distributeur  
6 lorsque nous l'avons questionné sur ce qu'il  
7 adviendrait des clients de Hilo si la Régie  
8 refusait d'en reconnaître les coûts en  
9 vingt-vingt-cinq (2025), alors cette réponse nous  
10 indique qu'une réflexion a eu lieu. Et je vous  
11 amène aux notes sténos du sept (7) juillet vingt  
12 vingt et un (2021), page 242. Alors le témoin du  
13 Distributeur disait :

14 L'idée n'est pas de laisser tomber  
15 tout le monde, de mettre fin  
16 abruptement à des programmes. L'idée,  
17 si ça devait se produire, on verra à  
18 assurer une transition. On n'est pas  
19 là en ce moment, mais je pense qu'on  
20 est une entreprise qui a comme espoir  
21 de se comporter de manière  
22 responsable. Donc, voilà ce qui se  
23 produirait.

24 En terminant, je vous dirais que la Régie doit agir  
25 dès maintenant et exercer sa juridiction en ce qui

1 concerne la protection des consommateurs. Elle doit  
2 aussi se prononcer rapidement sur la nature  
3 juridique et la validité ou non de l'entente-cadre  
4 et du contrat entre le Distributeur et Hilo, tels  
5 que soumis au présent dossier.

6 Des consommateurs résidentiels se sont  
7 engagés à participer, ont fait des achats, de bonne  
8 foi. Or, plus le temps passe, plus Hilo augmentera  
9 son offre et plus il sera difficile pour le  
10 Distributeur d'assurer une transition si la Régie  
11 attendait en vingt-vingt-cinq (2025) pour prendre  
12 une décision sur la reconnaissance des coûts  
13 d'Hilo.

14 Et là, je vous réfère encore au témoignage  
15 du Distributeur du sept (7) juillet. Maître Sicard  
16 disait :

17 Est-ce que le Distributeur a ou aurait  
18 le « know-how » et les connaissances  
19 pour continuer à desservir les  
20 participants et continuer d'opérer le  
21 programme à ce moment-là?

22 Et Hydro-Québec répond :

23 C'est dur à dire. C'est dans plusieurs  
24 années. Il est fort à parier que d'ici  
25 là l'offre de Hilo se sera

1                    considérablement élargie. Il y aurait  
2                    nécessairement, à mon avis, beaucoup  
3                    de questions à se poser, de mesures à  
4                    mettre en place, là, pour assurer une  
5                    transition. Donc, je ne peux pas  
6                    répondre à votre question qu'est-ce  
7                    qui va arriver dans quatre ans.

8                    Alors, nous croyons que le temps presse et  
9                    réitérons que des décisions doivent être prises  
10                   rapidement. Et cela met fin à ma présentation.

11                   LE PRÉSIDENT :

12                   Q. [25] Merci beaucoup.

13                   Me HÉLÈNE SICARD :

14                   Q. [26] Merci, Madame De Tilly. Je vais vous demander  
15                   deux petites précisions, parce que je pense que la  
16                   langue vous a fourché. Vous avez fait référence à  
17                   votre première preuve, comme étant C-UC-0001. Je  
18                   pense que vous vouliez dire « C-UC-0010 »?

19                   R. Tout à fait.

20                   Q. [27] Et vous avez fait référence à... c'est  
21                   l'engagement 8, où le Distributeur, suite à notre  
22                   demande, a fourni ses taux d'inflation utilisés,  
23                   comme étant la pièce B-0169. D'abord, il s'agit  
24                   bien de l'engagement 8?

25                   R. Oui. Oui, oui.

1 Q. **[28]** Et c'est, si je ne me trompe, la pi e B-0169,  
2 vous auriez dit « B-0168 »?

3 R. C'est 0169.

4 Q. **[29]** 0169? O.K.

5 R. Oui.

6 Q. **[30]** Alors,  a complète mes questions. Madame De  
7 Tilly est disponible pour contre-interrogatoire.  
8 Merci.

9 LE PRÉSIDENT :

10 Alors, est-ce qu'il y a des questions de la part de  
11 AHQ-ARQ?

12 Me STEVE CADRIN :

13 Non, Monsieur le Président. Merci.

14 LE PRÉSIDENT :

15 AQCIE?

16 Me SYLVAIN LANOIX :

17 Pas de question, Monsieur le Président. Merci.

18 LE PRÉSIDENT :

19 Merci. AQPER? CQ3E?

20 Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS :

21 Pas de question, Monsieur le Président. Merci  
22 beaucoup.

23 LE PRÉSIDENT :

24 FCEI? Il ne semble pas... RNCREQ?

25

1 Me PRUNELLE THIBAUT-BÉDARD :

2 Pas de question, Monsieur le Président. Merci.

3 LE PRÉSIDENT :

4 ROEÉ?

5 Me GABRIELLE CHAMPIGNY :

6 Pas de question, Monsieur le Président. Merci.

7 LE PRÉSIDENT :

8 Et finalement, RTIEÉ.

9 Me DOMINIQUE NEUMAN :

10 Oui. Pas de question, Monsieur le Président.

11 LE PRÉSIDENT :

12 Et du côté de HQD? Maître Turmel?

13 CONTRE-INTERROGÉE PAR Me SIMON TURMEL :

14 Oui, excusez-moi. J'ai un problème avec mon bouton.

15 Oui. En fait, j'aurai une seule question.

16 Q. **[31]** Bonjour, Madame De Tilly.

17 R. Bonjour.

18 Q. **[32]** À la lumière de votre témoignage, est-ce que

19 vous recommandez que le Distributeur reprenne

20 l'ensemble de l'activité de Hilo?

21 R. Moi, je ne fais pas de recommandation. Je me suis

22 bien gardée d'en faire et je dis : c'est au

23 Distributeur à faire... à faire des propositions.

24 Et... oui. Idéalement, oui, que le Distributeur

25 reprenne les activités de Hilo. Déjà, ce serait...

1 ce serait bien, et qu'on puisse jeter un coup  
2 d'oeil sur les activités de Hilo, ce serait bien.  
3 Mais il y a peut-être d'autres solutions. Ça  
4 pourrait être d'aller, comme ça a été proposé, je  
5 crois, par d'autres intervenants, aller en appel  
6 d'offres, et que Hilo participe à cet appel  
7 d'offres. Et à ce moment-là, on pourra constater  
8 les coûts et la justesse des coûts, mais... Voilà.  
9 Et j'attends... j'attendrais avec intérêt les  
10 propositions du Distributeur, si la Régie lui  
11 demandait de procéder, justement, de faire des  
12 propositions pour la suite des choses.

13 Q. **[33]** Je vous remercie.

14 LE PRÉSIDENT :

15 Merci beaucoup.

16 Me MARILOU LEFRANÇOIS :

17 Et je n'aurai pas de question moi non plus. Merci.

18 LE PRÉSIDENT :

19 Merci.

20 INTERROGÉE PAR LA FORMATION

21 Mme SYLVIE DURAND :

22 Q. **[34]** Oui, bonjour, Madame De Tilly, Sylvie Durand  
23 pour la Formation. J'aurais d'abord une question  
24 sur la prévision de la demande. Bon, vous soulevez  
25 beaucoup l'incertitude de la prévision de la

1 demande, là, « sale temps pour les  
2 prévisionnistes », comme vous dites, relativement à  
3 l'impact de la pandémie sur la prévision de la  
4 demande. D'un autre côté en parallèle de ça ce  
5 qu'on voit c'est dans la transition énergétique, la  
6 place de plus en plus importante que va prendre  
7 l'hydroélectricité. Quand on pense, bon, les  
8 véhicules électriques ou les transitions des  
9 fournaies au mazout vers l'électricité et tout ça,  
10 est-ce que cet élément-là ne vient pas amener  
11 disons à moyen terme... pourrait engendrer un  
12 impact important sur la prévision de la demande,  
13 qui pourrait compenser un peu les incertitudes de  
14 la pandémie?

15 R. Oui, je crois que le Distributeur a inclus dans sa  
16 prévision les impacts d'une transition sur  
17 l'horizon du Plan. C'est pris en compte, c'est...  
18 mais... et on pourrait dire même... même cette  
19 transition-là est-ce qu'on va devoir diminuer nos  
20 attentes compte tenu des conditions économiques?  
21 Cependant, oui, le Distributeur en a mis dans sa  
22 prévision, c'est pris en compte, c'est là. Si on me  
23 dit maintenant que c'est plus, bien le Plan devrait  
24 en tenir compte, là, il devrait y avoir... il y a  
25 eu une mise à jour en novembre puis les prévisions

1 associées à la transition sont déjà dans la  
2 prévision du Distributeur. Ce que je crois c'est  
3 que la prévision de base, là, celle... celle de  
4 l'ensemble de la clientèle avant la transition.  
5 Alors c'est sur cette prévision de base avant la  
6 transition qu'il y aurait des incertitudes. Voilà,  
7 je ne sais pas si ça répond à vos questions?

8 Q. [35] Oui, oui, j'ai une autre question. Je ne sais  
9 pas si j'ai bien compris, mais vous avez parlé de  
10 remplacement des compteurs pour Hilo. J'ai pas  
11 vraiment compris ce à quoi vous faites référence  
12 exactement, pourriez-vous préciser?

13 R. Oui, c'est simple. Si... si quelqu'un participe à  
14 Hilo, il reçoit des compteurs, enfin il y a un  
15 installateur qui va venir remplacer ses compteurs.  
16 Or, il avait déjà des compteurs, là.

17 Q. [36] Vous... atten... attendez juste un instant.  
18 Juste pour être certaine de vous comprendre, vous  
19 parlez des compteurs intelligents qui sont  
20 installés par Hilo ou vous faites référence à  
21 d'autre chose? Pas installés pas Hydro, mais qui  
22 ont été installés par Hydro-Québec ou vous parlez  
23 plutôt de thermostats programmables? Pas  
24 programmables, mais...

25 R. J'ai utilisé le mot « compteur »?

1 Q. **[37]** Oui, oui.

2 R. Non, non, non, non, c'est des thermostats.

3 Q. **[38]** O.K.

4 R. Oui, oui, oui, c'est vraiment... c'est vraiment les  
5 thermostats qui vont être remplacés. Alors ce sont  
6 des thermostats qui... qui peuvent être contrôlés  
7 par Hilo, qui vont remplacer les thermostats que  
8 les clients avaient déjà installés et qui... qui  
9 auraient pu fonctionner encore pendant des années,  
10 donc ils avaient une valeur résiduelle. La  
11 rentabilité doit... doit tenir compte de ça aussi,  
12 là, parce que le témoin du Distributeur disait :  
13 bien c'est rentable, Hilo, en partant parce qu'on  
14 va installer des... - là, j'allais encore dire  
15 « compteurs » - parce qu'on va installer des  
16 thermostats qui... qui sont au juste prix. Et là,  
17 je mets ça en doute parce qu'on remplace un  
18 thermostat par un autre, il y en avait un qui  
19 fonctionnait très bien, qui était peut-être... qui  
20 était peut-être intelligent puis là, voilà, c'est  
21 pas nécessairement rentable de remplacer - j'allais  
22 encore dire « compteur » - de remplacer un  
23 thermostat par un autre.

24 Q. **[39]** Je vous remercie, je n'aurai pas d'autres  
25 questions.

1 Me LOUISE ROZON :

2 Q. **[40]** Bonjour, Madame De Tilly, Louise Rozon pour la  
3 Formation. Je reviendrais sur la question de la  
4 prévision de la demande. Dans votre mémoire révisé,  
5 vous nous demandez de réserver notre approbation  
6 définitive en ce qui a trait à la stratégie  
7 d'approvisionnement jusqu'au dépôt de l'État  
8 d'avancement deux mille vingt et un (2021).

9 Concrètement, comment on peut mettre en  
10 oeuvre une telle recommandation?

11 R. Mais, je crois que oui, c'était peut-être un petit  
12 peu... Ça vous demanderait de faire de la grande  
13 gymnastique. Je crois que la recommandation du  
14 RNCREQ est préférable.

15 C'est-à-dire lorsqu'il y aura le prochain  
16 appel d'offres, que les produits et les  
17 caractéristiques recherchés soient appropriés non  
18 seulement pour les prévisions de l'État  
19 d'avancement, mais pour un scénario fort et faible.

20 En fait, on ne le saura pas tellement plus  
21 dans six mois, dans un an, ce qui va arriver avec  
22 la prévision de la demande d'électricité. Je  
23 rappelle qu'au mois de mars deux mille vingt  
24 (2020), UC avait proposé de suspendre l'étude du  
25 dossier, parce qu'il y avait beaucoup trop

1 d'incertitudes sur la prévision de la demande.

2 Je ne crois pas que dans six mois on va en  
3 savoir plus. L'incertitude sera encore là. Alors,  
4 peut-être que la recommandation du RNCREQ elle est  
5 judicieuse, elle est pratique c'est qu'on tienne  
6 compte du scénario fort et faible lorsqu'il s'agira  
7 d'étudier le prochain appel d'offres.

8 Q. **[41]** Parfait. Merci pour cette précision. Une  
9 dernière question concernant Hilo. Vous avez  
10 mentionné qu'il y a des questions qui ont été  
11 posées au niveau de la récompense que les clients  
12 peuvent être appelés à recevoir, mais là, corrigez-  
13 moi.

14 J'ai entendu de votre part que c'était un  
15 silence radio, mais bon, c'est quand même précisé  
16 sur le site. On parle d'une contribution moyenne de  
17 cent vingt dollars par année (120 \$/an). Je voulais  
18 juste comme que vous puissiez préciser cette  
19 notion.

20 R. Oui. Nous, on a demandé une distribution. S'il y a  
21 quelque chose qui peut être très, je m'excuse, très  
22 menteur, c'est une moyenne et on l'a vu dans le cas  
23 du tarif DT.

24 Lorsqu'on n'a pas la distribution des  
25 gains, la distribution des coûts, on se fait une

1 moyenne et une moyenne, bien ça nous dit qu'il y en  
2 a à gauche, puis qu'il y en a à droite. Il y a des  
3 gens qui vont avoir moins que cent dollars (100 \$),  
4 puis il y en a qui vont avoir plus.

5 Mais moins de cent dollars (100 \$) c'est  
6 combien? Est-ce que ça se peut qu'il y ait des gens  
7 qui aient zéro (0 \$), puis pour les deux options de  
8 tarif, question dynamique, Flex et crédit hivernal,  
9 on a quand même une distribution. On ne peut pas  
10 perdre d'argent avec le crédit hivernal.

11 Donc, le participant à Hilo ne perdra pas  
12 d'argent. Il n'aura pas une récompense négative,  
13 mais on sait qu'il va avoir investi et donc si on  
14 avait une distribution de la récompense pour chacun  
15 des derniers hivers, on saurait si... Quelqu'un qui  
16 a reçu un gros vingt-cinq piasses (25 \$), mais que  
17 ça lui a coûté quatre cents dollars (400 \$) de  
18 thermostat, je ne suis pas sûre que c'est rentable  
19 et on pourrait au moins avoir une idée de la  
20 rentabilité pour l'ensemble des clients, des  
21 participants, et pas seulement pour un cas moyen.

22 C'est que c'est vrai que ça paraît bien,  
23 cent dollars (100 \$). D'ailleurs, je crois qu'il y  
24 a des gens au crédit hivernal qui ont fait ça et  
25 qui ont fait cent dollars (100 \$), mais il y en a

1 qui ont fait près de zéro (0 \$), puis au tarif  
2 Flex, bien il y a des gens qui ont perdu de  
3 l'argent et c'est ça qui nous inquiète que  
4 quelqu'un de bonne foi qui participe à un tarif ou  
5 qui devient participant d'Hilo, au bout du compte,  
6 ne rentre pas dans ces frais, que tout ce qu'il a  
7 fait c'est alimenter les profits d'une filiale.  
8 Tout ce qu'il a fait c'est ça. Perdre de l'argent.

9 C'est possible et on voudrait que ce soit  
10 évité et si Hilo était réglementé, on pourrait  
11 mettre notre nez dans les chiffres. On pourrait  
12 surveiller ce qui se passe.

13 Q. **[42]** Merci beaucoup. Je n'aurai pas d'autres  
14 questions. Merci.

15 LE PRÉSIDENT :

16 Merci, Madame Rozon. Alors, une question, Madame  
17 De Tilly. Dans votre présentation verbale, vous  
18 avez suggéré que la Régie ne reconnaisse pas les  
19 mégawatts effacés par Hilo, ce qui évidemment  
20 entraînerait un déséquilibre dans le bilan en  
21 puissance.

22 Est-ce que vous avez une suggestion sur la  
23 façon de rétablir l'équilibre?

24 R. Oui. Bien, j'ai entendu le Distributeur dire qu'ils  
25 avaient quand même une marge de manoeuvre à court

1 terme, alors, c'est... en termes de temps, là, ils  
2 avaient comme un an, pour amener des solutions.  
3 Mais j'ai aussi entendu que, bon, j'ai parlé de la  
4 prévision de la demande, mais plusieurs  
5 intervenants ont parlé des moyens, des moyens en  
6 puissance et j'ai entendu qu'il y avait beaucoup de  
7 disponibilités de moyens en puissance, dont le  
8 Distributeur n'avait pas tenu compte et, là, je  
9 n'ai pas abordé ce sujet-là dans mes, dans notre  
10 mémoire, mais j'ai bien entendu ce que les autres  
11 Intervenants ont dit sur les importations  
12 possibles, sur peut-être plus d'électricité  
13 interruptible. Alors, c'est peut-être au niveau des  
14 moyens d'offres que le Distributeur pourrait se  
15 tourner de ce côté-là.

16 LE PRÉSIDENT :

17 Merci beaucoup. Alors, ça fait le tour des  
18 questions pour le moment, là. Maître Sicard, je  
19 pense qu'on va pouvoir libérer votre témoin.

20 Me HÉLÈNE SICARD :

21 Je n'ai pas de réinterrogatoire, mais Monsieur le  
22 président...

23 LE PRÉSIDENT :

24 Excusez.

25

1 Me HÉLÈNE SICARD :

2 Je n'ai pas de... si vous vouliez me permettre un  
3 mot avant de libérer madame De Tilly. Madame De  
4 Tilly, j'aimerais l'annoncer à tous publiquement,  
5 quitte UC et donc, ne sera plus là chez UC pour  
6 faire ses analyses qu'elle nous fait depuis  
7 plusieurs années.

8 J'aimerais la remercier. Elle a été  
9 généreuse, professionnelle, compétente. Elle a  
10 beaucoup apporté à la cause des consommateurs  
11 résidentiels, devant la Régie et devant les  
12 Commissions parlementaires et autres.

13 Au nom d'UC, elle va nous manquer et voilà,  
14 je voulais la remercier publiquement et reconnaître  
15 sa générosité, sa compétence, sa participation à  
16 tous les travaux que vous avez faits depuis des  
17 années.

18 Merci, Madame De Tilly.

19 LE PRÉSIDENT :

20 Merci pour votre témoignage, Maître Sicard. Alors,  
21 Maître Cadrin, si on prend une petite pause, est-ce  
22 que vous seriez prêt à débiter la présentation de  
23 la preuve de l'AHQ?

24 Me STEVE CADRIN :

25 Oui, absolument, Monsieur le Président, on vient de

1 déposer la présentation, alors, avec une petite  
2 pause, on va être prêts pour vous.

