

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

DEMANDE RELATIVE À L'UTILISATION  
DE LA CENTRALE DE TRANSCANADA ENERGY LTD  
DE BÉCANCOUR EN PÉRIODES DE POINTE

**DOSSIER : R-3925-2015**

**RÉGISSEURS : Me LOUISE ROZON, présidente**

AUDIENCE DU 31 AOÛT 2015

VOLUME 1

**CLAUDE MORIN**  
**Sténographe officiel**

COMPARUTIONS

Me ALEXANDRE DE REPENTIGNY  
procureur de la Régie;

REQUÉRANTE :

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

INTERVENANTS :

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

Me STEVE CADRIN  
procureur de Association hôtellerie Québec et  
Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ);

Me GUY SARAULT  
procureur de Association québécoise des  
consommateurs industriels d'électricité et Conseil  
de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ);

Me PAULE HAMELIN  
procureur de Énergie Brookfield Marketing S.E.C.  
(EBM);

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

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

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

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

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

**TABLE DES MATIERES**

	PAGE
LISTE DES ENGAGEMENTS	4
PRÉLIMINAIRES	5
PREUVE HQD	7
RICHARD LAGRANGE	
HANI ZAYAT	
INTERROGÉS PAR Me ALEXANDRE DE REPENTIGNY	8
INTERROGÉS PAR LA PRÉSIDENTE	37
PLAIDOIRIE DE Me ÉRIC FRASER	70
PLAIDOIRIE PAR Me DOMINIQUE NEUMAN	98
PLAIDOIRIE PAR Me DENIS FALARDEAU	143
PLAIDOIRIE PAR Me STEVE CADRIN	164
PLAIDOIRIE PAR Me ANDRÉ TURMEL	177
PLAIDOIRIE PAR Me HÉLÈNE SICARD	201

---

**LISTE DES ENGAGEMENTS**

**PAGE**

E-1 (HQD) :	Fournir les coûts moyens des offres pour les deux premières années et fournir le nombre de soumissionnaires qui ont fait des offres pour les deux premières années (demandé par la Régie)	16
-------------	---	----

---

1 L'AN DEUX MILLE QUINZE (2015), ce trente et unième  
2 (31e) jour du mois d'août :

3

4 PRÉLIMINAIRES

5

6 LA GREFFIÈRE :

7 Protocole d'ouverture. Audience du trente et un  
8 (31) août deux mille quinze (2015), dossier R-3925-  
9 2015. Demande relative à l'utilisation de la  
10 centrale de TransCanada Energy Ltd de Bécancour en  
11 périodes de pointe.

12 Le régisseur désigné dans ce dossier est maître  
13 Louise Rozon.

14 Le procureur de la Régie est maître Alexandre de  
15 Repentigny.

16 La requérante est Hydro-Québec Distribution,  
17 représentée par maître Éric Fraser.

18 Les intervenants sont :

19 Association coopérative d'économie familiale de  
20 Québec, représentée par maître Denis Falardeau;

21 Association hôtellerie Québec et Association des  
22 restaurateurs du Québec, représentées par maître  
23 Steve Cadrin;

24 Association québécoise des consommateurs

25 industriels d'électricité et Conseil de l'industrie

1 forestière du Québec, représentés par maître Guy  
2 Sarault;  
3 Énergie Brookfield Marketing, représentée par  
4 maître Paule Hamelin;  
5 Fédération canadienne de l'entreprise indépendante,  
6 représentée par maître André Turmel;  
7 Groupe de recherche appliquée en macroécologie,  
8 représenté par maître Geneviève Paquet;  
9 Regroupement des organismes environnementaux en  
10 énergie, représenté par maître Franklin S. Gertler;  
11 Stratégies énergétiques et Association québécoise  
12 de lutte contre la pollution atmosphérique,  
13 représentées par maître Dominique Neuman;  
14 Union des consommateurs, représentée par maître  
15 Hélène Sicard.  
16 Y a-t-il d'autres personnes dans la salle qui  
17 désirent présenter une demande ou faire des  
18 représentations au sujet de ce dossier? Je  
19 demanderais aux parties de bien s'identifier à  
20 chacune de leurs interventions pour les fins de  
21 l'enregistrement. Aussi auriez-vous l'obligeance de  
22 vous assurer que votre cellulaire est fermé durant  
23 la tenue de l'audience. Merci.  
24 LA PRÉSIDENTE :  
25 Merci, Madame la Greffière. Alors, la Régie vous