3 LE PRÉSIDENT :

4 D'accord.

5 Me HÉLÈNE SICARD :

6 Et je vous demanderais quand même de libérer mon  
7 témoin, s'il vous plaît.

8 LE PRÉSIDENT :

9 Oui, oui, oui, on libère votre témoin, on libère  
10 madame De Tilly quand même.

11 Me STEVE CADRIN :

12 Alors, madame de Tilly est libérée, puis nous, nous  
13 serons toujours prisonniers avec vous, après la  
14 pause.

15 LE PRÉSIDENT :

16 O.K. Donc, on se revoit à disons dix heures  
17 quarante (10 h 40).

18 Me STEVE CADRIN :

19 Absolument, merci.

20 LE PRÉSIDENT :

21 Merci.

22 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

23

24 REPRISE DE L'AUDIENCE

25 (10 h 40)

1 LE PRÉSIDENT :

2 Bonjour. Maître Cadrin, la parole est à vous.

3

4 PREUVE AHQ-ARQ

5

6 Me STEVE CADRIN :

7 Bonjour, Monsieur le Président; bonjour également à  
8 Mesdames les Régisseurs. Nous sommes accompagnés de  
9 monsieur Raymond qui, dans un premier temps, le  
10 premier point à l'ordre du jour, bien, pour l'AHQ-  
11 ARQ, nous avons demandé le statut d'expert pour  
12 monsieur Raymond. Nous avons demandé le statut  
13 d'expert, et je vais vous le phraser correctement.  
14 Donc, statut d'expert en planification et  
15 optimisation des approvisionnements en électricité.  
16 Cette demande-là avait été faite le quatorze (14)  
17 août deux mille vingt (2020) à l'époque où nous  
18 devions avoir une audience peu de temps par la  
19 suite. Il s'agissait d'une demande de statut  
20 d'expert, donc qui était la pièce C-AHQ-ARQ-0030  
21 pour les fins de la référence, et le c.v. est la  
22 pièce C-AHQ-ARQ-0004. Je présume qu'il n'y a aucune  
23 contestation du statut d'expert parce que nous n'en  
24 avons reçu aucune, et que c'est une formalité à ce  
25 stade-ci que je vous demanderais, Monsieur le

1           Président, de confirmer s'il vous plaît.

2           LE PRÉSIDENT :

3           Je m'excuse. Voulez-vous répéter?

4           Me STEVE CADRIN :

5           C'est une formalité donc de faire déclarer le  
6           témoin expert?

7           LE PRÉSIDENT :

8           Oui, oui, d'accord.

9           Me STEVE CADRIN :

10          C'est parce qu'il n'y a pas eu de contestation.

11          DISCUSSION HORS DOSSIER

12          Me STEVE CADRIN :

13          Monsieur le Président, j'ai été un peu vite peut-  
14          être tout à l'heure. Je vous demanderais donc de  
15          confirmer le statut d'expert, de reconnaître  
16          plutôt, excusez-moi, le statut d'expert de monsieur  
17          Marcel Paul Raymond, expert en planification et  
18          optimisation des approvisionnements en électricité  
19          avec les pièces que je vous ai données en référence  
20          tout à l'heure comme justificatifs.

21          LE PRÉSIDENT :

22          Le statut d'expert est reconnu.

23          Me STEVE CADRIN :

24          Merci. Je suis accompagné donc de monsieur Raymond.

25          On pourrait peut-être procéder à l'assermentation

1 de l'expert s'il vous plaît.

2

3 L'AN DEUX MILLE VINGT ET UN (2021), ce treizième  
4 (13e) jour du mois de juillet, ONT COMPARU :

5

6 MARCEL PAUL RAYMOND, consultant en énergie, ayant  
7 une place d'affaires au 2200, rue Harriet-Quimby,  
8 suite 110, ville Saint-Laurent (Québec);

9

10 LEQUEL, après avoir fait une affirmation  
11 solennelle, dépose et dit :

12

13 INTERROGÉ PAR Me STEVE CADRIN :

14 Q. **[43]** Bonjour, Monsieur Raymond. Nous avons donc une  
15 série de pièces dont je vais vous demander de  
16 confirmer la préparation dans le cadre de la  
17 présente audience, également de reconnaître que ces  
18 pièces vont tenir lieu de votre témoignage écrit en  
19 la présente instance. Il y aura certaines annexes  
20 également à votre rapport d'expertise. Je le  
21 mentionnerai en temps et lieu. On va commencer par  
22 la première pièce en ordre numérique, qui est votre  
23 curriculum vitae qui fera, dans le fond, partie de  
24 la preuve également, qui est la pièce  
25 C-AHQ-ARQ-0004. Ensuite, nous avons 0022 et 0024

1 pour ce qu'il s'agit de la première mouture de vos  
2 rapports d'expertise en version caviardée et  
3 confidentielle, accompagnés des annexes qui portent  
4 les cotes 0027, 0028, 0029 également. Vous avez  
5 également 0033 qui est la réponse à une demande de  
6 renseignements sur cette preuve originale.

7 Et vous avez également donc la deuxième  
8 version, la version amendée complémentaire de la  
9 preuve de votre rapport d'expertise qui portent les  
10 cotes 0046 et 0048 pour la version  
11 confidentielle... caviardée par ailleurs, excusez-  
12 moi, et ensuite confidentielle.

13 Nous avons également déposé en audience, je  
14 ne pense pas qu'il soit nécessaire de reconnaître  
15 ces pièces-là, mais ce sont des pièces auxquelles  
16 vous référez de toute façon dans votre rapport  
17 d'expertise, qui sont les pièces qui ont été  
18 déposées en audience sous les cotes 0053 et 0054  
19 respectivement, et qui sont, sauf erreur, des notes  
20 de bas de page qui faisaient partie de votre  
21 rapport d'expertise de toute façon et pour  
22 lesquelles nous avons eu quelques questions pour  
23 le Distributeur. L'ensemble de ces pièces qu'en  
24 est-il?

25 R. Je reconnais les avoir préparées ou sous ma

1           juridiction, sauf évidemment les annexes qui  
2           proviennent de sources externes.

3       Q. **[44]** Absolument. Donc, pour la suite des choses,  
4           nous avons une dernière pièce à adopter et j'ai  
5           oublié de regarder la cote à laquelle nous étions  
6           rendus pour la présentation. Je ne l'ai pas prise  
7           en note. Madame la Greffière, vous pourriez m'aider  
8           peut-être s'il vous plaît.

9           M. MARCEL-PAUL RAYMOND

10       R. 57.

11       LA GREFFIÈRE :

12       Oui, c'est ça, 57.

13       Me STEVE CADRIN :

14       Ou monsieur Raymond. Lequel est le plus vite des  
15       deux? Alors... alors c'est la pièce 57, donc je  
16       comprends, Monsieur Raymond, même question, donc  
17       c'est un document que vous avez préparé dans un  
18       premier temps. Dans un deuxième temps, que vous  
19       adoptez pour tenir lieu de votre témoignage écrit  
20       en présente instance, soit la pièce C-AHQ-ARQ-0057,  
21       qui est votre présentation d'aujourd'hui.

22       R. Oui.

23       Q. **[45]** Alors sans plus tarder, comme il a quand même  
24       une bonne présentation à faire en termes de durée,  
25       en termes de longueur, je vous demanderais de

1 prendre immédiatement la parole et de nous  
2 présenter cette preuve s'il vous plaît.

3 R. Oui, merci. Bonjour, Mesdames les Régisseurs,  
4 Monsieur le Président. Alors on voit le plan. On  
5 pourrait penser qu'il y beaucoup d'item au menu,  
6 mais qu'on l'a dit à l'occasion, le Plan  
7 d'approvisionnement c'est l'ensemble de plein  
8 d'ingrédients qui sont... qui interagissent. On  
9 voit les six premiers points. La prévision de la  
10 demande, évidemment, on le sait que c'est un  
11 ingrédient important. Le lien entre les besoins à  
12 alimenter et la planification des réseaux de  
13 transport et de distribution, qui est un point  
14 majeur dans notre présentation. Les diverses  
15 avenues en gestion de la demande en puissance. Le  
16 taux de réserve des moyens de gestion de la demande  
17 en puissance, qui est aussi un élément très  
18 important dans les... pour la suite des choses sur  
19 l'horizon du Plan. Évidemment, la contribution des  
20 marchés de court terme en puissance aussi, qui est  
21 un élément des plus importants. Et quelques mots  
22 sur l'utilisation optimale des conventions  
23 d'énergie différée.

24 Et ces six ingrédients-là finalement  
25 contribuent aux deux prochains points, qui sont :

1 le bilan de puissance, qui regroupe tous ces  
2 ingrédients-là et le bilan d'énergie. Et suite à  
3 ces bilans-là, bien on peut dégager les coûts  
4 évités soit en puissance, en énergie ou  
5 nouvellement sur les heures de plus forte demande.  
6 Le point 10 c'est finalement plus une  
7 recommandation pour s'assurer que, malgré la Loi  
8 sur la simplification, on peut continuer à pouvoir  
9 agir sur certaines décisions qui ont un impact à  
10 long terme. Merci pour... la prochaine s'il vous  
11 plaît.

12 Alors commençons avec le point 1, la  
13 prévision de la demande. Et d'abord au niveau des  
14 chaînes de blocs vous voyez la référence,  
15 C-AHQ-ARQ-0046. Alors c'est notre rapport  
16 d'expertise amendé, la partie caviardée. Alors pour  
17 chacun des sujets on va indiquer les pages de ce  
18 document où on retrouve les détails qui... que je  
19 résume ici aujourd'hui. Alors dans ce cas-ci, bien  
20 c'est aux pages 24 à 28.

21 Notre première recommandation... alors  
22 encore là, les recommandations vont apparaître en  
23 rouge. La première c'était de retenir une prévision  
24 maximale de quatre-vingts mégawatts (80 MW) pour la  
25 puissance appelée par les abonnements existants des

1 chaînes de blocs ou quatre-vingt-six mégawatts  
2 (86 MW) si on tient compte des pertes. Et cette  
3 première recommandation-là, à toutes fins  
4 pratiques, elle a été suivie dans la nouvelle  
5 prévision émise en novembre vingt vingt (2020) dans  
6 le cadre de l'État de l'avancement. Alors on a mis  
7 un petit crochet, donc celle-là on peut dire  
8 qu'elle a été déjà suivie par le Distributeur.

9 La deuxième partie de la prévision de la  
10 demande qu'on a analysée plus en détail, c'est les  
11 pertes de transport et de distribution aux pages 28  
12 à 39 de notre rapport. Alors ici je rappelle  
13 certains événements dans un passé récent. Il y a  
14 certains événement dont l'AHQ-ARQ...

15 LA GREFFIÈRE :

16 Excusez-moi, Maître Cadrin. Pardon, Monsieur  
17 Raymond, est-ce que vous pourriez fermer votre  
18 micro parce que quand vous manipulez vos papiers on  
19 vous entend.

20 Me STEVE CADRIN :

21 Je ne manipulerai plus de papiers, mais le micro  
22 est un micro commun, alors je ne bouge plus.

23 LA GREFFIÈRE :

24 Ah, d'accord. Désolée. Merci.

25

1 Me STEVE CADRIN :

2 Vous faites bien de me le dire.

3 R. Alors donc je répète. Dans un passé récent, il y a  
4 certains intervenants dont l'AHQ-ARQ, qui ont  
5 démontré des lacunes je vous dirais des plus  
6 importantes dans le calcul et la validation des  
7 pertes de transport et de distribution. Et je vous  
8 réfère notamment à un rapport que l'AHQ-ARQ a  
9 produit dans le dossier 4058-2018. Et à la suite  
10 d'interventions répétées, certains correctifs ont  
11 été apportés. Malgré tout, alors dans notre rapport  
12 nous avons soulevé des incohérences sur la période  
13 de référence deux mille dix-neuf-deux mille dix-  
14 sept (2019-2017) pour les pertes de distribution  
15 et...

16 Me STEVE CADRIN :

17 Q. **[46]** Deux mille neuf-deux mille dix-sept (2009-  
18 2017)?

19 R. Deux mille neuf (2009), pardon, deux mille neuf-  
20 deux mille dix-sept (2009-2017). Et nous avons  
21 demandé du Distributeur d'expliquer certaines  
22 incohérences et il n'a pas été en mesure de le  
23 faire. Alors on voit ça à la pièce B-0041.

24 Prochaine diapo, s'il vous plaît. Bon.

25 Alors, en résumé, la méthode de détermination des

1       taux de pertes prévisionnels que le Distributeur  
2       utilise, nous montrons qu'elle ne capte pas :  
3       D'abord, les résultats à la baisse de l'année deux  
4       mille dix-neuf (2019) auraient dû entraîner une  
5       baisse de zéro virgule zéro trois (0,03) point, là,  
6       sur le taux de... les taux de pertes de transport  
7       et de distribution.

8                Pour votre information, on sait que le taux  
9       de perte de transport et de distribution est de  
10      l'ordre de sept virgule trois pour cent (7,3 %). Et  
11      tantôt, je vais vous montrer l'impact de ces... de  
12      ces centièmes de point là qu'on pourrait enlever.

13               Alors, ici, dans l'engagement... la réponse  
14      à l'engagement numéro 1, c'est-à-dire B-0167, on  
15      voit que si le Distributeur avait tenu compte de  
16      l'année deux mille dix-neuf (2019) - selon nous, de  
17      façon correcte - on aurait dû voir une baisse de  
18      zéro virgule zéro trois (0,03) point.

19               Mais l'engagement nous montre que ce n'est  
20      pas le cas, donc il a changé d'autres paramètres à  
21      sa méthode. Et finalement, le fait que ça ne baisse  
22      pas... cette année plus basse ne baisse pas le  
23      résultat, bien, ça nous indique qu'il y a sûrement  
24      des problèmes avec la méthodologie.

25               On aurait dû aussi voir un impact favorable

1 sur les pertes de transport de la ligne  
2 Chamouchouane-Bout-de-l'Île pour un autre zéro  
3 virgule zéro huit (0,08) point. Et un impact  
4 favorable, aussi, sur les pertes de transport de la  
5 ligne Micoua-Saguenay pour un autre zéro virgule  
6 zéro sept (0,07) point.

7           Rappelons que quand le Transporteur  
8 justifie ces projets-là, bien, il nous dit qu'il  
9 a... il entraînera des réductions de pertes, qui  
10 bénéficieront à cent pour cent (100 %) au  
11 Distributeur. Et il nous le dit de façon justifiée,  
12 donc on est d'accord avec ça, que les pertes  
13 sauvées devraient... et il fournit une  
14 justification qui est documentée dans notre  
15 rapport.

16           Alors, le Distributeur n'a pas considéré ce  
17 cent pour cent (100 %) là, mais a considéré  
18 quatre-vingts (80) dans un cas et quatre-vingt-un  
19 pour cent (81 %) dans l'autre cas en énergie. Et  
20 malheureusement, personne sur le panel n'était au  
21 courant de ce que le Transporteur faisait, semble-  
22 t-il. Et ça, bien, ça n'a pas pour effet de nous  
23 rassurer, parce que... Donc...

24           Et on sait que le Distributeur ne participe  
25 pas, normalement, aux projets... aux projets

1 d'investissements du Transporteur. Pourtant, c'est  
2 le Distributeur qui sera celui qui assume les plus  
3 grands coûts de ces investissements-là. Et  
4 heureusement que la Régie permet aux intervenants  
5 de participer, puisque semble-t-il que le  
6 Distributeur n'est pas sur place pour surveiller  
7 les intérêts de... de ses clients, dans ces cas-là.  
8 Alors... Et aussi... suite à ce qu'on nous a dit...

9 A-0059, en passant, ce sont les notes  
10 sténographiques de lundi dernier, le cinq (5)  
11 juillet. Alors, vous allez voir beaucoup de « A-  
12 0059 » dans cette présentation-là.

13 Et puis... D'abord, monsieur Aucoin nous a  
14 dit : « Bien, les pertes prévisionnelles sont  
15 basées sur un historique d'une dizaine d'années. »  
16 Et ensuite, bien, on a eu une discussion sur le  
17 fait qu'on a eu une autre information sur un  
18 historique, non pas de cinq ans, mais de cinq ans  
19 et trois mois.

20 Alors, pour nous, un historique qui n'a pas  
21 des années complètes, bien, encore là, ça peut  
22 entraîner des biais dans les prévisions. Parce  
23 qu'en plus des trois mois qui étaient  
24 surreprésentés, ce sont les mois de janvier,  
25 février et mars, pour lesquels, normalement, les

1 pertes sont les plus fortes, selon les principes  
2 physiques, là, qui régissent ces phénomènes-là.  
3 Alors, ce n'est vraiment pas clair sur quel  
4 horizon.

5 Donc, en conclusion, on pourra y revenir  
6 dans des dossiers futurs, mais je pense que la  
7 méthodologie de détermination des taux de perte  
8 prévisionnels doit être analysée plus en profondeur  
9 dans le prochain plan d'approvisionnement.

10 Ce qui nous amène à la prochaine diapo. Je  
11 résume ici notre recommandation, qui découle des  
12 deux premières diapos, et qui apparaît aussi dans  
13 notre rapport. Alors, on devrait obtenir un taux de  
14 pertes globales prévisionnel de sept virgule vingt-  
15 deux pour cent (7,22 %) pour la prévision des  
16 besoins, d'ici deux mille vingt-deux (2022)  
17 inclusivement. Puis, de sept virgule quinze pour  
18 cent (7,15 %) par la suite.

19 Ces valeurs s'expliquent par un taux de  
20 sept virgule trois pour cent (7,3 %), basé sur  
21 l'historique récent, auquel on retire l'impact de  
22 la ligne Chamouchouane-Bout-de-l'Île, qui est de  
23 zéro virgule zéro huit pour cent (0,08 %). Et à  
24 partir de deux mille vingt-trois (2023), celui de  
25 la ligne Micoua-Saguenay, pour zéro virgule zéro

1 sept pour cent (0,07 %).

2           Donc, tout ça, évidemment, ça résume ce  
3 qu'on a dans le rapport. Et, Monsieur le Président,  
4 pour chacune ou la plupart de nos recommandations,  
5 nous avons ajouté pour bien apprécier ces  
6 recommandations-là l'impact. Alors, dans ce cas-ci,  
7 on en a un parlé le cinq (5) juillet, mais l'impact  
8 en énergie - et encore là, ça c'est dans le rapport  
9 - l'impact en énergie peut varier entre trois cent  
10 six gigawattheures (306 GWh) et quatre cent  
11 soixante-six gigawattheures (466 GWh) annuellement  
12 sur l'horizon du plan.

13           Pour voir ce que ça, ça veut dire,  
14 premièrement, rappelons-nous que dans le bilan  
15 d'énergie du Distributeur, la première année où il  
16 a besoin l'approvisionnement de long terme, bien  
17 son déficit est justement de l'ordre de quatre  
18 cents gigawattheures (400 GWh). Alors, ça vous  
19 donne une idée de l'ampleur.

20           Mais et aussi en puissance, mais il y a un  
21 impact d'environ cent mégawatts (100 MW) à compter  
22 de deux mille vingt-trois (2023), puisque nous  
23 recommandons un taux de sept virgule quinze pour  
24 cent (7,15 %) et que le Distributeur recommande  
25 sept virgule quatre pour cent (7,4 %). Alors, la

1 différence entre les deux appliquée à la puissance  
2 nous donne cent mégawatts (100 MW).

3 Si on met ça en dollars, qui est vraiment  
4 pour nous plus facile de bien s'y retrouver, alors  
5 donc, en utilisant les coûts évités de long terme  
6 de huit virgule deux cents du kilowattheure  
7 (8,2 \$/kWh) et de cent quinze dollars du  
8 kilowattheure-an (115 \$/kWh/an) en puissance, des  
9 données qui sont évidemment dans le dossier, bien  
10 l'impact de cette recommandation-là serait entre  
11 trente-sept millions et cinquante millions (37 M\$)  
12 annuellement (50 M\$) annuellement dépendant des  
13 années.

14 Allons à la prochaine. Alors, le deuxième  
15 ingrédient qui est important ici c'est vraiment un  
16 point majeur parce que ça affecte beaucoup  
17 d'investissements dans les réseaux de transport et  
18 de distribution, donc c'est les liens entre les  
19 besoins à alimenter et la planification des réseaux  
20 de transport et distribution, ce qui apparaît aux  
21 pages 40 et 54 de notre rapport.

22 Alors, nous avons d'abord constaté une  
23 incohérence dans l'inclusion de la charge  
24 interruptible des moyens de gestion de la puissance  
25 dans la prévision de la demande fournie au

1 Transporteur par le Distributeur.

2 Alors, évidemment, le Transporteur utilise  
3 les prévisions fournies par le Distributeur pour  
4 planifier son réseau et surtout pour justifier  
5 certains projets d'investissement que ce soit sur  
6 l'ensemble du réseau ou dans des postes en  
7 particulier.

8 Et évidemment, si la prévision de la  
9 demande fournie par le Distributeur n'a pas retiré  
10 les moyens de gestion de la puissance, bien le  
11 Transporteur va construire des équipements sans  
12 tenir compte qu'on aurait pu effacer certaines  
13 charges.

14 Alors, et nous avons aussi constaté que ce  
15 n'était pas cohérent sur l'ensemble des moyens. Il  
16 y avait un traitement particulier pour la charge  
17 interruptible où les restrictions peuvent  
18 s'appliquer à l'Option d'électricité additionnelle  
19 qui, contrairement aux autres moyens de gestion,  
20 cette charge interruptible est retirée d'emblée de  
21 la prévision de la demande, et en partie seulement.

22 Petite parenthèse sur la pièce B-0166 qui  
23 est la réponse à l'engagement numéro 2, où on peut  
24 constater que quand le Distributeur fait sa  
25 prévision de la charge de l'OÉA, il suppose que...

1 c'est-à-dire qu'en principe, il pense que cette  
2 charge-là va être interrompue à chaque année, mais  
3 on constate que dans l'historique, ce n'était pas  
4 nécessairement le cas. Alors ça, ça peut amener ici  
5 un double comptage dans la prévision de cette  
6 partie-là de la prévision de la demande globale.

7 Alors, comme on dit dans le prochain  
8 boulet, ce n'est pas le cas pour les autres moyens.  
9 Donc, il y a vraiment un traitement particulier  
10 pour l'OÉA. Et on va le voir plus tard, là, ça a  
11 vraiment un impact des plus majeurs sur les  
12 investissements dans les réseaux de transport et de  
13 distribution le fait de ne pas tenir compte de ces  
14 possibilités d'effacement. Prochaine diapo s'il  
15 vous plaît. Merci.

16 Alors, maintenant, une parenthèse sur ce  
17 que le Distributeur nous a dit sur l'OÉA qui est  
18 l'Option d'électricité additionnelle. Alors,  
19 d'abord en réponse aux demandes de renseignements,  
20 on nous a dit que les restrictions sur l'OÉA ne  
21 constituaient pas un moyen de gestion. Alors, nous  
22 on a constaté que même si on dit que ça ne  
23 constitue pas un moyen de gestion, bien ce moyen-là  
24 a exactement toutes les mêmes qualités que les  
25 moyens de gestion et les mêmes types de modalité,

1 et cetera. Donc, nous ne sommes pas d'accord que ça  
2 ne constitue pas un moyen de gestion. Et le cinq  
3 (5) juillet le Distributeur nous a dit - je lis ce  
4 qui est souligné - alors, elle nous a dit, pour  
5 l'OÉA :

6 Elle s'efface automatiquement selon  
7 les modalités de cette option et nous  
8 n'avons pas le contrôle direct.

9 Alors, je vous sou mets que les passages  
10 soulignés sont inexacts. Si vous allez au Tarif  
11 d'électricité au premier (1er) avril deux mille  
12 vingt et un (2021), à l'article 6.36, on voit que  
13 l'OÉA ne s'efface pas automatiquement, par  
14 opposition par exemple à la bi-énergie, puisque le  
15 Distributeur a le contrôle sur les restrictions de  
16 l'OÉA avec un préavis de deux heures (2 h).

17 Donc, le libellé est très semblable à ce  
18 que vous pouvez trouver dans l'Option d'électricité  
19 interruptible où le Distributeur a aussi le  
20 contrôle avec un préavis de deux heures (2 h).  
21 Alors, en conclusion de cette diapo, nous ne sommes  
22 pas d'accord que l'OÉA ne constitue pas un moyen de  
23 gestion et nous ne comprenons donc pas le  
24 traitement particulier que nous avons exposé dans  
25 la diapo précédente.

1                   Il faut aller maintenant à la prochaine  
2 page 9. Alors, on sait par contre que le  
3 Distributeur... - je m'excuse - le Distributeur  
4 nous a dit qu'il y avait des travaux en cours avec  
5 le Transporteur et quand cette question-là a été  
6 posée, bien on regarde la date où on a eu une  
7 réponse, on nous a dit que c'était en cours, donc  
8 ça a déjà plus de quatorze (14) mois. On ne sait  
9 pas combien de mois de plus, mais plus de quatorze  
10 (14) mois que les travaux sont en cours pour  
11 étudier la problématique.

12                   Le cinq (5) juillet, on nous a dit qu'il  
13 n'y avait aucune date d'échéance pour ces travaux,  
14 il n'y avait aucun rapport d'étape, il n'y avait  
15 aucun plan de travail. Alors, évidemment, c'est  
16 rien pour nous rassurer. Ça m'étonne beaucoup  
17 d'entendre ça, parce que mes nombreuses années  
18 comme gestionnaire à Hydro-Québec m'ont montré que,  
19 que ce soit pour mes relevants, il y avait toujours  
20 des comptes à rendre et vice-versa, j'avais  
21 toujours des comptes à rendre pour mes supérieurs.

22                   Alors, ça m'étonne beaucoup et ça ne me  
23 rassure pas sur les résultats qu'on pourra obtenir  
24 de ces travaux-là. Par contre, en septembre deux  
25 mille vingt (2020), le Distributeur a fait une

1           présentation dans une réunion conjointe avec le  
2           Transporteur, où il a présenté qu'il avait quand  
3           même bien avancé dans la prévision horaire pour  
4           l'ensemble des postes et monsieur Aucoin nous a  
5           confirmé qu'il y avait effectivement une prévision  
6           horaire pour l'ensemble des postes, là, lundi  
7           dernier. Et ça, selon moi, c'est le gros du travail  
8           qui a été fait. Ça veut dire qu'on a une prévision  
9           horaire pour l'ensemble du réseau d'Hydro-Québec,  
10          mais aussi on a une prévision pour chacun des  
11          environ trois cent cinquante (350) postes,  
12          prévision horaire.

13                       Alors, ce qui reste à faire, c'est  
14          d'analyser la concordance ou la coïncidence entre  
15          la prévision horaire de l'ensemble du réseau qui  
16          est, par exemple, un vecteur de... qui peut être de  
17          huit mille sept cent soixante heures (8760 h) par  
18          année et un autre vecteur qui est un autre huit  
19          mille sept cent soixante heures (8760 h) pour  
20          chaque poste puis de regarder la coïncidence ou la  
21          concordance, là - c'est deux mots que j'utilise...  
22          que le Distributeur aussi utilise différemment,  
23          dans des occasions différentes.

24                       Alors, de mon point de vue, je considère  
25          que c'est un exercice qui devrait être assez rapide

1 à faire. Évidemment, en autant qu'on a un bon  
2 support informatique. Et donc, ce qui reste à faire  
3 aussi, c'est d'analyser la possibilité d'appliquer  
4 de façon régionale les moyens de gestion. Je  
5 m'explique. Le Distributeur nous dit souvent :  
6 « Mais j'applique les moyens de gestion ou  
7 j'appelle des moyens de gestion pour m'assurer que  
8 j'ai suffisamment de puissance sur l'ensemble du  
9 réseau. »

10 Mais il se peut que sur l'ensemble du  
11 réseau, il y ait suffisamment de puissance, mais  
12 que dans une région en particulier, on atteint la  
13 capacité des postes et le Distributeur pourrait à  
14 ce moment-là appliquer des moyens de gestion, mais  
15 seulement pour une région donnée afin d'alléger un  
16 poste, sinon, bien, il aurait à délester certains  
17 clients. Alors, c'est toujours mieux d'utiliser les  
18 clients qui nous ont... qui ont offert leur  
19 collaboration pour les moyens de gestion.

20 Et dans le cadre du dossier 4045, madame  
21 Hudon a mentionné cette possibilité-là et ça a été  
22 répété aussi, là, vous voyez les deux références  
23 aux notes sténographiques de lundi dernier. Alors  
24 ça, ça serait vraiment quelque chose de majeur pour  
25 s'assurer que l'ensemble des investissements du

1           Transporteur sont vraiment requis et utiles -  
2           requisés et utiles.

3                       Alors, la prochaine, donc la recommandation  
4           à ce niveau-là c'était d'encadrer les travaux  
5           annoncés par le Distributeur afin de mieux tenir  
6           compte de l'apport des moyens de gestion de la  
7           puissance dans la projection des besoins des  
8           réseaux de transport et de distribution et dans la  
9           planification des investissements de ces réseaux.

10                      Alors, par exemple, on dit, la Régie  
11           devrait exiger le plus tôt possible un plan de  
12           travail précis prévoyant notamment le cadrage des  
13           travaux ou le « scoping » - comme on a appelé dans  
14           d'autres dossiers - pour... évidemment pour son  
15           approbation, une revue de la littérature, et la  
16           tenue d'une séance de travail pour la présentation  
17           des résultats. Ainsi, évidemment la Régie s'assure  
18           qu'il y a un bout à ces travaux-là.

19                      En attendant, dans l'attente de l'obtention  
20           des résultats, ce que nous recommandons à la Régie  
21           c'est de demander au Distributeur de retirer les  
22           moyens de gestion de la puissance. On parle alors  
23           de peut-être treize (13), quatorze (14), quinze  
24           cents mégawatts (1500 MW), là, pour l'hiver  
25           prochain. Lorsqu'il fournit une prévision de la

1 demande au Transporteur afin que ce dernier  
2 planifie le dimensionnement du réseau de transport.

3 Alors ici, on a un impact très important,  
4 donc les moyens de gestion de GDP, les moyens de  
5 gestion de puissance, là, qui apparaissent dans le  
6 bilan de puissance varient entre quatorze cents  
7 (1400 MW) au début de l'horizon jusqu'à deux mille  
8 huit cents (2800 MW) en deux mille vingt-neuf  
9 (2029). Et ce sont des chiffres qui sont de  
10 l'envergure de ce que nous donne une nouvelle ligne  
11 de transport du type Chamouchouane-Bout-de-l'île et  
12 Micoua-Saguenay et qui ont été des dossiers récents  
13 de l'ordre du milliard de dollars.

14 Alors si on ne tient pas compte des moyens  
15 de GDP quand on planifie ces investissements-là,  
16 bien on voit qu'il y a des montants des plus  
17 importants qui sont assumés par la clientèle.

18 Aussi, il peut y avoir des projets de  
19 transport régionaux qui pourraient s'avérer non  
20 requis. Si on pouvait compter sur l'effacement des  
21 moyens de gestion. Et ici, ce n'est pas seulement  
22 théorique, on est en présence actuellement d'un  
23 dossier qui est en cours, le dossier R-4147-2021,  
24 pour les équipements de transport dans la région de  
25 Saguenay Lac-Saint-Jean, pour un projet de deux

1 cent millions (200 M\$). Alors, si on pouvait  
2 appliquer les moyens de gestion du Distributeur, il  
3 est possible qu'une partie de ce projet-là, sinon  
4 l'entièreté pourrait être retardé dans le temps.

5 Et aussi le Distributeur pourrait nous  
6 dire « Bien on va compléter ces travaux-là pour  
7 2025 », étant donné qu'on arrive au « rebasing »  
8 des tarifs, mais je vous soumetts que dans  
9 l'intervalle on applique des coûts évités qui ne  
10 sont pas vérifiés en transport et en distribution  
11 pour accorder des crédits au moyens de GDP. Alors,  
12 ce n'est pas seulement pour déterminer ici la  
13 rémunération d'Hilo qu'on a besoin des résultats de  
14 ce travail-là, mais il peut y avoir d'autres  
15 occasions car on utilise les coûts évités.  
16 Prochaine diapo où on change maintenant de sujet.

17 On arrive dans les diverses avenues en  
18 gestion de la demande en puissance sur la  
19 tarification dynamique. Il n'y a rien à rajouter à  
20 nos recommandations, donc numéro 5 :

21 Avant de prendre sa décision sur les  
22 autres moyens de gestion, demander au  
23 Distributeur de fournir une prévision  
24 de la contribution au bilan de  
25 puissance de la tarification dynamique

1                                   à la suite des résultats obtenus lors  
2                                   du premier hiver 2019-2020.

3           Et depuis peu on a aussi les résultats de l'hiver  
4           2020-2021. En attendant de recevoir et de pouvoir  
5           commenter une telle prévision, nous recommandons de  
6           retenir quatre cents (400 MW) comme potentiel de la  
7           tarification dynamique à terme, un tel potentiel  
8           étant très prudent en considérant que l'appel au  
9           public a permis d'obtenir une réduction de la  
10          demande de huit cents (800 MW) dans le passé, et  
11          ce, sans aucune compensation aux clients.

12                                Tout ça, c'est dans le rapport. Et tantôt  
13          quand je vais vous montrer le plan... le bilan de  
14          puissance résultant, bien vous allez voir que nous  
15          avons retenu ce quatre cents mégawatts (400 MW)-là.  
16          Et j'ai aussi fait l'exercice à partir des  
17          résultats des deux derniers hivers et à partir du  
18          potentiel de nombre de clients qui pourraient  
19          recourir à cette option tarifaire et le quatre  
20          cents mégawatts (400 MW) est tout à fait justifié.

21                                Allons maintenant deuxième avenue en  
22          gestion de la demande de puissance. Alors, Hilo qui  
23          est couvert dans notre rapport aux pages 66 à 72.  
24          Donc, quelques points saillants. L'utilisation des  
25          coûts évités de long terme sur l'ensemble de

1 l'horizon du plan et l'utilisation des coûts évités  
2 de transport et de distribution ne respectent pas  
3 la décision D-2019-164 où la Régie a statué sur  
4 l'utilisation de ces coûts évités là dans le cadre  
5 du programme à l'époque, GDP Affaires, qui est  
6 maintenant une option tarifaire.

7 Or, à plusieurs endroits dans le dossier,  
8 dans les réponses aux demandes de renseignements et  
9 lors des audiences, le Distributeur vante la  
10 gestion plus fine de l'effacement de Hilo, avec une  
11 période de préchauffage et une reprise graduelle  
12 afin d'éviter un déplacement de la pointe.

13 Alors, on a fait quelques analyses avec les  
14 données horaires que le Distributeur nous fournit à  
15 chaque année, et puis ça nous a amené à poser des  
16 questions au Distributeur, et je constate que cette  
17 gestion plus fine, suite aux réponses fournies par  
18 le Distributeur, n'a pas de valeur significative  
19 démontrée.

20 En effet, le taux de réserve de Hilo  
21 demeure à dix-sept pour cent (17 %), même quand le  
22 Distributeur tient compte de cette gestion plus  
23 fine, et c'est le même taux de réserve que les  
24 moyens GDP et TD, tarification dynamique. Et dans  
25 ce dernier cas, où il n'y a pas de reprise... il

1 n'y a pas de gestion de la reprise ou gestion de la  
2 période de préchauffage.

3 Alors, sachant ce résultat-là, bien ça  
4 m'indique que cette gestion plus fine, selon les  
5 évaluations du Distributeur, elle n'a pas de valeur  
6 en fiabilité. D'autre part, le Distributeur n'a pas  
7 quantifié les autres bénéfices pécuniaires sur  
8 lesquels il compte pour justifier le prix payé à  
9 Hilo, et ce, même avant de négocier à Hilo, et même  
10 encore aujourd'hui.

11 Alors, encore là, c'est assez inquiétant  
12 que le Distributeur négocie un contrat avec une  
13 autre entreprise, même si c'est une filiale, en  
14 payant un prix pour lequel le Distributeur ne  
15 connaît pas la valeur pour lui et sa clientèle.  
16 Donc, il n'a pas évalué combien ça lui valait avant  
17 de négocier avec Hilo. Je vais vous dire, encore  
18 là, que c'est... comme expert, ça m'inquiète  
19 beaucoup. Et comme client du Distributeur, ça  
20 m'inquiète aussi beaucoup.

21 Ensuite, Hilo... Donc, notre  
22 recommandation, qui dit, étant donné, notamment :  
23 l'utilisation inappropriée des signaux de coûts  
24 évités à long terme sur l'horizon de court terme,  
25 en contravention d'une décision de la Régie dans un

1 cas semblable; étant donné l'incertitude sur le  
2 signal de coût évité de la puissance à long terme  
3 que nous avons présenté dans notre rapport; étant  
4 donné la sous-évaluation du taux de réserve du  
5 moyen Hilo que nous avons aussi exprimé dans notre  
6 rapport étant donné que les délais d'appels ne sont  
7 pas considérés, notamment, nous recommandons à la  
8 Régie d'aviser le Distributeur que pour les années  
9 où elle aura juridiction sur la fixation des tarifs  
10 de ce dernier, elle ne reconnaîtra pas la  
11 rémunération consentie à Hilo, en vertu du contrat  
12 de gré à gré entre la filiale Hilo et le  
13 Distributeur, d'une durée de dix (10) ans, à  
14 compter de l'hiver deux mille dix-neuf, deux mille  
15 vingt (2019-2020) - le contrat - dans les cas où  
16 cette rémunération ne respecte pas une utilisation  
17 appropriée des coûts évités.

18 Pour l'instant, nous recommandons de ne  
19 retenir aucune valeur pour le moyen de gestion Hilo  
20 dans le bilan de puissance sur la période couverte  
21 par le plan. Et, Monsieur le Président, tantôt, je  
22 vais vous présenter le bilan de puissance qui  
23 résulte de cette réduction de Hilo, de cet  
24 effacement de Hilo, si on veut, dans le bilan, et  
25 je vais vous démontrer qu'il n'y a pas à

1 s'inquiéter de côté-là. Et je vais aussi vous  
2 démontrer qu'il y a même une marge de manoeuvre  
3 assez impressionnante pour les cinq prochaines  
4 années, en plus de tout ce qu'il y a dans le bilan.  
5 Alors, on va faire ça tantôt, je vous l'annonce.

6 Ensuite, à la prochaine diapo, où... Ah,  
7 oui, il y a d'autres recommandations sur Hilo.  
8 Donc, nous recommandons au numéro 8 de ne pas  
9 approuver la rémunération incitative pour d'autres  
10 services, tels que définis à l'article 10.2 du  
11 contrat. Et nous recommandons de ne pas approuver  
12 la convention-cadre pour les services énergétiques  
13 entre Hilo et le Distributeur.

14 Subsidiairement, si jamais la Régie devait  
15 approuver la rémunération du contrat et/ou la  
16 convention-cadre. Alors, dans notre rapport, nous  
17 avons plusieurs commentaires sur ces documents qui  
18 pourraient poser certains problèmes, là, dans leur  
19 application au cours des années. Donc, ça apparaît  
20 au chapitre 5 de notre rapport.

21 Donc, maintenant, toujours sur les avenues  
22 en gestion de la demande de puissance. Alors, au  
23 début de chaque hiver, le Distributeur doit... fait  
24 un bilan de ce qui va se passer à l'hiver qui s'en  
25 vient et, on va dire, magasine pour les derniers

1           moyens de gestion qu'il a besoin... dont il a  
2           besoin.

3                       Alors, il peut ajuster l'électricité  
4           interruptible, il peut ajuster le crédit hiver, il  
5           peut faire des demandes pour avoir des clients qui  
6           vont adhérer à ces crédits hivernaux et il peut  
7           aussi à la fin dans le fond recourir à des appels  
8           d'offres de court terme pour de la puissance et ça  
9           se fait quand même assez rapidement.

10                      Bon. Maintenant, aussi, tantôt quand je  
11           vous ai montré le bilan en puissance, bien, dans le  
12           plan d'approvisionnement, si on enlève ou ajoute  
13           des morceaux, si on enlève ou on réduit on augmente  
14           la prévision de la demande, bien il faut ajuster  
15           les moyens.

16                      Donc, dans ces deux cas, voici ce que nous  
17           recommandons. Étant donné les caractéristiques des  
18           moyens de gestion de la puissance et en particulier  
19           le coût de puissance par kilowatt effectif,  
20           demander au Distributeur de prioriser les moyens  
21           dans l'ordre suivante : autant dans leur choix  
22           avant chaque hiver que dans le bilan de puissance  
23           sur la période couverte par la Plan et nous  
24           commençons par les marchés de court terme,  
25           l'électricité interruptible, la tarification

1 dynamique crédit hivernal, la tarification  
2 dynamique des tarifs Flex et le programme  
3 GDP Affaires.

4 Et chacun de ces moyens-là est bien décrit  
5 dans le rapport avec toutes ses modalités. Vous  
6 avez des tableaux qui résument tout ça et qui  
7 justifient cet ordre-là et qui vont me servir  
8 tantôt quand je vais vous montrer le nouveau bilan  
9 de puissance.

10 Continuons maintenant à la prochaine.  
11 L'approche de calcul. Bon. Taux de réserve des  
12 moyens de gestion de puissance. L'approche de  
13 calcul qui est décrit aux pages 75 et 84 et je vous  
14 dirais qu'ici on arrive dans un sujet plus  
15 technique que je connais depuis les années mil neuf  
16 cent quatre-vingts (1980).

17 Donc, je peux vous en parler longuement,  
18 mais j'essaie ici de résumer les conclusions que  
19 nous en tirons et c'est vraiment tout décrit dans  
20 le rapport avec pièces justificatives à l'appui  
21 d'articles scientifiques qui ont été écrits dans le  
22 passé.