1 souhaite la bienvenue à cette audience portant sur  
2 le dossier R-3925-2015. Donc, c'est la demande  
3 relative à l'utilisation de la centrale de  
4 TransCanada Energy de Bécancour en périodes de  
5 pointe. Alors, tel que nous l'avons mentionné,  
6 cette audience va porter uniquement sur les  
7 argumentations des participants, à l'exception de  
8 quelques questions additionnelles que la Régie va  
9 avoir à la suite des réponses qui ont été apportées  
10 à notre demande de renseignements numéro 2.

11 Donc, on va suivre le calendrier tel que  
12 nous vous l'avons présenté en débutant avec les  
13 questions que la Régie a pour les témoins du  
14 Distributeur. À moins qu'il y ait des demandes  
15 préliminaires, nous allons procéder. Maître Fraser.

16

---

17 PREUVE HQD

18

19 Me ÉRIC FRASER :

20 Merci, Madame la Présidente. Comme vous voyez, le  
21 panel de témoins est composé de monsieur Zayat et  
22 de monsieur Lagrange, respectivement directeur des  
23 Approvisionnementnements énergétiques et chef  
24 Planification et Fiabilité. Alors, Madame la  
25 Greffière, on peut procéder à l'assermentation des

1           témoins s'il vous plaît.

2

3           L'AN DEUX MILLE QUINZE (2015), ce trente et unième  
4           (31e) jour du mois d'août, ONT COMPARU :

5

6           RICHARD LAGRANGE, chef Planification et Fiabilité,  
7           ayant une place d'affaires au 2, Complexe  
8           Desjardins, Tour Est, Montréal (Québec);

9

10          HANI ZAYAT, directeur Approvisionnement en  
11          électricité, ayant une place d'affaires au Complexe  
12          Desjardins, Montréal (Québec);

13

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

16

17          ÉRIC FRASER :

18          Évidemment, Madame la Présidente, je n'ai pas de  
19          questions. Donc les témoins sont disponibles pour  
20          être interrogés par la Régie.

21          LA PRÉSIDENTE :

22          Parfait. Merci, Maître Fraser. Maître Alexandre de  
23          Repentigny pour la Régie.

24          INTERROGÉS PAR Me ALEXANDRE DE REPENTIGNY :

25          Q. **[1]** Bonjour. Alexandre de Repentigny pour la Régie.



1 Je vais avoir quelques petites questions pour vous.  
2 C'est essentiellement en lien avec vos réponses à  
3 la DDR 2 de la Régie. Pour commencer, ma première  
4 question, ça porte sur votre réponse que vous avez  
5 donnée à la question 1.1 de la Régie. Le  
6 Distributeur indique :

7 De plus, puisque l'entente entre MEHQ  
8 et l'IESO garantit à la zone de  
9 réglage du Québec une contribution en  
10 puissance additionnelle de 500 MW  
11 uniquement au cours des hivers 2015-  
12 2016 et 2016-2017, elle ne permet pas  
13 au Distributeur d'augmenter la  
14 contribution attendue des marchés de  
15 court terme.

16 D'autre part, selon les suivis d'achats de court  
17 terme du Distributeur, qui sont présentés en suivis  
18 des plans d'appro, le Distributeur aurait acheté en  
19 janvier, février, mars deux mille quatorze (2014)  
20 environ trois cent cinquante gigawattheures  
21 (350 GWh) de l'Ontario et environ cent soixante  
22 gigawattheures (160 GWh) en janvier, février et  
23 mars deux mille treize (2013). Alors ma première  
24 question, c'est : Est-ce que vous êtes d'accord  
25 avec moi que cet ordre de grandeur là est exact

1 pour les chiffres que je viens de vous mentionner?