23 Alors, l'ordonnancement des moyens de  
24 gestion dans le calcul du taux de réserve donc  
25 calculé par le modèle FEPMC n'est pas optimal et

1 favorise notamment Hilo. En réponse à une demande  
2 de renseignements, on a obtenu cette information-là  
3 et on voit par exemple qu'Hilo est à la fin.

4 Donc, si on met Hilo à la fin dans la  
5 simulation, bien, ça veut dire qu'Hilo va être  
6 moins sollicitée et ça va avoir un impact favorable  
7 sur son taux de réserve, alors qu'il aurait dû être  
8 mis plutôt dans l'ordonnancement.

9 Nous avons aussi démontré que le  
10 Distributeur n'a pas besoin de MARS, alors qu'un  
11 modèle du type FEPMC peut prendre en compte toutes  
12 les modalités des moyens de gestion, contrairement  
13 à MARS et j'ai fait référence à un article qui a  
14 été écrit par madame Falcon et moi-même en mil neuf  
15 cent quatre-vingt-onze (1991) qui explique et  
16 démontre ce que nous affirmons.

17 Et dans le rapport, nous avons aussi des  
18 exemples de certaines juridictions qui ont délaissé  
19 MARS et ses lacunes, parce qu'évidemment, MARS  
20 avait beaucoup de difficultés à tenir compte des  
21 modalités de gestion des moyens de gestion. Des  
22 moyens de gestion et des modalités et des délais  
23 d'appel.

24 Alors, la prochaine diapo. Toujours sur  
25 l'approche de calcul. Voici notre recommandation.

1           Donc, de demander au Distributeur une analyse  
2           complète démontrant que son approche de découplage  
3           entre les modèles FEPMC et MARS est valide pour  
4           établir la fiabilité en puissance de ses  
5           approvisionnements et la réserve requise qui en  
6           découle, et que cette approche est aussi valable  
7           que d'utiliser uniquement le modèle FEPMC.

8                        Nous sommes d'avis qu'un centre de  
9           recherche comme l'IREQ possède les compétences pour  
10          réaliser ce type de démonstration.

11                      Alors, depuis que nous avons publié, déposé  
12          notre rapport d'expertise au mois de juillet deux  
13          mille vingt (2020), le Distributeur a reconnu que  
14          le découplage n'était pas souhaitable ou idéal et  
15          propose une solution et il n'aura plus recours à ce  
16          découplage.

17                      Donc, la recommandation, on peut dire qu'en  
18          partie elle a été suivie par le Distributeur.  
19          Maintenant, il n'en demeure pas moins qu'il y a  
20          d'autres enjeux qu'on va voir tantôt et je suis  
21          convaincu que les chercheurs de l'IREQ pourraient  
22          être mis à contribution, surtout pour s'assurer que  
23          les modèles éventuellement qui seront modifiés par  
24          GE, General Electric inc. qu'on verra tantôt, sont  
25          faits dans les intérêts du Distributeur.

1                   La prochaine s'il vous plaît. Donc, les  
2                   délais d'appels. Alors, ça fait plusieurs années  
3                   que j'en parle à la Régie. Ça fait plusieurs années  
4                   qu'on sait comment les traiter, si vous référez aux  
5                   pièces qu'on a déposées.

6                   Alors, le cinq (5) mars deux mille dix-neuf  
7                   (2019), la Régie demandait au Distributeur de tenir  
8                   compte de ces fameux délais d'appel là dans  
9                   l'évaluation du taux de réserve des moyens de  
10                  gestion.

11                  En novembre vingt vingt (2020), soit vingt  
12                  (20) mois plus tard, le Distributeur nous dit,  
13                  lundi dernier, qu'il a amorcé ses travaux il y a  
14                  environ neuf (9) mois. Donc, ça nous emmène à  
15                  novembre deux mille vingt (2020) et encore là, on  
16                  s'étonne beaucoup de ce délai, hein, pour  
17                  rencontrer une décision, une demande de la Régie.

18                  Et on s'étonne aussi qu'il n'y ait aucune  
19                  entente et aucun échéancier qui est convenu avec le  
20                  Fournisseur, GE Inc.

21                  Alors, tantôt, on s'étonnait qu'il n'y  
22                  avait aucun échéancier pour des ressources internes  
23                  Hydro-Québec, mais, là, je pense que c'est encore  
24                  plus grave qu'on veut travailler avec un  
25                  fournisseur externe et il n'y a aucune entente et

1 aucun échéancier qui nous garantit qu'on aura un  
2 produit de qualité et en temps voulu.

3 Continuons sur la prochaine avec les délais  
4 d'appel. Alors, lundi dernier, le Distributeur nous  
5 a dit qu'il était « probablement en mesure de  
6 déposer un modèle bêta d'ici le prochain Plan » il  
7 vous dit que tout ça, c'est pour un modèle de FEPMC  
8 qui existe déjà chez Hydro-Québec depuis trente  
9 (30) ans, pour lesquels on vous a fourni les  
10 références.

11 Et peut-être une petite parenthèse, là, la  
12 première version du modèle de type FEPMC qui est  
13 décrite dans l'article dont je parlais tantôt, la  
14 première version bêta a requis deux semaines de  
15 programmation à une personne, à l'époque. Alors, en  
16 supposant qu'une version validée prenne deux ou  
17 trois mois, alors je vois mal comment on peut  
18 attendre après un modèle développé par un tiers,  
19 dont on ne contrôle pas nécessairement les travaux,  
20 pour remplacer un modèle qui existe déjà.

21 Le seul empêchement que le Distributeur  
22 nous dit qu'il ne peut pas utiliser ce type de  
23 modèle, est qu'il est fait maison et qu'il n'est  
24 pas commercialisé. Alors, je ne comprends pas trop  
25 pourquoi ce sont des problèmes, parce que je suis

1 convaincu que la plupart des systèmes du  
2 Distributeur ou d'Hydro-Québec en général sot faits  
3 maison et qu'ils ne sont pas commercialisés et  
4 selon moi, c'est pas des défauts, au contraire, là,  
5 et d'autres l'ont fait, dans le domaine de la  
6 fiabilité, là dans le rapport, on mentionne  
7 notamment PJM qui est une des grosses partie des  
8 États-Unis, Pennsylvania-New Jersey-Maryland.

9 Alors, c'est vraiment le seul argument que  
10 le Distributeur nous sert et de toute évidence, il  
11 n'est aucune probant, selon moi.

12 Alors, ce que je dis, c'est que ça ne vaut  
13 pas la peine d'attendre un modèle GE dont on ne  
14 connaît pas les promesses, alors que le modèle  
15 existant fait l'affaire, du moins, en attendant. Si  
16 jamais le modèle GE s'avérait meilleur, ce qu'on  
17 pourra voir en temps et lieu.

18 Toujours les délais d'appel. Nous avons  
19 demandé au Distributeur : mais comment GE va faire  
20 ça? Ça prend un minimum d'information. Le  
21 Distributeur doit, il faut qu'il s'assure que les  
22 promesses seront bien tenues et il n'était pas en  
23 mesure de nous informer là-dessus.

24 Et le Distributeur nous a dit qu'il ne  
25 compile pas les statistiques des écarts de

1 prévision horaire pour des périodes de un à sept  
2 jours, ainsi que de quatre à huit heures avant  
3 l'heure. On nous a dit ça, confirmé ça, lundi. On a  
4 eu, le renseignement.

5           Pourtant, le Distributeur a déjà fourni ce  
6 genre d'information, notamment en deux mille huit  
7 (2008) et tout récemment, en deux mille seize  
8 (2016). Ce sont des... et vous avez des références  
9 dans le rapport. Ce sont des informations  
10 essentielles pour la prise en compte des délais  
11 d'appel et pour démontrer cette affirmation-là,  
12 nous avons déposé la pièce C-AHQ-ARQ-0028 qui est  
13 aussi une présentation, un article technique que  
14 j'ai eu le plaisir d'écrire avec madame Beaumont,  
15 et où nous exprimons ces méthodes-là.

16           Alors, c'est très surprenant que le  
17 Distributeur nous dise aujourd'hui qu'il ne compile  
18 pas ces statistiques, alors qu'il nous a fourni des  
19 résultats il n'y a pas tellement longtemps, et on  
20 voit mal comment, sans ces statistiques, qu'il  
21 pourrait tenir compte des délais d'appel.

22           Et notre rapport fournit un choix de deux  
23 méthodes simples pour tenir compte des délais  
24 d'appel qui pourraient être utilisés rapidement  
25 sans même modifier les modèles existants de type

1 FEPMC. Alors, on ne dit pas ici d'aller développer  
2 des nouveaux modèles, on ne dit pas de modifier des  
3 modèles, on donne deux méthodes qui sont simples et  
4 qui ont fait leur preuve dans le passé, là, pour  
5 tenir compte des délais d'appel. Alors, c'est bien  
6 décrit dans le rapport.

7 Et encore là, en réponse à : Pourquoi vous  
8 ne faites pas ça? Le Distributeur nous dit que la  
9 réduction du nombre d'heures maximal d'utilisation  
10 des moyens de gestion proposée dans notre rapport,  
11 qui pourrait se faire par une analyse assez simple  
12 de l'historique récent utilisant les données  
13 historiques horaire, et caetera, ça pourrait  
14 constituer une approche, ça pourrait constituer une  
15 approche pour contourner le problème de la  
16 modélisation du délai d'appel. Alors que je dis, ce  
17 n'est pas... cette approche-là, ce n'est pas pour  
18 contourner le problème, c'est pour le traiter. Mais  
19 toutefois, le Distributeur constate que cette  
20 approche est une approximation qui ne reflète pas  
21 exactement l'impact d'un délai d'appel sur le taux  
22 de réserve du moyen. Alors ça on nous a dit ça en  
23 B-0119 et aussi lundi.

24 Là, avant de passer à la prochaine diapo,  
25 je vais m'excuser à l'avance, je vais peut-être

1 vous décevoir dans ce que je vais dire dans la  
2 prochaine diapo. Allons à la prochaine! Alors, les  
3 modèles sont justement eux-mêmes des  
4 approximations. Donc, tout ce qu'on fait dans les  
5 modèles, ce sont des approximations. Et la majorité  
6 de leurs intrants sont aussi des approximations.  
7 Que ce soit la prévision de la demande, que ce soit  
8 combien va leur donner la GDP Affaires, que ce soit  
9 et caetera, et caetera. La plupart des éléments des  
10 bilans de puissance et d'énergie sont des  
11 approximations et c'est bien ainsi.

12 Alors, quand le Distributeur nous dit, le  
13 seul reproche qu'il fait, c'est que ce sont des  
14 approximations, alors je vous soumets que ce n'est  
15 pas un argument probant. Et forcément, le modèle  
16 bêta de GE ne sera basé que sur des approximations,  
17 notamment les intrants sur les aléas dont il devra  
18 tenir compte, le cas échéant.

19 Maintenant, je pense que la dernière est  
20 assez évidente, la dernière information. Une bonne  
21 approximation déterminée avec rigueur est  
22 manifestement préférable à une donnée erronée. Par  
23 exemple, le Distributeur considère un délai d'appel  
24 nul. Alors, il considère que tous ses appels qu'il  
25 fera quand il simule seront utiles, seront utilisés

1 à des heures utiles, alors que ce que nous disons  
2 et ce que la littérature dit, c'est qu'un certain  
3 nombre de ces appels-là, étant donné qu'il y a un  
4 délai d'appel qui doit être fait avec certains  
5 aléas, bien, il y a une partie des appels qui ne  
6 seront pas utilisés aux bonnes heures, et donc le  
7 nombre d'heures devra être réduit. C'est ce que  
8 nous proposons dans notre méthode. Alors, c'est une  
9 approximation qui est de beaucoup supérieure à la  
10 donnée erronée considérée par le Distributeur.

11 Notre recommandation qui en découle. Donc,  
12 prendre acte que les taux de réserve des moyens de  
13 gestion apparaissant au bilan de puissance du  
14 Distributeur et servant de base à leur rémunération  
15 sont sous-estimés, étant donné notamment que les  
16 délais d'appel ne sont pas pris en compte. Donc, ça  
17 veut dire que le taux de réserve est sous-estimé.

18 En fait ce que ça fait si le taux de  
19 réserve est sous-estimé, c'est qu'il y a un impact  
20 que j'ai calculé. Maintenant, si vous regardez  
21 notre rapport à la page 91, en Californie, on nous  
22 dit que, pour les moyens qui sont appelés la  
23 veille, le taux de réserve est de soixante pour  
24 cent (60 %). C'est-à-dire le taux... Oui, le taux  
25 de réserve est de soixante pour cent (60 %) alors

1 qu'ici, le Distributeur nous dit dix-sept pour cent  
2 (17 %).

3           Donc, plus le taux de réserve est haut,  
4 bien, moins ça a de la valeur. Mais j'ai quand  
5 même... je ne suis pas allé jusqu'à soixante pour  
6 cent (60 %). J'ai dit, si, par exemple, le taux de  
7 réserve est de trente pour cent (30 %) pour  
8 l'ensemble des deux mille huit cents mégawatts  
9 (2800 MW) de GDP qu'on retrouve en deux mille  
10 vingt-neuf (2029), au lieu du dix-sept pour cent  
11 (17 %) évalué par le Distributeur, bien, l'écart  
12 serait de l'ordre de trois cent soixante mégawatts  
13 (360 MW) ou de quarante et un mégawatts (41 MW)  
14 annuellement, toujours avec le coût évité de long  
15 terme en puissance.

16 Q. **[47]** Quarante et un millions de dollars (41 M\$)?

17 R. Quarante et un millions de dollars (41 M\$). Ce  
18 n'est pas ce que j'ai dit..

19 Q. **[48]** Vous avez dit mégawatts.

20 R. Quarante et un millions de (41 M\$). Et aussi,  
21 n'oublions pas que le taux de réserve sert à  
22 établir les crédits qu'on donne au moyen de GDP.  
23 Quand je dis GDP ici, c'est au sens large, là, tous  
24 les moyens de gestion de la puissance, de la  
25 demande en puissance. Et si on a les mauvais taux

1 de réserve, bien, on va rémunérer ces moyens-là de  
2 façon trop élevée et peut-être qu'on va se rendre  
3 compte avec les années qu'il sera trop tard, qu'on  
4 a trop donné de crédits. Donc, ça a un impact sur  
5 les analyses qui sont faites, les analyses  
6 économiques qui sont faites sur ces moyens-là.

7 Prochaine diapo. Toujours les délais  
8 d'appel. Donc, notre recommandation est la  
9 suivante : Prendre acte qu'il serait tout à fait  
10 possible de tenir compte des délais d'appel des  
11 moyens de gestion dans l'évaluation du taux de  
12 réserve associé à chacun d'eux. Et, par conséquent,  
13 on recommande à la Régie de réitérer la demande de  
14 la décision D-2019-027 et d'ordonner au  
15 Distributeur de tenir compte du délai d'appel dans  
16 le calcul du taux de réserve des moyens de gestion  
17 et de décrire la méthode qu'il compte utiliser pour  
18 le faire, et ce dans les plus brefs délais.

19 Prochaine s'il vous plaît. Ce qui nous  
20 amène... Bon. Ici, encore là, je ne me ferai peut-  
21 être pas des amis, parce que j'amène une notion qui  
22 n'est pas nouvelle, qu'on connaît depuis longtemps,  
23 mais qui est un peu nouvelle ici, parce que nous  
24 sommes maintenant dans un plan d'approvisionnement  
25 où on doit compter sur jusqu'à deux mille huit

1 cents mégawatts (2800 MW) de moyens de gestion de  
2 la puissance avec des limites sur le nombre  
3 d'heures.

4 Je sais qu'on parle souvent ici, tous les  
5 intervenants, tous les participants, on veut  
6 trouver des mégawatts de gestion de la puissance.  
7 Mais, malheureusement, on trouve rarement des  
8 mégawatts de gestion de la puissance qui ont plus  
9 que cent (100) ou cent vingt (120) heures  
10 d'utilisation possible. Et ce qui fait que si on a  
11 beaucoup de moyens comme ça, bien, à un moment  
12 donné, on a un problème à la cent unième heure ou à  
13 cent vingt-huitième heure. Et c'est ce qui a été  
14 démontré dans le rapport.

15 Donc, je m'excuse de peut-être amener cette  
16 notion qui est très importante. Et si on n'en parle  
17 pas tout de suite, bien, on va avoir un problème  
18 majeur quand on va s'en rendre compte dans cinq ou  
19 six ans. Donc, le Plan d'appro est vraiment fait  
20 pour ça. Il est fait pour s'étirer le cou sur dix  
21 ans.

22 Alors, le taux de pénétration peut  
23 rapidement amener une hausse dramatique du taux de  
24 réserve d'un moyen à la marge et, conséquemment,  
25 une baisse dramatique de sa valeur. Comme j'ai dit,

1 on n'en a pas parlé avant parce que ça ne  
2 s'appliquait pas nécessairement sur l'horizon du  
3 Plan. Et le Distributeur nous a confirmé cette  
4 semaine dans un des exemples le nombre d'heures à  
5 climatologie normale augmentera avec les années.  
6 C'était lundi. Donc, par conséquent, les  
7 probabilités d'épuiser le nombre d'heures permises  
8 augmenteront.

9 Et on sait que l'hiver dernier, le  
10 Distributeur a utilisé Hilo, a appelé Hilo pendant  
11 cent seize (116) heures sur un maximum de cent  
12 vingt (120). Et puis on voit que donc qu'il  
13 s'approche dangereusement du maximum annuel permis.  
14 Et on sait que ça va aller en hausse dans les  
15 prochaines années.

16 Alors, ceci dit, allons à la prochaine  
17 diapo. Nous avons fait la démonstration de ceci.  
18 Mais on a quand même fait référence à d'autres.  
19 Dans le tableau de gauche, ce que j'ai simplement  
20 fait, c'est que j'ai pris les informations qui nous  
21 ont été fournies dans le dossier et aussi  
22 confirmées lundi dernier.

23 Si vous regardez à gauche, c'est l'hiver  
24 deux mille dix-neuf, deux mille vingt (2019-2020).  
25 Nous avons des moyens avec les limites d'heures de

1 dix-huit cent neuf mégawatts (1809 MW) dans le  
2 bilan de puissance, c'est-à-dire treize cent neuf  
3 mégawatts (1309 MW) de moyens de gestion de la  
4 demande, plus un cinq cents mégawatts (500 MW) ou  
5 d'une limite d'heures avec le Producteur, les  
6 fameux résultats des appels d'offres.

7 Et en prenant ce chiffre-là et en le  
8 divisant par les besoins du Distributeur en  
9 puissance, bien, on obtient un taux de pénétration  
10 de quatre virgule sept pour cent (4,7 %). Et on  
11 sait que, pour le premier hiver, le Distributeur a  
12 calculé un taux de réserve pour les moyens dont on  
13 parle, Hilo, tarification dynamique et GDP  
14 Affaires, de dix-sept pour cent (17 %).

15 Pour la quatrième année, donc le  
16 Distributeur nous dit, la quatrième année, soit  
17 vingt vingt-deux, vingt vingt-trois (2022-2023), où  
18 on a deux mille quatre cent soixante-dix mégawatts  
19 (2470 MW) de moyens de gestion avec les limites  
20 d'heures, on voit que ça augmente, donc six point  
21 un pour cent (6,1 %). Il nous a dit que ça donne  
22 entre dix-neuf et vingt pour cent (19-20 %) le taux  
23 de réserve. Donc, il y a déjà une augmentation  
24 importante qui aura un impact sur les taux de  
25 réserve.

1 Et on sait aussi qu'en vingt vingt-huit,  
2 vingt vingt-neuf (2028-2029), bien, les moyens de  
3 gestion avec limite d'heures augmentent à trois  
4 mille cent cinquante-six mégawatts (3156 MW) pour  
5 sept point six pour cent (7,6 %). Et le  
6 Distributeur n'a pas fait cette analyse-là,  
7 malheureusement. Et c'est un peu inquiétant et  
8 dangereux parce qu'on peut avoir des mauvaises  
9 surprises et il serait mieux de les avoir tout de  
10 suite que plus tard.

11 Dans le rapport, on a fait référence à un  
12 article qui a été écrit par des consultants de San  
13 Francisco et qui démontre en toute lettre ce que  
14 j'ai dit dans les deux dernières diapos. Et j'ai  
15 relu cet article-là hier soir et je vous invite à  
16 le faire parce que c'est évident... bien c'était  
17 évident pour moi. Ce qu'on dit c'est que le taux de  
18 pénétration a un impact majeur, mais ça devient  
19 encore plus évident quand on lit ce qu'ils ont  
20 fait.

21 Et ça tombe bien parce qu'ils ont fait  
22 cette analyse-là sur une partie de la Californie,  
23 une charge d'environ quarante (40 000 MW) à  
24 quarante-cinq mille mégawatts (45 000 MW), donc on  
25 peut très bien comparer en termes de taille et non

1 pas en termes de pointe parce que là-bas les  
2 pointes sont en été, mais en termes de taille. Et  
3 on voit les chiffres en bas, là, qui sont des  
4 mégawatts. « Demand Response », c'est-à-dire des  
5 mégawatts de gestion de la demande. Et ça donne à  
6 peu près les mêmes chiffres qu'ici au Québec et les  
7 pourcentages en haut que vous voyez, bien on les  
8 compare à ce qu'il y a dans le tableau de gauche.

9 Alors ce que ce graphique-là nous dit c'est  
10 que plus on a de moyens de gestion et surtout avec  
11 des limites d'heures annuelles, que ce soit en  
12 pourcentage ou en mégawatts, mais comme je vous dis  
13 les mégawatts correspondent assez bien à ce qu'on a  
14 au Québec, là. Alors ça réduit de façon très  
15 importante.

16 Si on regarde autour de quatre point cinq  
17 pour cent (4,5 %), là, j'ai pas le pointeur, mais  
18 ça vous donne quelque chose qui... les deux courbes  
19 varient entre quatre-vingt-dix (90 %) et peut-être  
20 quatre-vingt pour cent (80 %). Alors ça concorde  
21 assez bien avec notre dix-sept pour cent (17 %)  
22 qui, dans le fond, correspond à quatre-vingt-trois  
23 pour cent (83 %). Dans un cas on doit faire un  
24 moins l'autre, là.

25 Si on va à six point... autour de six pour

1 cent (6 %), bien là on voit que dans le cas de ce  
2 graphique-là ça va jouer entre soixante (60 %) et  
3 quatre-vingt pour cent (80 %). Alors ça, ça veut  
4 dire que les taux de... des taux de réserve entre  
5 vingt (20 %) et quarante pour cent (40 %). Ce qui  
6 commence à être énorme, mais si on va plus loin  
7 à... à sept virgule six pour cent (7,6 %), là, on  
8 voit que ça peut aller aussi bas que quarante pour  
9 cent (40 %) de valeur, donc soixante pour cent  
10 (60 %) de taux de réserve.

11 Alors ici c'est pas exagéré de dire qu'à  
12 l'horizon vingt vingt-huit-vingt vingt-neuf (2028-  
13 2029) il se peut que nos moyens de gestion, en  
14 moyenne, aient un taux de réserve de l'ordre de  
15 cinquante pour cent (50 %). Et, pour moi, c'est pas  
16 du tout surprenant, là, pour les raisons qu'on a  
17 exposées dans le rapport. Alors c'est assez  
18 important. On va voir l'impact peut-être à la  
19 prochaine diapo. Ou l'autre, page suivante. Bon.

20 Bon, avant de voir l'impact, on dit bien le  
21 Distributeur pourrait très bien simuler le modèle  
22 sur l'ensemble de l'horizon. Il nous a dit lundi  
23 qu'il n'y avait pas de problématique à le faire  
24 puis je suis convaincu que c'est vraiment pas long,  
25 là. Si on est capable de simuler un an, on est

1 capable de simuler n'importe quelle année. Et le  
2 NERC le recommande du moins dans certaines régions.  
3 Et on voit que dans notre rapport il y a d'autres  
4 régions qui ont aussi fait cet exercice-là. Parce  
5 qu'encore à, comme je l'ai dit tantôt, si on attend  
6 trop tard, bien il va être trop tard.

7 Et, selon moi, c'est une mesure essentielle  
8 et inévitable pour assurer la fiabilité sur  
9 l'horizon du Plan. Même si on nous dit : « Bien les  
10 informations sont moins précises ces deux dernières  
11 années », mais je pense que ça c'est un argument  
12 qui est difficile à soutenir parce que c'est pas  
13 pour rien qu'on fait un Plan d'approvisionnement  
14 sur dix (10) ans. C'est juste pour voir venir les  
15 coups comme ceux-là. Les « coups », C-O-U-P-S,  
16 comme ceux-là.

17 À la prochaine. Donc, la recommandation qui  
18 devient assez évidente, là, c'est de :

19 14. Demander au Distributeur de  
20 démontrer, à l'aide de résultats  
21 statistiques complets sur  
22 l'utilisation des moyens de gestion  
23 provenant du modèle FEPMC, que les  
24 taux de réserve qui apparaissent au  
25 tableau 4.3 de la pièce B-0009

1                   demeurent valides pour chacun des  
2                   hivers de la période couverte par le  
3                   Plan.

4           Non seulement pour les quatre premiers hivers. Et :  
5                   15. Demander au Distributeur de  
6                   fournir la valeur de l'espérance de  
7                   perte de charge...

8           Qui est le fameux Loss of Load Expectation qu'on  
9           voit partout dans la littérature, là.

10                   ... obtenue par l'utilisation du  
11                   modèle FEPMC, pour chacun des hivers  
12                   de la période couverte par le Plan.

13           Pour s'assurer qu'on ait une bonne fiabilité. Bon,  
14           l'impact. Par exemple, en deux mille vingt-neuf  
15           (2029), si le taux de réserve de l'ensemble des  
16           deux mille huit cents mégawatts (2800 MW) de GDP  
17           s'avère être de cinquante pour cent (50 %) au lieu  
18           de dix-sept pour cent (17 %), ce que peut-être  
19           éventuellement le Distributeur tentera de le  
20           calculer, l'écart serait de l'ordre de neuf cents  
21           mégawatts (900 MW) ou de cent quatre... pardon.  
22           Neuf cent mégawatts (900 MW) ou de cent quatre  
23           millions de dollars (104 M\$) annuellement, avec  
24           toujours le même coût évité de long terme en  
25           puissance, là, en dollars deux mille dix-neuf

1 (2019).

2 Et aussi une rémunération trop élevée des  
3 moyens de GDP entraîne... ça pourrait entraîner une  
4 rémunération trop élevée des moyens de GDP, comme  
5 on a dit tantôt dans d'autres cas. Et il pourrait  
6 être trop tard pour le constater.

7 Maintenant, la contribution des marchés de  
8 court terme, que d'autres intervenants ont aussi  
9 soulevé des problèmes... des enjeux importants.  
10 Alors, ici, j'ai simplement fait un tableau qui  
11 résume ce qui est dans le rapport, là.

12 Alors, on voit que pour les interconnexions  
13 qui sont là... Et je n'ai même pas ajouté les  
14 interconnexions futures, autres que le Maine, là.  
15 Il y a des interconnexions qui sont annoncées par  
16 Hydro-Québec, notamment avec New York. Le Champlain  
17 Hudson, le CHPE.

18 Alors, au Labrador, bien, on nous dit :  
19 « La capacité potentielle, elle n'est pas  
20 disponible. » Mon expérience du dossier Churchill  
21 Falls me dit que c'est peut-être cent (100) ou deux  
22 cents mégawatts (200 MW) qui pourraient être  
23 libérés de ce côté-là, du côté de Nalcor.

24 Le Nouveau-Brunswick, on pourrait aller  
25 chercher sept cent quatre-vingt-cinq mégawatts

1 (785 MW). La Nouvelle-Angleterre, deux mille (2000)  
2 l'interconnexion existante. Maine-Appalaches, mille  
3 deux cents (1200), et j'ai souligné, c'est un  
4 projet annoncé par Hydro-Québec. New York une  
5 capacité de onze cents (1100), mais le Distributeur  
6 compte onze cents mégawatts (1100 MW), alors ça  
7 c'est bien. L'Ontario, il y a une capacité de mille  
8 neuf cent soixante-dix (1970).

9 Alors, si on voit le total, ici, dans le  
10 fond... Pour chacun de ceux-là, le Distributeur  
11 nous dit : « Bien, on ne peut jamais compter,  
12 toujours, sur ces... ces mégawatts-là. » Mais je  
13 vous soumets que c'est vrai qu'on ne peut pas  
14 compter toujours sur ces mégawatts-là, parce qu'il  
15 y a des aléas. Mais les aléas ne se présenteront  
16 pas tous en même temps. Alors, la probabilité que  
17 toutes ces aléas font qu'on ne puisse pas accéder à  
18 une partie de ces mégawatts-là, bien leur absence,  
19 ou la présence de ces aléas-là, partout, bien, a  
20 une infime probabilité de se produire et on ne  
21 devrait pas... Donc, c'est... Ici, on très  
22 pessimiste. Alors, on est très pessimiste de  
23 compter onze cents mégawatts (1100 MW) sur sept  
24 mille quatre-vingt-cinq (7085).

25 Et si on demande au NPCC : « Vous, qu'est-

1 ce que vous en pensez qu'on devrait compter comme  
2 partage de réserve avec les réseaux voisins? » Et  
3 c'est un rapport qui est mis à jour, je dirais,  
4 peut-être à tous les trois ans. La dernière version  
5 date de seize (16) décembre deux mille dix-neuf  
6 (2019). Alors, le NPCC nous dit : « Je vous permets  
7 de compter deux mille six cent quarante-huit  
8 mégawatts (2648 MW). » Et ça, c'est même sans... en  
9 considérant que les réseaux voisins ne sont même  
10 pas en surplus. C'est simplement le fait d'être  
11 interconnecté, et le fait que les aléas ne se  
12 présentent pas tous toujours, et jamais, sans  
13 doute, en même temps.

14 Donc, première chose, on dit : oui,  
15 parfait, on a onze cents mégawatts (1100 MW) du  
16 côté externe, hors Québec. Bon, ça va pour  
17 l'instant, peut-être que dans le futur, on pourra  
18 augmenter ça.

19 Allons maintenant à la prochaine. O.K.  
20 Alors, quelques mots sur le Maine-Appalaches, là,  
21 qui est un dossier qui est annoncé par Hydro-Québec  
22 et qui est bien... pour lequel Hydro-Québec annonce  
23 toujours que ça va arriver, là. Alors, la Régie  
24 demandait au Distributeur de tenir compte des  
25 projets annoncés, notamment en deux mille onze

1 (2011) et deux mille dix-sept (2017), vous avez les  
2 références dans le rapport.

3 En septembre deux mille dix-neuf (2019), et  
4 vous avez aussi la référence, Hydro-Québec est  
5 allée annoncer à la Régie de l'énergie du Canada  
6 que cette ligne-là serait une sécurité  
7 supplémentaire pour le réseau québécois, que HQ  
8 aura la capacité d'importer depuis la Nouvelle-  
9 Angleterre et prévoit même utiliser la ligne en  
10 mode import.

11 Alors, c'est sûr que toutes les modalités  
12 ne sont pas réglées, comme le dit le Distributeur,  
13 mais on peut penser que dans le Plan  
14 d'approvisionnement, on doit y aller avec les  
15 prévisions les plus... les plus réalistes. Et avec  
16 tout ce qu'on voit là, on peut affirmer que cette  
17 ligne-là verra le jour et qu'on peut, à ce stade-  
18 ci, en tenir compte.

19 Alors, ce qui nous a aussi étonnés, que le  
20 vingt-cinq (25) mai, le Distributeur avait déposé  
21 la demande de service de transport sur OASIS, le  
22 241T, pour un nouveau chemin en provenance du Maine  
23 vers le poste Appalaches, pour onze cents mégawatts  
24 (1100 MW). Et on a confirmé ça lundi. Pardon. On a  
25 confirmé ça... oui, ça a été confirmé lundi.

1 Et même, lundi, le cinq (5) juillet, le  
2 Distributeur, on lui a posé des questions, puis il  
3 nous a dit : « Oui, oui, on a fait cette demande-  
4 là », mais sans vraiment... aucune mention qu'elle  
5 avait été retirée. Alors, je vous dirais, grâce à  
6 la vigilance de la FCEI, nous avons appris que le  
7 six (6) juillet, nous avons constaté qu'elle était  
8 retirée, cette demande-là. Alors, pour certaines  
9 raisons ou le Distributeur semblait avoir moins  
10 confiance en cette interconnexion-là. Alors,  
11 probablement que madame Brochu ne tient pas ce même  
12 discours-là, mais c'est ce que le Distributeur  
13 semble considérer.

14 Et... Par contre, ce que je dis, c'est que  
15 rien n'oblige le Distributeur à retirer sa demande,  
16 là. Il y a des demandes dans OASIS qui ne verront  
17 jamais le jour.

18 C'est vraiment des processus exploratoires  
19 et ceci évidemment le retrait ne pourrait que  
20 simplement retarder le délai additionnel non requis  
21 et faire qu'on pourrait se ramasser avec des  
22 approvisionnements qui, quelques années plus tard,  
23 pourraient s'avérer non requis et je pense que la  
24 plupart des intervenants ont toujours en mémoire le  
25 fameux contrat avec TCE où c'est le genre d'exemple

1 où si on n'évalue pas bien nos capacités futures,  
2 bien ça va amener des approvisionnements qui  
3 s'avéreront non requis.

4 Maintenant, continuons s'il vous plaît,  
5 Madame la Greffière. Recommandation. Bien, c'est de  
6 demander au Distributeur de proposer dans le  
7 prochain état d'avancement qui est déjà passé,  
8 alors, ça va aller dans le prochain, une valeur de  
9 contribution en puissance de court terme pour  
10 l'interconnexion à venir avec le Maine, avec  
11 preuves à l'appui.

12 Nous sommes d'avis que l'hypothèse retenue  
13 par le Distributeur d'une valeur de zéro mégawatt  
14 (0 MW) en provenance de cette interconnexion, basée  
15 sur de fausses prémisses, est nettement trop  
16 pessimiste.

17 Bon, « basée sur de fausses prémisses »,  
18 c'était au moment où on a écrit notre preuve, notre  
19 rapport. Alors, au début dans sa preuve initiale,  
20 le Distributeur disait qu'il était impossible  
21 d'importer, que ce n'était pas fait pour importer  
22 cette ligne-là, alors que le Transporteur disait le  
23 contraire, alors que le Distributeur nous a dit  
24 qu'il avait peut-être basé ça sur une mauvaise  
25 information.

1                   Alors, la fausse prémisse a été corrigée  
2 depuis, mais on est toujours sous l'impression que  
3 c'est nettement trop pessimiste.

4                   Bon. Maintenant, la zone de réglage du  
5 Québec. Alors, ici, vous voyez on a traité ça aux  
6 pages 117 et 142. Au cours des cinq derniers hivers  
7 ce qu'on montre c'est le Producteur a dégagé des  
8 marges en puissance variant entre neuf cents et  
9 mille sept cents mégawatts (900 MW - 1700 MW).

10                  Évidemment, le Distributeur nous dit que  
11 bien, il ne faut se baser sur le passé. « Basons-  
12 nous sur le futur. ».

13                  Alors, ce qu'on a fait, c'est qu'on a fait  
14 un autre bilan en mode prévisionnel sur la période  
15 du Plan, où on montre que les marges varieraient  
16 entre mille et seize cents mégawatts (1000 MW -  
17 1600 MW) sur la période du plan toujours pour le  
18 Producteur. Donc, des beaux mégawatts qui sont là  
19 au Québec et qui, évidemment, pourraient servir  
20 pour l'ensemble de la population québécoise.

21                  On a aussi dans le dernier « Long-Term  
22 Reliability Assessment » du NERC vingt vingt  
23 (2020). Dans notre rapport nous avons ce même  
24 tableau-là qui est pour deux mille deux mille dix-  
25 neuf (2019). J'ai mis ici le plus récent et vous

1 voyez les deux lignes du bas qui sont en orange ou  
2 en saumon. Alors, on a... la dernière ligne c'est  
3 la réserve requise qui est de l'ordre de dix pour  
4 cent (10 %). L'avant-dernière ligne, c'est la  
5 réserve calculée avec toutes les ressources qui  
6 varie entre onze point six et jusqu'à seize pour  
7 cent (11,6 %-16 %).

8 Alors, tout ce que j'ai fait c'est que j'ai  
9 pris la différence entre ces deux chiffres-là et  
10 j'ai multiplié par la première ligne qui donne le  
11 « Net Internal Demand » et ça me donne les chiffres  
12 de mille à deux mille sept cents mégawatts (1000 MW  
13 - 2700 MW).

14 Alors, on voit ce que le Québec via le  
15 Distributeur déclare au NERC, au NPCC aussi, ça  
16 fait tout partie des mêmes groupes, bien c'est  
17 qu'il y a des marges au Québec entre mille et deux  
18 mille sept cents mégawatts (1000 MW - 2700 MW). Je  
19 dis au Québec, mais dans la sone de réglage du  
20 Québec, principalement chez le Producteur.

21 Alors, encore là, on ne voit pas de  
22 problème à compter sur la zone de réglage du Québec  
23 en puissance de court terme sur l'horizon du Plan.

24 On va à la prochaine. La recommandation,  
25 c'est de demander au Distributeur de fournir, dans

1 chaque plan d'approvisionnement et état  
2 d'avancement, un tableau un peu sous une forme qui  
3 correspond au tableau AHQ-ARQ-11 du rapport, qui  
4 montre la marge prévisionnelle de la zone de  
5 contrôle du Québec en utilisant les données les  
6 plus récentes fournies au NPCC et au NERC.

7 Prochaine. Alors, d'ailleurs en deux mille  
8 huit (2008), la Régie s'est prononcée sur  
9 l'importance de tenir compte des marges disponibles  
10 et non engagées. En d'autres mots, on ne peut pas  
11 dire « Bien, là le Producteur, on ne sait pas s'il  
12 va engager des mégawatts qu'il a en réserve etc. ». On  
13 doit quand même se fier sur ce qu'Hydro-Québec  
14 fournit au NERC et au NPCC et il faut se fier sur  
15 notre connaissance du paysage énergétique du nord-  
16 est américain pour comprendre que ce n'est pas  
17 demain matin qu'Hydro-Québec Production peut  
18 décider de conclure des contrats pour écouler ses  
19 puissances additionnelles, ses puissances  
20 excédentaires.

21 En deux mille onze (2011), la Régie était  
22 aussi d'avis qu'il existait alors un potentiel  
23 d'approvisionnement sur les marchés de court terme  
24 au Québec et hors-Québec qui doit être pleinement  
25 considéré par le Distributeur avant d'envisager des

1 investissements importants.

2 Le dix-neuf (19) décembre deux mille dix-  
3 neuf (2019), Hydro-Québec déclarait au NERC que les  
4 onze cents mégawatts (1100 MW) de contribution des  
5 marchés de court terme provenaient exclusivement  
6 d'importations hors de la zone de contrôle du  
7 Québec et on l'a démontré pourquoi on affirme ça  
8 dans le rapport. Donc, il n'y a rien qui est compté  
9 en provenance du Québec quand le Distributeur  
10 présente les bilans de la zone de réglage du  
11 Québec, pour ce qui est de la provision,  
12 contribution des marchés de court terme.

13 Allons à la prochaine. Donc, notre  
14 recommandation, étant donné les informations  
15 fournies au NERC, prendre acte qu'aucune puissance  
16 de la zone de contrôle du Québec n'est présentement  
17 considérée dans la contribution des marchés de  
18 court terme de onze cents mégawatts (1100 MW)  
19 retenue par le Distributeur.

20 Prendre acte que contrairement à ce que le  
21 Distributeur affirmait en deux mille dix-sept  
22 (2017) il connaît les marges prévisionnelles en  
23 puissance de la zone de réglage sur l'horizon du  
24 Plan, dont celles du Producteur.

25 Alors, maintenant, allons à la prochaine où

1 on va vous parler toujours de la zone de réglage du  
2 Québec, il y a d'autres recommandations. Donc,  
3 tenir compte d'une contribution pour des marchés en  
4 puissance de court terme au Québec, en se basant  
5 sur les marges disponibles et non liées par des  
6 engagements contractuels et ce, même si les  
7 propriétaires de telles marges pourraient en faire  
8 ce que bon leur semble. Ce qui est toujours peu  
9 probable.

10 Prendre acte d'une évolution très  
11 significative de la marge de manoeuvre du marché  
12 interne permettant une modification à la hausse du  
13 potentiel de onze cents mégawatts (1100 MW) de la  
14 contribution en puissance des achats de court  
15 terme.

16 Et à la prochaine diapo. Nous recommandons  
17 de retenir une valeur prudente de sept cents  
18 mégawatts (700 MW) pour la contribution des achats  
19 en puissance en provenance de la zone de réglage,  
20 la zone de contrôle du Québec, en incluant,  
21 lorsqu'applicables, les quatre cents mégawatts  
22 (400 MW) de rappel en vertu des conventions  
23 d'énergie différée.

24 Cette valeur de sept cents mégawatts  
25 (700 MW) s'ajouterait à la contribution prudente

1 retenue par le Distributeur de onze cents mégawatts  
2 (1100 MW) pour les marchés limitrophes, le tout  
3 pour une valeur totale de dix-huit cents mégawatts  
4 (1800 MW). On verra tantôt dans notre bilan.

5 Nous sommes d'avis que ces valeurs vont  
6 être réévaluées à la hausse au cours des prochaines  
7 années, en fonction des besoins du bilan de  
8 puissance, mais pour l'instant, on n'a pas besoin  
9 d'aller plus haut que ça, là, on pourra se reparler  
10 là-dessus au cours du nouveau, du prochain Plan.

11 Alors, l'impact ici, toujours sept cents  
12 mégawatts (700 MW) au coût évité de puissance, ça  
13 nous revient à quatre-vingt millions (80 M)  
14 annuellement.

15 Maintenant, quelques mots sur l'utilisation  
16 optimale des conventions d'énergie. Alors, le  
17 Distributeur nous indique que l'objectif est de  
18 répartir les rappels de façon optimale pour  
19 répondre aux besoins du Distributeur sur l'ensemble  
20 de la période des contrats, d'ici la fin février  
21 deux mille vingt-sept (2027). Alors, ça, ça nous  
22 rassure, je ne pense pas avoir entendu ça du  
23 Distributeur dans le passé, là, qu'il pouvait  
24 regarder l'ensemble de l'horizon et, mais ce n'est  
25 pas ce qui est fait, dans le Plan et dans le

1           dernier état d'avancement. Et la Régie pourra  
2           juger, lors du rebasing en vingt-vingt-cinq (2025),  
3           de la prudence de l'utilisation optimale des  
4           rappels d'énergie.

5                       Prochaine diapo où on recommande de  
6           demander au Distributeur de n'engager aucun rappel  
7           d'énergie dans le cadre des Conventions amendées  
8           sans préalablement avoir présenté et fait approuver  
9           par la Régie une démonstration sans équivoque, avec  
10          chiffres à l'appui, à l'effet qu'une telle  
11          stratégie répond aux besoins de la clientèle au  
12          plus bas coût possible sur la période couverte par  
13          le Plan.

14                      Alors, pour l'hiver vingt-vingt et un  
15          (20-21) qui est maintenant terminé, là, cette  
16          recommandation pourrait exiger de statuer sur la  
17          question avant la tenue de l'audience à compter du  
18          quinze (15) septembre vingt vingt (2020), à moins  
19          que le Distributeur ne retire son intention  
20          d'effectuer un rappel d'énergie différée pour ledit  
21          hiver.

22                      Alors, depuis qu'on a déposé notre rapport  
23          en juillet vingt vingt (2020), la Régie a  
24          effectivement demandé au Distributeur de se  
25          prononcer là-dessus et le Distributeur a décidé de

1 retirer son intention d'effectuer un rappel  
2 d'énergie pour l'hiver vingt vingt et vingt vingt  
3 et un (2020-2021), là, donc ce qui nous satisfait  
4 pour cet hiver-là, mais notre problème persiste  
5 pour les prochains hivers, les deux prochains  
6 hivers.

7 Maintenant, allons à la prochaine. Bon. Là,  
8 bilan en puissance. Ici, c'est ce qui résulte de  
9 mes recommandations du rapport.

10 Alors, ce qu'on a fait ici, c'est qu'on a  
11 pris le dernier bilan de puissance qui a été  
12 produit dans le cadre de l'État d'avancement vingt  
13 vingt (2020) par le Distributeur et on a ajusté un  
14 certain nombre de choses pour tenir compte de nos  
15 recommandations.

16 Pour faciliter la lecture, on a mis en  
17 jaune les modifications. Alors, les besoins à la  
18 pointe sont, nos besoins à la pointe ici sont un  
19 peu plus bas que ceux du Distributeur, là, peut-  
20 être de l'ordre d'un peu moins de cent mégawatts  
21 (100 MW), là, pour tenir compte de notre  
22 recommandation de réduire les temps de transport et  
23 de distribution.

24 La deuxième ligne est importante, « Réserve  
25 requise », vous voyez qu'on s'en va jusqu'à des

1 quatre mille mégawatts (4000 MW) sur l'horizon du  
2 Plan. Ce qu'il faut bien comprendre, là, c'est que  
3 ça, ça tient compte d'une multitude d'aléas déjà  
4 avant de commencer. Alors c'est ça qui est le  
5 fameux critère de fiabilité. Alors s'il y a quelque  
6 chose qui arrive dans le bas du bilan, bien la  
7 réserve permet de couvrir ces aléas-là.

8 Maintenant aussi ici dans ce tableau-là la  
9 réserve est un peu différente du bilan du  
10 Distributeur parce que notre modèle ici recalculé  
11 la réserve en tenant compte des taux de réserve qui  
12 s'appliquent à chacun des moyens du bas. Et à  
13 chaque fois qu'on change un moyen du bas, bien  
14 forcément la réserve va changer. Alors le modèle  
15 tient compte de tout ça.

16 L'électricité patrimoniale, il n'y a rien  
17 de changé. On a vu le contrat avec HQP, c'est ce  
18 que je viens de vous parler, les fameux rappels de  
19 quatre cents mégawatts (400 MW) pour les deux  
20 prochains hivers. Alors, nous, on ne voit pas  
21 l'intérêt de programmer ces rappels-là tout de  
22 suite, on aime mieux les programmer plus tard, là,  
23 où ils auront une plus grande valeur, alors on a  
24 enlevé ce quatre cents mégawatts (400 MW)-là.

25 On a aussi augmenté la tarification

1 dynamique, comme vous voyez un peu plus bas, là, à  
2 compter de vingt vingt-cinq-vingt vingt-six (2025-  
3 2026). Suite à notre recommandation de tantôt, là,  
4 d'aller vers quatre cents mégawatts (400 MW), on a  
5 quand même conservé une progression du moyen, là,  
6 pour atteindre son plein potentiel à quatre cents  
7 mégawatts (400 MW).

8 Nous avons, tel qu'annoncé plus tôt, retiré  
9 totalement Hilo et nous avons retardé un petit peu  
10 la bonification d'électricité interruptible. Alors  
11 on voit que même en enlevant Hilo on peut même  
12 retarder la bonification de l'électricité  
13 interruptible.

14 Alors la dernière ligne, l'avant-dernière  
15 ligne en jaune, bien c'est simplement le résultat,  
16 là, c'est un calcul qui nous dit que, par exemple,  
17 à l'année vingt vingt-vingt vingt et un (2020-  
18 2021), bien on a... on doit recourir à trois cents  
19 mégawatt (300 MW) à contribution des marchés de  
20 court terme sur un potentiel identifié par le  
21 Distributeur de onze cents mégawatts (1100 MW).  
22 Alors vous voyez qu'on a encore de la marge, là, ça  
23 fait que je vais vous le montrer tantôt.

24 Donc, on voit que pour les trois... quatre  
25 premières années ce chiffre-là est... ne dépasse

1 pas onze cents mégawatts (1100 MW). Ce n'est qu'en  
2 vingt vingt-quatre-vingt vingt-cinq (2024-2025)  
3 qu'on doit aller à douze cent cinquante (1250 MW),  
4 donc appliquer notre recommandation, là, d'utiliser  
5 jusqu'à sept cents mégawatts (700 MW) pour la  
6 contribution des marchés au Québec.

7 Alors on poursuit puis dans les deux  
8 dernières années bien on a deux lignes... deux  
9 cases jaunes en bas où, forcément, on doit aller  
10 avec des... une certaine offre de long terme pour  
11 en plus de la contribution des marchés de dix-huit  
12 cents mégawatts (1800 MW), dont j'ai parlé il n'y a  
13 pas tellement longtemps.

14 Alors ici évidemment c'est pas par hasard  
15 qu'il y a des besoins qui apparaissent là. Si vous  
16 allez à la ligne « Contrat avec HQP », bien vous  
17 voyez que ça passe de quinze cents (1500 MW) à cinq  
18 cents (500 MW), donc les contrats se terminent,  
19 mais heureusement les centrales hydroélectriques  
20 qui alimentent ces contrats-là ne fermeront pas,  
21 alors au Québec on aura des mégawatts. Le  
22 Producteur pourra soumettre... vous soumettre des  
23 propositions, comme les producteurs éoliens dont  
24 les contrats arrivent à échéance pourront  
25 soumissionner sur les appels d'offres. Alors allons

1 à la prochaine.

2 Donc, recommandation :

3 24. Prendre acte que le besoin pour  
4 des approvisionnements de long terme  
5 additionnels en puissance qui était  
6 prévu par le Distributeur à compter de  
7 l'hiver 2024-2025 est maintenant  
8 reporté à l'hiver 2027-2028 selon nos  
9 recommandations. Par conséquent, il  
10 est fort improbable que le  
11 Distributeur doive lancer un appel  
12 d'offres au cours des trois prochaines  
13 années pour de la puissance.

14 Alors ça, ça a été formulé en juillet deux mille  
15 vingt (2020), alors on doit maintenant penser les  
16 deux prochaines années, mais du moins on ne voit  
17 pas le besoin avant le prochain le Plan qui, aussi,  
18 va arriver bientôt, là, va arriver dans un peu plus  
19 qu'un an.

20 Maintenant, Monsieur le Président, vous  
21 avez posé des questions sur : oui, mais qu'est-ce  
22 qui arrive si certains - la prochaine diapo s'il  
23 vous plaît - si certains moyens ne sont pas au  
24 rendez-vous? Alors j'ai fait un autre tableau qui,  
25 encore là, regroupe des informations qui sont au

1 dossier. Première... pour montrer, en plus de ce  
2 qu'on a montré tantôt, s'il arrivait autre chose  
3 qui n'est pas déjà prévu dans les réserves de  
4 l'ordre de quatre mille mégawatts (4000 MW), là,  
5 qu'est-ce qui peut arriver? Bon.

6 Premièrement, une petite technicalité au  
7 début de la première ligne, là, c'est que quand on  
8 va faire... quand le Distributeur va nous faire un  
9 autre État d'avancement en novembre vingt vingt et  
10 un (2021), bien on va être un an et plus. Donc, à  
11 chaque année qu'on gagne c'est comme le temps c'est  
12 de l'argent, à chaque année qu'on gagne la réserve  
13 diminue un petit peu parce que nos aléas évidemment  
14 sur moins d'années sont moins importants. Alors on  
15 a ici, on voit des quantités qu'on a mis là, qui  
16 est un devancement, là. Le gain d'une année de plus  
17 sur... sur la réserve acquise.

18 Bon, vous avez vu tantôt, on a enlevé les  
19 quatre cents mégawatts (400 MW) du rappel sur les  
20 deux premières années, alors en cas de problème on  
21 a jusqu'au quinze (15) septembre deux mille vingt  
22 et un (2021) pour les... les exiger sur la première  
23 année. Et jusqu'au quinze (15) septembre deux mille  
24 vingt-deux (2022) pour la deuxième année. Alors, on  
25 a ces recours-là qui sont toujours disponibles.

1                   On a vu dans le dossier du GDP Affaires  
2 récent que les prévisions qu'on a dans le Plan sont  
3 conservatrices, selon ce que le Distributeur nous a  
4 dit. Alors, on a quelque chose qu'on pourrait aller  
5 chercher là, mais on... l'information n'est pas  
6 disponible.

7                   La tarification dynamique, tout ce que j'ai  
8 fait ici, j'ai devancé d'un an les prévisions du  
9 Distributeur. Alors, ce que ça veut dire, c'est que  
10 tout ce que le Distributeur à faire, là... tout ce  
11 que le Distributeur doit faire avant chaque hiver,  
12 c'est d'envoyer un petit peu plus de courriels pour  
13 aller chercher un peu plus de clients qui vont  
14 participer.

15                   Bon, on nous a dit dans d'autres dossiers  
16 que ce n'était pas évident d'envoyer des courriels  
17 en masse, alors on peut espérer qu'ici, le  
18 Distributeur pourra trouver la façon d'envoyer des  
19 courriels... quelques dizaines de milliers de  
20 courriels en masse.

21                   La bonification de l'électricité  
22 interruptible, aussi, le Distributeur nous a dit  
23 qu'il pouvait la mettre en place dès deux mille  
24 vingt-trois (2023). Alors, ce qu'on a fait ici,  
25 c'est de montrer... d'ajouter à ce moyen-là, qui

1 n'était pas déjà en place à partir de deux mille  
2 vingt-trois (2023), toujours avec une progression  
3 raisonnable, là, des mégawatts.

4 Bon, marge de court terme, le onze cents  
5 mégawatts (1100 MW) n'a pas été atteint totalement,  
6 alors il y a une marge additionnelle, ici, et il y  
7 a une marge additionnelle, aussi, pour le sept  
8 cents mégawatts (700 MW) que nous proposons.

9 Bref, d'ici deux mille vingt-six, deux  
10 mille vingt-sept (2026-2027), en sus de tout ce qui  
11 est dans le bilan de puissance, en sus de la  
12 réserve calculée là-bas, on a au moins entre cinq  
13 cents (500) et quinze cents mégawatts (1500 MW) de  
14 marge additionnelle.

15 Évidemment, cette marge additionnelle là,  
16 on voit qu'à la fin vingt-sept, vingt-huit (2027-  
17 2028), bien, pour les mêmes raisons qu'on a dit  
18 tantôt, qu'on n'en a plus. Alors, c'est là que le  
19 Distributeur devra concentrer ses appels d'offres  
20 de long terme, mais il n'y a pas d'urgence encore,  
21 cette année.

22 Alors, ça, c'est pour rassurer tout le  
23 monde qu'on a vraiment une marge de manoeuvre des  
24 plus confortables pour les cinq... six prochaines  
25 années... hivers.

1                   Maintenant, le bilan d'énergie... ou la  
2                   recommandation, peut-être... allez-y, à la  
3                   prochaine. Oui, bilan d'énergie. Je passe  
4                   rapidement. Donc, on a dit que les besoins étaient  
5                   reportés de deux mille vingt-sept (2027) à deux  
6                   mille vingt-huit (2028) et on dit que la  
7                   démonstration suffisante... satisfaisante du  
8                   critère de la fiabilité en énergie du Producteur...  
9                   Allons à la prochaine.

10                   Nous sommes d'accord avec le critère de  
11                   fiabilité en énergie du Distributeur. Et, par  
12                   contre, à la 28, nous demandons au Distributeur de  
13                   proposer pour le prochain plan d'approvisionnement  
14                   un potentiel pour les marchés de court terme,  
15                   maintenant, non pas en puissance, mais en énergie,  
16                   dans la zone de réglage du Québec, qui s'ajouterait  
17                   au potentiel de six térawattheures (6 TWh) déjà  
18                   identifié, en provenance de l'extérieur du Québec,  
19                   et ce, selon un principe similaire à ce qu'il fait  
20                   déjà pour la puissance. Monsieur Paquin vous a  
21                   aussi parlé de quelque chose en ce sens-là.

22                   Prochaine... En puissance, maintenant.  
23                   Bon... Alors, ça fait longtemps qu'on dit que le  
24                   Distributeur... le coût évité en puissance à court  
25                   terme est trop élevé. Alors, la tendance s'est

1       poursuivie, alors que lors de l'hiver... en janvier  
2       et février dernier, il a payé un prix moyen de zéro  
3       virgule quarante dollars US kilowatt-  
4       hiver (0,40 US\$/kW-hiver), alors qu'il prétend que  
5       le coût évité devrait être de vingt dollars le  
6       kilowatt-hiver (20 \$/kW-hiver).

7                Donc, ça conforte encore plus cette  
8       information-là, notre recommandation, qui dit de  
9       retenir, pour l'instant, un coût évité de puissance  
10      à court terme de dix dollars du kilowatt-hiver  
11      (10 \$/kW-hiver) et revoir cette valeur à la baisse  
12      au cours des prochaines années, si les coûts sous  
13      la barre des deux dollars par kilowatt-hiver  
14      (2 \$/kW-hiver) des trois derniers hivers  
15      persistent. Alors, maintenant à quatre derniers  
16      hivers, parce qu'au moment où on a formulé cette  
17      recommandation-là, on n'avait évidemment pas les  
18      informations de janvier et février deux mille vingt  
19      et un (2021). Mais de fixer à deux mille vingt-  
20      sept, deux mille vingt-huit (2027-2028) la date  
21      d'application du signal de coût évité de puissance  
22      à long terme.

23               Évidemment, une surestimation des coûts  
24      évités, bien, amène une rémunération trop élevée  
25      des moyens de GDP, qui pourraient être ajoutés au

1 portefeuille du Distributeur.

2 En énergie... Fixée à deux mille vingt-huit  
3 (2028), là, la date d'application du signal de coût  
4 évité à l'énergie à long terme, encore là, si on ne  
5 fait pas ça, bien, on peut avoir une rémunération  
6 trop élevée des moyens d'approvisionnement en  
7 énergie.

8 Quelques mots sur les coûts évités aux  
9 heures de plus forte demande. Monsieur Raphals nous  
10 a fait une présentation sur cet élément-là. Je vous  
11 dirais qu'on arrive à peu près aux mêmes  
12 conclusions d'ensemble, là, sur le... la  
13 proposition du Distributeur qui ne respecte par  
14 l'ordonnance de la Régie dans sa décision D-2019-27  
15 qu'il était pourtant clair de montrer des coûts  
16 pour les cent (100) heures et les trois cents (300)  
17 heures de plus grande charge. Or, ce n'est pas ce  
18 que le Distributeur a fait. Et notre rapport montre  
19 que, basé sur les deux seuls hivers où les données  
20 sont disponibles, la méthode proposée par le  
21 Distributeur sous-estime d'au moins dix-neuf  
22 dollars par mégawattheure (19 \$/MWh) en moyenne le  
23 coût évité en énergie des heures de fine pointe,  
24 c'est-à-dire qui équivaut aux cent (100) heures de  
25 plus forte demande, et sous-estime d'au moins

1 vingt-dix dollars du mégawattheure (26 \$/MWh) en  
2 moyenne le coût évité en énergie des heures  
3 correspondant aux trois cents (300) heures de plus  
4 forte demande, tel que demandé par la Régie.

5 La prochaine. Alors ce qui nous amène à  
6 notre recommandation. Pour l'établissement des  
7 coûts évités en énergie pour les heures de plus  
8 grandes charges, nous recommandons de pas retenir  
9 la proposition du Distributeur, mais de retenir une  
10 méthode qui : tienne compte des prix réels des  
11 achats de court terme effectués par le Distributeur  
12 aux heures de fine pointe et aux heures de pointe;  
13 tienne compte d'un historique des cinq hivers les  
14 plus récents observés; qui mette à jour  
15 l'évaluation de façon annuelle; et qui prévoit un  
16 mécanisme permettant aux personnes intéressées de  
17 pouvoir annuellement interroger le Distributeur et  
18 formuler des recommandations sur ce sujet. Je vais  
19 y revenir à la prochaine diapo.

20 La méthode que nous proposons dans le  
21 rapport répond spécifiquement à la demande de la  
22 Régie, pour les cent (100) et trois cents (300)  
23 heures, mais peut très bien s'appliquer pour  
24 n'importe quel nombre d'heures. Ici aussi, bien,  
25 une sous-estimation des coûts évités peut entraîner

1 une rémunération trop basse des moyens  
2 d'approvisionnement en énergie d'hiver.

3 La dernière diapo qui, finalement, un  
4 traitement réglementaire, une décision ayant un  
5 impact à long terme suite à la Loi sur la  
6 simplification, et donc il y a un certain nombre de  
7 choses sur lesquels on pouvait intervenir à chaque  
8 année et, maintenant, c'est un peu différent.  
9 Alors, ce qu'on recommande un peu, je vous dirais,  
10 Maître Rozon, un peu aussi suite à la décision dans  
11 le dossier R-4100, donc ici de prévoir un forum  
12 réglementaire annuel pour pouvoir débattre des  
13 décisions et prévisions du Distributeur qui  
14 pourraient avoir un impact majeur sur les tarifs  
15 d'électricité après le trente et un (31) mars deux  
16 mille vingt-cinq (2025), notamment, et quelques  
17 exemples, les signaux de coûts évités qu'on était  
18 habitué d'examiner à tous les ans, les stratégies  
19 d'utilisation des conventions d'énergie différée,  
20 qui peuvent avoir un impact à long terme, et la  
21 mise en place de moyens de gestion en puissance, le  
22 cas échéant. Et le forum choisi pourrait être un  
23 état d'avancement du Plan que nous proposons qui  
24 pourrait être traité sur dossier.

25 Ça complète. Oui, c'est beaucoup de choses,

1           mais c'est un Plan d'approvisionnement qui revient  
2           à tous les trois ans et avec l'information qu'on a  
3           depuis deux ans qu'on accumule, alors beaucoup  
4           d'ingrédients, beaucoup, je vous dirais beaucoup de  
5           choses à prendre en compte et beaucoup de choses  
6           majeures pour lesquelles vous avez à prendre des  
7           décisions qui peuvent avoir un impact pour, à tout  
8           le moins, la deuxième moitié de la période du Plan.

9           Me STEVE CADRIN :

10          Ça complète la présentation de la preuve par  
11          monsieur Raymond. Je vois qu'il est présentement  
12          midi dix (12 h 10). Je ne sais pas si vous  
13          voulez... Nous, on est toujours disponibles pour  
14          continuer dans les questions. À vous de voir si on  
15          prend une pause.

16          LE PRÉSIDENT :

17          Oui, on va prendre une pause. Donc on se reverra à  
18          treize heures quinze (13 h 15).

19          Me STEVE CADRIN :

20          Parfait. Merci.

21          LE PRÉSIDENT :

22          Merci.

23          SUSPENSION DE L'AUDIENCE

24          \_\_\_\_\_

25

1 REPRISE DE L'AUDIENCE

2 (13 h 20)

3 DISCUSSION

4 LE PRÉSIDENT :

5 Rebonjour à tous. Avant de poursuivre avec le  
6 contre-interrogatoire des intervenants, je voudrais  
7 poser quelques questions à maître Turmel, s'il est  
8 en ligne. Oui, Maître Turmel?

9 Me SIMON TURMEL :

10 Oui.

11 LE PRÉSIDENT :

12 Je voulais savoir si vous avez l'intention de  
13 présenter une contre-preuve.

14 Me SIMON TURMEL :

15 Pour l'instant, non.

16 LE PRÉSIDENT :

17 Pour l'instant, non.

18 Me SIMON TURMEL :

19 Non. Je pourrai vous confirmer demain. On va  
20 consulter les clients. Mais pour l'instant, non.

21 LE PRÉSIDENT :

22 D'accord. Bien, c'est tout simplement pour vous...  
23 J'en viens au fait. C'est que la Régie aurait  
24 quelques questions additionnelles concernant la  
25 tarification dynamique, et qu'on vous demanderait,

1 dans le fond, de prendre un engagement de répondre  
2 à ces questions-là qu'on formulerait à l'instant  
3 même.

4 Me SIMON TURMEL :

5 O.K. Parfait. On va prendre en note.

6 LE PRÉSIDENT :

7 D'accord. Madame Durand.

8 Mme SYLVIE DURAND :

9 Alors, oui, j'y vais. Donc, on est rendu à  
10 l'engagement...

11 LA GREFFIÈRE :

12 Numéro 11.

13 Mme SYLVIE DURAND :

14 Numéro 11. D'abord, je vous réfère à la pièce  
15 B-0024 à la page 41 dans laquelle au tableau  
16 R-10.10, vous présentez le nombre de participants  
17 aux options de tarification dynamique. Et on se  
18 demandait, dans votre prévision du nombre de  
19 participants s'il y avait une capacité limite, donc  
20 un maximum qui était prévu pour chacune de ces  
21 années-là. Comme on sait, par exemple, qu'en deux  
22 mille vingt, vingt et un (2020-2021), il y avait  
23 une limite de quatre-vingt-dix mille (90 000)  
24 participants. Alors, est-ce que cette limite-là,  
25 elle existait pour chacune des années du Plan, et

1 si oui quelle était cette limite?

2 Aussi, on se demandait aussi, on aurait  
3 aimé que vous élaboriez sur la possibilité pour le  
4 Distributeur de lever la limite du nombre  
5 d'adhérents annuels acceptés au crédit hivernal.  
6 Donc, cette option de la tarification dynamique,  
7 laquelle ne comporte aucun risque pour la  
8 clientèle.

9 Et finalement une autre question, ça serait  
10 de préciser quels seraient les inconvénients et les  
11 risques éventuels advenant que le Distributeur  
12 décidait de lever les limites annuelles d'adhésion  
13 au crédit hivernal.

14 Et ça compléterait les questions de la  
15 Régie. Vous pouvez le mettre sous le même  
16 engagement tenant compte du fait que c'est toutes  
17 des données relatives à la tarification dynamique.

18 Me SIMON TURMEL :

19 Très bien. Je vais peut-être juste demander peut-  
20 être juste pour qu'on prenne bien en note, peut-  
21 être juste de répéter les trois questions.

22 Mme SYLVIE DURAND :

23 Oui. Absolument. La première question, c'est, à la  
24 pièce B-0024 à la page 41, le tableau R-10.10,  
25 présente le nombre anticipé de participants aux

1 options de la tarification dynamique. Écoutez, si  
2 je vais trop vite, arrêtez-moi, là.

3 Me SIMON TURMEL :

4 Je suis certain que je ne suis pas le seul qui  
5 prend des notes.

6 Mme SYLVIE DURAND :

7 En fait, ce qu'on aimerait savoir, c'est s'il y  
8 avait une capacité limite pour le nombre  
9 d'adhérents à la tarification dynamique pour  
10 chacune des années du Plan inscrit dans le tableau  
11 10.10. Donc, ça, ce serait la question 1.

12 Me SIMON TURMEL :

13 Et si oui, quelle est-elle?

14 Mme SYLVIE DURAND :

15 Exactement, oui. Oui. S'il y a une limite,  
16 exactement. Et si oui, quelle est-elle, quel est le  
17 nombre d'adhérents limite qui a été prévu. C'est  
18 bon?

19 Me SIMON TURMEL :

20 Oui, oui.

21 Mme SYLVIE DURAND :

22 La deuxième question, c'est d'élaborer sur la  
23 possibilité pour le Distributeur de lever la limite  
24 du nombre d'adhérents annuels acceptés à l'option  
25 du crédit hivernal, lequel ne comporte aucun risque

1 pour la clientèle.

2 Me SIMON TURMEL :

3 Très bien.

4 Mme SYLVIE DURAND :

5 Et finalement la troisième, ce serait de préciser  
6 quels seraient les inconvénients et les risques  
7 éventuels advenant que le Distributeur décidait de  
8 lever les limites annuelles d'adhésion au crédit  
9 hivernal.

10 Me SIMON TURMEL :

11 C'est parfait. C'est noté.

12 Mme SYLVIE DURAND :

13 O.K. Merci beaucoup.

14

15 E-11 (HQD) : En référence à la pièce B-0024 à la  
16 page 41 au tableau R-10.10 : 1)  
17 indiquer s'il y avait une capacité  
18 limite pour le nombre d'adhérents à la  
19 tarification dynamique pour chacune  
20 des années du Plan inscrit dans le  
21 tableau 10.10, et si oui quelle était  
22 cette limite; 2) élaborer sur la  
23 possibilité pour le Distributeur de  
24 lever la limite du nombre d'adhérents  
25 annuels acceptés à l'option du crédit

1                    hivernal, lequel ne comporte aucun  
2                    risque pour la clientèle; 3) préciser  
3                    quels seraient les inconvénients et  
4                    les risques éventuels advenant que le  
5                    Distributeur décidait de lever les  
6                    limites annuelles d'adhésion au crédit  
7                    hivernal (demandé par la formation)

8

9                    LE PRÉSIDENT :

10                    On aurait aussi une question d'ordre juridique à  
11                    laquelle vous pourriez répondre en argumentation.  
12                    Et madame Rozon va formuler la question.

13                    Me LOUISE ROZON :

14                    Parfait. Merci, Monsieur le Président. Donc, Maître  
15                    Turmel, la question porte sur l'option électricité  
16                    interruptible. La référence est à la pièce B-0114  
17                    page 5. On retrouve le bilan de puissance à jour.  
18                    Et dans le cadre de ce bilan, il y a une  
19                    bonification à l'électricité interruptible. On  
20                    prévoit en deux mille vingt-trois, deux mille  
21                    vingt-quatre (2023-2024) cent mégawatts (100 MW),  
22                    et ça augmente jusqu'à trois cent quarante (340),  
23                    jusqu'à la fin du Plan.

24                    On aimerait savoir sur quelle base  
25                    juridique il serait possible pour le Distributeur

1 d'obtenir de la part de la Régie une modification à  
2 l'électricité interruptible, à l'option de  
3 l'électricité interruptible avant la prochaine  
4 tarifaire considérant le nouveau cadre législatif  
5 et réglementaire, notamment les articles 48.3 et  
6 48.4 de la Loi. Donc, on aimerait avoir votre  
7 opinion. Peut-être que la bonification n'est pas  
8 prévue, n'est pas en lien avec une modification à  
9 l'option d'électricité interruptible pour les deux  
10 premières années. Mais bref, ça pourrait peut-être  
11 avoir un impact sur cette contribution qui est  
12 prévue, le cas échéant, au bilan de puissance.

13 Me SIMON TURMEL :

14 Très bien, je vous reviendrai sur cette question en  
15 argumentation.

16 Me LOUISE ROZON :

17 Excellent! Merci beaucoup.

18 LE PRÉSIDENT :

19 Merci, Maître Turmel.

20

21 PREUVE DE L'AHQ-ARQ (suite)

22

23 On va poursuivre avec le contre-interrogatoire des  
24 intervenants sur la preuve d'AHQ-ARQ. Est-ce qu'il  
25 y a des questions, Maître Lanoix, de la part de

1 l'AQCIE?

2 Me SYLVAIN LANOIX :

3 Pas de questions, Monsieur le Président. Merci.

4 LE PRÉSIDENT :

5 Merci. Maître Dubé pour l'AQPER?

6 Me NICOLAS DUBÉ :

7 Pas de questions, Monsieur le Président.

8 LE PRÉSIDENT :

9 Maître Charlebois pour CQ3E?

10 Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS :

11 Pas de questions, Monsieur le Président. Merci.

12 LE PRÉSIDENT :

13 Maître Cardinal-Bradette pour FCEI? Pas de  
14 questions vraisemblablement. Pour le RNCREQ?

15 Me PRUNELLE THIBAUT-BÉDARD :

16 Pas de questions, Monsieur le Président. Merci  
17 beaucoup.

18 LE PRÉSIDENT :

19 ROÉÉ?

20 Me GABRIELLE CHAMPIGNY :

21 Pas de questions non plus. Merci.

22 LE PRÉSIDENT :

23 Maître Neuman pour RTIEÉ?

24 CONTRE-INTERROGÉ PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :

25 Oui, Monsieur le Président.

1 Q. **[49]** J'aurais une question qui porte la dernière  
2 page de la présentation de l'audience, celle qui  
3 fait référence à la recommandation 35. Je veux être  
4 sûr de bien comprendre votre recommandation,  
5 puisque vous parlez de prévoir un forum  
6 réglementaire annuel pour pouvoir débattre de  
7 certains éléments que vous mentionnez. Et à la  
8 dernière phrase, vous indiquez :

9 Par exemple, le forum choisi pourrait  
10 être l'état d'avancement du Plan qui  
11 serait traité sur dossier.

12 Est-ce que votre recommandation, d'abord c'est que  
13 les intervenants puissent participer à ce forum et  
14 est-ce que ce serait... et la deuxième question,  
15 c'est, est-ce que ce serait, selon votre  
16 recommandation, une audience publique?

17 R. Oui. Je pense que c'est un forum sur dossier pour  
18 les intervenants, donc les intervenants qui  
19 seraient acceptés par la Régie. Et quand on  
20 mentionne « sur dossier », ce que je veux dire,  
21 c'est n'entraînerait pas d'audience publique dans  
22 ce cas-là.

23 Q. **[50]** D'accord. Mais les intervenants pourraient  
24 participer, c'est votre recommandation?

25 R. Oui, oui, un peu comme certains autres dossiers

1 qu'on a sur dossier. Comme, par exemple, vous avez  
2 participé dans le 4140. C'était un peu le même type  
3 de dossier. Sans audience publique, mais où il peut  
4 y avoir des intervenants.

5 Q. **[51]** Et votre proposition, c'est que l'État  
6 d'avancement... est-ce que c'est bien que l'État  
7 d'avancement du Plan, donc cet État d'avancement  
8 lui-même ferait l'objet de ce débat auquel les  
9 intervenants pourraient participer annuellement,  
10 est-ce que c'est bien cela?

11 R. Oui, oui, c'est ça qu'on veut dire par là.

12 Q. **[52]** D'accord. Alors ça complète mes questions, je  
13 vous remercie beaucoup.

14 LE PRÉSIDENT :

15 Merci, Maître Neuman. Et enfin, Maître Sicard pour  
16 UC?

17 Me HÉLÈNE SICARD :

18 Pas de questions, Monsieur le Président, merci.

19 LE PRÉSIDENT :

20 Merci. Du côté de HQD?

21 Me SIMON TURMEL :

22 Aucune question, Monsieur le Président.

23 LE PRÉSIDENT :

24 Merci bien.

25

1 Me MARILOU LEFRANÇOIS :

2 Et je n'aurai pas de questions moi non plus, merci.

3 LE PRÉSIDENT :

4 On ne vous entend pas.

5 INTERROGÉ PAR LA FORMATION

6 Mme SYLVIE DURAND :

7 Q. [53] Oui, désolée, j'avais pas ouvert mon micro.

8 J'aurai quelques questions pour vous, Monsieur  
9 Raymond. D'abord, je vais y aller avec votre  
10 présentation à la page 12, où vous parlez notamment  
11 de la valeur de la reprise graduelle, qui serait un  
12 avantage de Hilo. Et vous mentionnez que ce  
13 service-là n'a pas de valeur significative  
14 démontrée puisque le taux de réserve de Hilo  
15 demeure quand même à dix-sept pour cent (17 %).  
16 Alors j'aimerais que vous m'expliquiez comment,  
17 pour que je comprenne bien, comment on peut  
18 refléter la valeur de la reprise par le taux de  
19 réserve. J'aimerais que vous m'expliquiez le lien  
20 entre les deux.

21 R. D'accord. Alors on... souvenons-nous que pour  
22 calculer un taux de réserve, que ce soit pour Hilo  
23 ou les autres, le Distributeur, comme la plupart  
24 des entreprises du même genre, là, utilise un  
25 modèle de simulation chronologique horaire. O.K.

1 Avec... en simulant plein d'aléas sur la météo, et  
2 caetera, et caetera. Alors c'est de la simulation  
3 Monte-Carlo. Alors ce que le modèle peut faire,  
4 c'est... et ce modèle-là engage des moyens de  
5 gestion lorsqu'il en a besoin. Lorsque la demande  
6 vient assez forte, et caetera, et engage des moyens  
7 de gestion. Si le moyen de gestion a une limite de  
8 quatre heures (4 h) le matin, quatre heures (4 h)  
9 l'après-midi, bien le modèle en tient compte. Un  
10 modèle comme FEPMC fait.

11 D'autre part, le Distributeur nous a dit  
12 que pour Hilo, il avait des patrons de  
13 réchauffement puis des patrons de chauffage, par  
14 contre... je m'excuse et de reprise graduelle.  
15 Donc, il avait ces patrons-là. Alors dans ces  
16 modèles-là, un modèle comme celui-là, ce que le  
17 Distributeur nous a dit qu'il avait calculé, le  
18 taux de réserve, donc ce qu'il peut faire c'est  
19 qu'à chaque fois qu'il doit appeler ce moyen Hilo-  
20 là, bien il va modifier, si on veut, les heures de  
21 pré-chauffage et il va modifier la reprise  
22 graduelle de la charge du réseau en tenant compte  
23 de ses hypothèses de pré-chauffage et de reprise  
24 graduelle. Alors c'est vraiment un modèle qui,  
25 heure par heure, nous permet... la simulation

1 Monte-Carlo c'est, je l'ai dit tantôt, là, c'était  
2 simple à programmer. Alors c'est quelque chose qui  
3 nous permet de faire... de simuler à peu près  
4 n'importe quoi. Mais dans ce cas-là c'est ce qu'il  
5 pourrait faire avec son modèle, de simuler le pré-  
6 chauffage et la reprise graduelle, selon les  
7 hypothèses qu'il a obtenues d'Hilo, dans le cas où  
8 son modèle doit faire appel aux moyens.

9           Alors c'est un des... donc, c'est un des  
10 éléments du modèle et par la suite bien ce que le  
11 modèle fait c'est qu'au bout de la ligne il y a une  
12 façon de calculer le taux de réserve de n'importe  
13 quel moyen en... en appliquant... en faisant la  
14 simulation avec les « sans moyens », là, en tout  
15 cas ça c'est... c'est la notion de ELCC que vous  
16 avez dans... dans le graphique que j'ai présenté...  
17 que j'ai présenté à la page 26 de ma présentation.  
18 C'est une notion qui... en français on dit  
19 souvent : c'est l'évaluation d'une puissance pure.

20           Alors, exemple, s'il évalue Hilo comme...  
21 le taux de réserve veut dire qu'Hilo vaut quatre-  
22 vingt-trois pour cent (83 %) d'une puissance pure.  
23 Une puissance pure c'est une puissance qui n'a pas  
24 trop de panne et qu'on peut diviser n'importe  
25 comment.

1                   Alors ce que je vous ai décrit c'est que  
2 le... le Distributeur peut, avec son modèle,  
3 simuler le pré-chauffage et simuler la reprise  
4 graduelle et voir l'effet sur le taux de réserve.  
5 Dans un cas, il va faire une simulation avec pré-  
6 chauffage et reprise graduelle. Dans l'autre cas,  
7 il va faire la même simulation sans pré-chauffage  
8 et reprise graduelle. Puis ce que le Distributeur  
9 nous a dit, c'est que c'est ce qu'il avait fait  
10 puis dans les deux cas il arrive à dix-sept pour  
11 cent (17 %).

12 Q. **[54]** D'où votre conclusion, là, qu'il n'y a pas de  
13 valeur pour ce service-là.

14 R. Bien j'ai dit qu'elle n'a pas de valeur  
15 significative démontrée.

16 Q. **[55]** Oui, excusez-moi, oui. O.K. Merci.

17 R. Mais aussi, quand je regarde les courbes... quand  
18 on... quand le Distributeur nous fournit les huit  
19 mille sept cent soixante (8760) valeurs de  
20 l'entente... dans le cadre de l'entente globale  
21 cadre, j'ai fait quelques analyses visuelles, pour  
22 me rendre compte que si on... dans les moyens,  
23 qu'on enlève, mettons, quatre heures le matin,  
24 quatre heures l'après-midi, bien, ça ne créait pas  
25 une autre pointe... une autre haute pointe. Alors,

1 ça ne crée pas la... L'heure d'avant la coupure, et  
2 l'heure d'après, ne devient pas une heure  
3 problématique. Mais je n'ai pas fait l'analyse,  
4 évidemment, je n'ai pas les modèles du  
5 Distributeur, mais...

6 Alors, c'est pour ça que je dis qu'à moins  
7 d'une démonstration contraire, là, ce qu'on a eu  
8 comme démonstration à date, le Distributeur nous  
9 dit qu'il en a tenu compte, mais que, dans le fond,  
10 il n'a pas vu de différence sur le taux de réserve.

11 Q. [56] O.K. Puis, si on continue dans cette lignée-  
12 là, là. Quand on regarde votre questionnement quant  
13 aux délais d'appels puis, je regarde, bon, à la  
14 page 23 de votre présentation, où vous mentionnez  
15 que le taux de réserve pourrait passer de dix-sept  
16 (17) à trente pour cent (30 %), là, ce qu'il faut  
17 comprendre c'est que, quand même, de rajouter des  
18 délais de quatre heures, huit heures, douze (12)  
19 heures ou plus, ça pourrait avoir un impact  
20 beaucoup plus significatif.

21 On s'entend que c'est beaucoup, là, passer  
22 de dix-sept pour cent (17 %) à trente pour cent  
23 (30 %). En tout cas, je suis restée surprise de  
24 voir ces taux-là, là. C'est très significatif pour  
25 peu d'heures, là, donc...

1 R. Bien, si je peux répondre, effectivement, c'est le  
2 nombre d'heures qui cause problème dans ça, là.  
3 C'est que, comme le Distributeur doit se donner une  
4 marge à chaque fois qu'il appelle un moyen avec un  
5 délai, alors ça ajoute aux heures qui ne seront pas  
6 utiles.

7 Alors, s'il n'y avait pas de limite au  
8 nombre d'heures, il n'y aurait pas de problème.  
9 C'est la limite du nombre d'heures et le fait qu'il  
10 y a des heures, on va dire des cartouches, des  
11 coups dans l'eau, on va dire comme ça, là, les  
12 cartouches qui sont utilisées ne sont pas  
13 nécessaires. C'est tout ça qui fait... qui est ce  
14 phénomène-là.

15 Alors, si on va voir à la page 91 du  
16 rapport, ce que le Brattle Group a dit - Brattle  
17 Group, en passant, c'est un groupe qui est souvent  
18 retenu par Hydro-Québec comme expert, là :

19 [...] mentionne [...] que les délais  
20 d'appels ont un effet à la baisse sur  
21 la valeur d'un moyen de gestion et  
22 [...] cite quelques exemples :  
23 Historically in California, day-ahead  
24 programs...

25 Alors, ça, c'est donc les programmes qui sont

1 appelés la veille, un peu comme la plupart de ceux  
2 qu'on a ici, sauf l'électricité interruptible, là.

3 ... with voluntary load reductions  
4 have been derated by as much as 60  
5 percent...

6 O.K.? Alors, « sixty percent (60 %) » , ça, ça veut  
7 dire que... c'est ça, le taux de réserve est de  
8 soixante pour cent (60 %). Alors, ici, on a mis  
9 l'hypothèse de trente pour cent (30 %) pour les  
10 besoins de notre évaluation. Donc, on a pris... on  
11 n'a pas été si pessimiste que le Brattle Group.

12 Et aussi, on retrouve, à quelque part dans  
13 le rapport... Il y a quelques années, Hydro-Québec  
14 disait que... évaluait que l'option de  
15 l'électricité interruptible avait un taux de  
16 réserve de trente pour cent (30 %). O.K.? Puis, ce  
17 qu'on retrouve dans le rapport, c'est qu'à  
18 l'époque, quand ils ont évalué que c'était trente  
19 pour cent (30 %), à cette époque-là, ils tenaient  
20 compte du délai d'appel, O.K., qui était peut-être  
21 différent de celui d'aujourd'hui, là.

22 Mais, donc, à ce moment-là, l'électricité  
23 interruptible était de trente pour cent (30 %), le  
24 taux de réserve. Dans un autre dossier, bien, ils  
25 ont évalué que c'était quinze pour cent (15 %).

1           Alors, ce n'était pas... Trente pour cent (30 %),  
2           là, ce n'est pas énorme, si on se fie à ce qui se  
3           fait ailleurs.

4                       Puis, ça ne m'étonne pas. Parce que si on  
5           doit décider d'un moyen la veille, bien, l'écart-  
6           type de la veille, là, même si le Distributeur ne  
7           nous donne pas l'information quand on lui demande,  
8           parce qu'il dit qu'il ne l'a pas, bien, dans notre  
9           rapport, on a pu voir des tableaux qui nous  
10          montrent qu'il y a quand même des aléas... Je vais  
11          essayer de vous trouver ça, je m'excuse. C'est ça.  
12          On voit des aléas la veille, de peut-être six cents  
13          mégawatts (600 MW) de l'écart-type, puis on voit ça  
14          à la page 94 de notre mémoire, basé sur de  
15          l'information qui nous avait été fournie par le  
16          Distributeur au cours des ans, alors, celui-là,  
17          c'est en deux mille huit (2008).

18                      Donc, le principe, c'est ça. C'est que  
19          comme il y a un aléa de six, sept cents mégawatts  
20          (6-700 MW) la veille, bien, combien de fois que le  
21          Distributeur va devoir appeler le moyen et sachant  
22          que l'aléa ne se présentera pas, bien, il y a un  
23          certain nombre de fois que lui seul peut déterminer  
24          parce qu'il sait lui quelle marge il se conserve.  
25          Ça je pense qu'on n'a jamais pu obtenir cette

1 information-là.

2 Alors, c'est vraiment, si on regarde la  
3 courbe de charge, bien il y a plusieurs fois où cet  
4 aléa-là évidemment, une chance sur deux que l'aléa  
5 se présente dans un sens et qu'il se présente dans  
6 l'autre.

7 Alors, quand on fait ce genre d'analyse-là,  
8 on se rend compte du nombre de fois où on va  
9 l'avoir appelé pour rien et je vous réfère aussi à  
10 des annexes que j'ai fournis qui explique pas mal  
11 tout ça qui est un article que j'ai écrit avec  
12 madame Beaumont en quatre-vingt-quinze (1995) qui  
13 est comme pièce et où ça explique le principe et  
14 avec des délais qu'on observait à cette époque-là.

15 Alors, moi, ça ne m'étonne pas, parce que  
16 j'ai toujours dit que le délai d'appel c'était très  
17 important. Si on avait des limites de trois cent  
18 cinquante heures (350 h) trois cents heures  
19 (300 h), un peu comme le contrat avec Hydro-Québec  
20 Production, on a trois cent cinquante et une heures  
21 (351 h), bien là évidemment, l'impact serait  
22 beaucoup moins important, parce que c'est comme si  
23 on avait plus d'heures, autrement dit, on peut se  
24 tromper plus souvent.

25 Alors, mais comme j'ai dit quand je cite le

1 Brattle Group en Californie ça vous donne une idée,  
2 puis mon trente pour cent (30 %) dans le fond est  
3 la moitié de ça, il est moins pessimiste, puis dans  
4 le fond, la méthode que je donne de vérifier ça,  
5 bien, une des méthodes c'est regardons les cinq (5)  
6 dix (10) dernières années, combien de fois le  
7 Distributeur a dû appeler des moyens et qui  
8 s'avèrent non requis en réalité.

9 Alors, ça c'est des choses qui peuvent se  
10 faire assez bien avec les données horaires qu'on  
11 nous dépose depuis deux mille dix-sept (2017).

12 Alors, simplement d'aller voir quel  
13 pourcentage. Toutes les fois que vous appelez,  
14 exemple, on donne, Hilo cette année, l'hiver  
15 dernier, ils ont appelé cent seize heures sur cent  
16 vingts (116 h/120 h). Alors, je suis à peu près  
17 convaincu que toutes ces heures-là n'étaient pas  
18 requises. O.K.? Des fois, il y a des façons de, je  
19 ne sais pas moi, de donner des crédits à nos  
20 clients, mais les cent seize heures (116 h)  
21 n'étaient pas toutes requises.

22 Si on allait voir quand on recevra les  
23 chiffres du Distributeur que lui a déjà, bien vous  
24 allez voir que toutes ces heures-là, peut-être la  
25 moitié de ces heures-là n'avaient pas d'achats

1 court terme par exemple.

2 Alors, l'analyse a posteriori permet de  
3 déterminer que les vrais appels réels, soixante-dix  
4 (70) ou quatre-vingts (80) ou soixante-cinq (65) ou  
5 peu importe des ces appels-là se sont avérés  
6 utiles.

7 Alors, c'est une façon de dire que si on a  
8 cent heures (100 h), avec l'analyse qui peut nous  
9 dire bien il y a quarante (40 h) de ces cent  
10 heures-là (100 h) qui se sont avérées non requises,  
11 parce qu'au moment d'appeler on avait un aléa.  
12 Alors, ça c'est des façons assez rapides d'aller...  
13 d'estimer ces pourcentages-là.

14 Q. [57] Bon. Merci beaucoup. Maintenant, je vous  
15 amènerais à la page 38 de votre présentation où  
16 vous parlez qu'il y aurait de la puissance  
17 disponible au Québec via le Producteur et puis  
18 j'aimerais vous entendre, si pour ces capacités de  
19 puissance là on s'en remet uniquement aux besoins  
20 du... pour répondre à ces besoins de puissance là,  
21 on s'en remet aux outils du Producteur en  
22 puissance, comment est-ce que la Régie peut  
23 s'assurer que l'environnement demeure concurrentiel  
24 pour la mise en place de ces achats-là si on fait  
25 affaires juste avec le Producteur?

1 R. O.K. Je comprends. Alors, je ne dis pas qu'on fait  
2 juste affaires avec le Producteur. Je dis que dans  
3 le bilan, au lieu de mettre onze cents mégawatts  
4 (1100 MW) de contribution des marchés de court  
5 terme, on peut hausser temporairement... Pas  
6 temporairement, mais pour l'instant et avant de  
7 hausser plus, on peut hausser à dix-huit cents  
8 (1800 MW).

9 Alors, ici, ça ne veut pas dire que... le  
10 sept cents (700 MW) de différence, ça ne veut pas  
11 dire que le Distributeur lorsqu'il va avoir besoin  
12 de puissance. Souvenons-nous, on parle ici des  
13 marchés de court terme.

14 Alors, c'est ce que j'expliquais tantôt, ce  
15 sont les marchés pour lesquels Hydro-Québec, peut-  
16 être aux mois septembre octobre, lance des appels  
17 d'offres et qu'il reçoit des réponses très  
18 rapidement, puis souvent quand on se voit en  
19 novembre, il est en mesure de nous dire combien il  
20 a obtenu.

21 Alors, et dans, je n'ai pas le numéro par  
22 coeur, mais une réponse à la demande de  
23 renseignements de l'AQPER, le Distributeur a déposé  
24 un exemple de ces appels d'offres là. Alors, donc  
25 ce que ça veut dire, c'est que... Mais le

1           Producteur est un des nombreux soumissionnaires et  
2           dans le passé, si on va, ça ne sera pas long, si on  
3           va à la page 119 de notre dernière version du  
4           rapport d'expertise, alors, on voit, il y a une  
5           ligne qui s'appelle HQD Puissance court terme où on  
6           voit, par exemple qu'en deux mille dix-neuf-deux  
7           mille vingt (2019-2020), le Producteur a rapporté  
8           six cent soixante-quinze mégawatts (675 MW) de sa  
9           fameuse appel d'offres là, au début, avant l'hiver.

10                   Alors, tout ce qu'on dit, c'est que quand  
11           le Distributeur va aller sur le marché, à chacun de  
12           ces automnes-là, bien, il pourra obtenir jusqu'à  
13           dix-huit cents mégawatts (1800 MW). Donc, on dit,  
14           il y a onze cents mégawatts (1100 MW) des marchés  
15           limitrophes et comme le Producteur est un des  
16           participants à ces appels d'offres là, bien lui  
17           aussi, il pourra aller, donc, ce potentiel-là peut  
18           être ajouté.

19                   Là, l'exemple que je vous donne, presque  
20           par hasard, ça tombe que le six cent soixante-  
21           quinze (675) dont je vous parle en deux mille dix-  
22           neuf-deux mille vingt (2019-2020), bien, il  
23           correspond à peu près aux sept cents (700), qui  
24           correspond à notre recommandation.

25                   Alors, ce n'est pas un accès privilégié au

1           Producteur, c'est simplement que le Distributeur  
2           peut compter que quand il fera un appel d'offres de  
3           court terme avant l'hiver, il pourra obtenir  
4           jusqu'à dix-huit cents mégawatts (1800 MW).

5                       Et je termine en vous disant ce que j'ai  
6           dit tantôt, c'est que même le NPCC considère un  
7           partage de réserve de l'ordre de deux mille quatre  
8           cents mégawatts (2400 MW).

9                       Or, il n'est pas question de donner une  
10          priorité au Producteur, là, il va quand même devoir  
11          compétitionner avec les autres parties pour des  
12          appels d'offres de court terme en puissance.

13       Q. **[58]** Merci. Maintenant, ma dernière question  
14       concerne votre prévision de quatre cents mégawatts  
15       (400 MW) pour la tarification dynamique.

16                      Est-ce que je comprends que la base,  
17       l'hypothèse sur laquelle repose cette prévision-là  
18       est... c'est le huit cents mégawatts (800 MW) de  
19       réponse volontaire, là quand il y a eu des appels  
20       de puissance qui ont été faits, là, est-ce que  
21       c'est ça qui justifie votre quatre cents mégawatts  
22       (400 MW)?

23       R. Non, je vais vous dire pourquoi.

24       Q. **[59]** O.K. Je pense à la page 11 de votre  
25       présentation, là, que vous...

1 R. Oui. Un instant, là, je vais le faire en deux  
2 temps. Oui, alors, bon, si je relis la page 11 et à  
3 ce moment-là, on dit bon :

4 [...] un tel potentiel étant très  
5 prudent en considérant que l'appel au  
6 public a permis d'obtenir une  
7 réduction de la demande de 800 MW dans  
8 le passé [...]

9 Alors, ici, c'est un élément de plus qu'on  
10 ajoute pour dire : bien, on peut se rassurer, parce  
11 que, dans le passé, quand le Distributeur ou le  
12 Transporteur, dépendant qui faisait l'appel, là, il  
13 a eu huit cents mégawatts (800 MW), mais c'est pas  
14 la base de mon quatre cents mégawatts (400 MW),  
15 c'est un élément additionnel.

16 Je pense que ça vaudrait la peine, à ce  
17 stade-ci, pour qu'on le voie bien, si Madame la  
18 greffière pouvait nous montrer le document C-AHQ-  
19 ARQ-0046, à la page 63.

20 Me STEVE CADRIN :

21 Q. **[60]** Bien, pendant le temps qu'on s'y rend juste  
22 pour confirmer. Donc, vous référiez tout à l'heure,  
23 là, dans votre citation un peu escamotée à la page  
24 11 de la présentation, à la recommandation numéro  
25 6, dont vous avez fait la lecture. Et, là,

1 maintenant, on va aller dans le mémoire, dans le  
2 rapport d'expert?

3 R. Oui, où j'explique un peu plus.

4 Q. **[61]** Pas de problème.

5 R. Et je pense que ça vaut la peine.

6 Q. **[62]** C'est pour les sténographiques, et s'y  
7 retrouver dans les références.

8 R. D'accord.

9 LA GREFFIÈRE :

10 Pouvez-vous me répéter la page, Monsieur Raymond,  
11 s'il vous plaît?

12 R. Page 63, oui, 63. Oui, où est la partie en ombragé,  
13 là. Alors, vous comprenez que la partie en ombragé,  
14 c'est la partie qui a été amendée en date du six  
15 (6) mai deux mille vingt et un (2021), O.K.

16 Alors, ce qu'on dit :

17 Depuis le dépôt de la première version  
18 de ces rapports d'expertise...

19 Qui était, c'est écrit là -

20 Le 23 juillet deux mille vingt 2020,  
21 le Distributeur a tracé [premièrement]  
22 un bilan de la tarification dynamique  
23 pour chacun des hivers 2019-2020...

24 qui est un bilan qui a été déposé à la Régie, en  
25 suivi administratif, et deux mille vingt, deux

1 mille vingt et un (2020-2021), qui est sur le site  
2 web d'Hydro-Québec. Il y a quand même beaucoup  
3 d'informations, que j'ai consultées le cinq (5) mai  
4 deux mille vingt et un (2021).

5 Alors, à partir de là, le bilan de l'hiver  
6 deux mille dix-neuf, deux mille vingt (2019-2020),  
7 à la page 9 de ce document-là, indique un taux  
8 d'adhésion de huit pour cent (8 %), si on considère  
9 l'envoi d'un courriel de relance.

10 Alors, dans le rapport, ce qu'ils disaient,  
11 bien : « C'est tant de pour cent, puis quand on  
12 envoie un courriel de relance, bien, ça va chercher  
13 un peu plus de monde. » Alors, c'était huit pour  
14 cent (8 %).

15 Alors, ici, je dis :

16 Si le Distributeur pouvait hausser  
17 légèrement à neuf pour cent (9 %) ce  
18 taux d'adhésion, l'option de  
19 tarification dynamique pourrait  
20 toucher environ trente-cinq mille des  
21 (35 000) (sic) des quatre virgule un  
22 millions (4,1 M) d'abonnements  
23 domestiques...

24 le chiffre étant obtenu dans un des rapports  
25 annuels deux mille vingt (2020) d'Hydro-Québec, là,

1 la nouvelle façon de faire le rapport annuel, là,  
2 suite à la Loi sur la simplification.

3 Me STEVE CADRIN :

4 Q. **[63]** C'est trois cent soixante-cinq mille (365 000)  
5 qui est écrit.

6 R. Trois cent soixante-cinq mille (365 000) des quatre  
7 point un millions (4.1 M) d'abonnements. Alors, si  
8 j'applique le même pourcentage au nombre  
9 d'abonnements qui sont dans le rapport annuel,  
10 alors... Et :

11 En considérant un effacement moyen de  
12 un virgule un kilowatt (1,1 kW) par  
13 client...

14 selon ce que le bilan de l'hiver deux mille vingt  
15 et un (2021) nous dit, alors le potentiel de quatre  
16 cents mégawatts (400 MW) que nous recommandons ci-  
17 dessus sera atteint. Et là, encore là, en comptant  
18 seulement sur la clientèle domestique. Je n'ai pas  
19 besoin d'aller chercher, même pour mon hypothèse,  
20 la clientèle commerciale.

21 Alors, c'est trois cent soixante-cinq mille  
22 (365 000) participants, fois un point un kilomètre  
23 (1.1 km), divisé par mille kilowatts (1000 kW), par  
24 un mégawatt (1 MW)...

25 Q. **[64]** Un kilowatt (1 kW).

1 R. Un point un kilowatt (1.1 kW)... Ouf! En tout cas,  
2 ça donne quatre cents (400). Et puis... j'allais  
3 ajouter quelque chose... mais... Ah, oui, oui! Et  
4 puis, évidemment, je me suis aussi servi... Dans  
5 cette section, à la page 60 - ce n'est pas  
6 nécessaire d'y aller, Madame la Greffière - mais le  
7 fameux tableau R-10.10, sur lequel vous venez de  
8 poser une question au Distributeur, alors, c'est  
9 sûr que ce tableau-là était un élément de contexte  
10 pour nous.

11 Alors, c'est vraiment, là, avec les  
12 hypothèses, pour résumer... La réponse qu'on a eue  
13 à date, hein, j'applique, je transpose la réponse  
14 qu'on a eue à date sur le nombre d'abonnements  
15 totaux, et sans même devoir compter sur une  
16 clientèle commerciale.

17 Mme SYLVIE DURAND :

18 Q. **[65]** Je vous remercie beaucoup, c'est très clair.  
19 Ça termine mes questions.

20 LE PRÉSIDENT :

21 Pas de questions, madame Rozon, pas de questions  
22 moi non plus. Maître Cadrin, avez-vous un contre-  
23 interrogatoire?

24 Me STEVE CADRIN :

25 Non, pas de questions de mon côté, également. En

1 réinterrogatoire, par contre.

2 LE PRÉSIDENT :

3 Réinterrogatoire, oui.

4 Me STEVE CADRIN :

5 Moi, je ne dis jamais le contraire de mon expert,

6 Monsieur le Président. J'essaye de toujours...

7 LE PRÉSIDENT :

8 Ah, oui!

9 Me STEVE CADRIN :

10 C'est dangereux. Alors, je vous remercie de... du  
11 temps consacré. Puis, on s'excuse de la longueur de  
12 la présentation, en espérant que ça aura su vous  
13 éclairer.

14 LE PRÉSIDENT :

15 Ça va. Merci beaucoup. Alors, on va libérer  
16 monsieur Raymond. Et ça complète nos travaux pour  
17 aujourd'hui. Merci beaucoup à tous et on se  
18 retrouve demain après-midi, à treize heures (13 h),  
19 avec la preuve d'Opitciwan. Merci beaucoup.

20 AJOURNEMENT

21

22

1

2

3

SERMENT D'OFFICE :

4

Je soussigné, Claude Morin, sténographe officiel,

5

certifie sous mon serment d'office, que les pages

6

qui précèdent sont et contiennent la transcription

7

exacte et fidèle des notes recueillies par moi au

8

moyen du sténomasque d'une retransmission en

9

visioconférence, le tout conformément à la Loi.

10

11

ET J'AI SIGNE:

12

13

14

---

Sténographe officiel. 200569-7

15