2 (9 h 29)

3 R. Oui, je présume que les quantités d'achat  
4 auxquelles vous faites référence, je ne les ai pas  
5 sous les yeux, mais ça doit provenir des suivis des  
6 achats d'hiver. À une nuance près, je voudrais  
7 faire la... vous mettez en lien deux... deux  
8 quantités qui ne sont pas... qui ne sont pas  
9 identiques. Quand on fait référence aux achats de  
10 l'Ontario, que les quantités ne sont pas  
11 disponibles, on parle d'achats de puissance, donc  
12 de la puissance garantie, alors que sur les marchés  
13 de l'Ontario, comme sur les marchés de New York, il  
14 nous arrive d'acheter de l'énergie en période  
15 d'hiver, mais c'est de l'énergie qui n'est pas  
16 garantie, donc ce ne sont pas des... c'est pas de  
17 l'énergie qui peut... ce ne sont pas des quantités  
18 qui figurent au bilan de puissance avant l'hiver.  
19 Autrement dit, ils ne sont pas sécurisés par des...  
20 par des contrats d'UCAP.

21 Q. **[2]** O.K. Si je reviens maintenant à l'entente entre  
22 le... avec le MEHQ, cette entente montre une  
23 volonté d'échange de puissance été-hiver pour  
24 répondre aux besoins de chacune des provinces.  
25 Alors, ce qu'on voulait savoir, c'est : est-ce

1 qu'on ne devrait pas être en mesure de compter ou  
2 est-ce que la probabilité que, au-delà des années  
3 deux mille seize (2016), deux mille dix-sept  
4 (2017), on puisse compter sur une certaine quantité  
5 de puissance, on puisse compter sur peut-être un  
6 bloc de cinq cents mégawatts (500 MW) au-delà de  
7 l'année deux mille seize - deux mille dix-sept  
8 (2016-2017)?

9 R. Je n'ai pas... je n'ai pas d'indication sur la  
10 volonté de l'Ontario de procéder à ce genre... à ce  
11 genre d'entente. Pour nous, pour le Distributeur,  
12 un peu comme on l'a mentionné, je pense, à la  
13 question 1.1, pour pouvoir... excusez-moi. Donc,  
14 pour pouvoir compter sur des quantités de puissance  
15 qu'on peut inscrire au bilan, on a comme énuméré,  
16 dans le fond, trois... trois conditions pour que ce  
17 soit là.

18 Premièrement, il faut que les  
19 interconnexions soient disponibles, donc ce qui est  
20 le cas pour l'Ontario, mais au-delà des  
21 interconnexions, il faut qu'il y ait un marché en  
22 arrière et donc un marché où... un marché organisé  
23 où on peut... on peut acheter de la puissance de  
24 façon organisée et il faut qu'il y ait des  
25 contreparties aussi qui sont prêtes à nous... à

1 répondre à nos appels d'offres et qui sont prêtes à  
2 fournir ces quantités-là. Et ces conditions-là ne  
3 s'appliquent pas pour l'Ontario, donc il n'y a pas  
4 de marché organisé de la puissance en Ontario. Du  
5 moins, pas encore.

6 Q. **[3]** Maintenant, toujours en réponse à la question  
7 1.1 de la Régie, le Distributeur indique que :

8 [...] dans le cadre de [...]

9 l'appel d'offres

10 ... 2014-01, le Distributeur a été en  
11 mesure d'engager seulement 50 MW à  
12 l'horizon de 2017-2018, compte tenu  
13 notamment des volumes déjà engagés sur  
14 les marchés externes de la puissance.

15 On sait que dans le cadre de l'appel d'offres, le  
16 Distributeur a acheté et recherchait de la  
17 puissance pour les quatre hivers à venir après deux  
18 mille quatorze (2014). Vous avez obtenu, pour deux  
19 mille quatorze, deux mille quinze (2014-2015), une  
20 quantité de puissance de sept cent cinquante  
21 mégawatts (750 MW); pour deux mille quinze, deux  
22 mille seize (2015-2016), cinq cents mégawatts  
23 (500 MW); pour deux mille seize, deux mille dix-  
24 sept (2016-2017), trois cents mégawatts (300 MW);  
25 pour deux mille dix-sept, deux mille dix-huit

1 (2017-2018), cinquante mégawatts (50 MW). Est-ce  
2 que vous êtes d'accord avec moi avec les chiffres  
3 que je viens de vous mentionner?

4 M. RICHARD LAGRANGE :

5 R. Oui, c'est exact.

6 Q. **[4]** Est-ce que vous avez les coûts moyens de ces  
7 offres pour les deux premières années?

8 R. On a évidemment les coûts, mais de mémoire, on a  
9 publié le coût moyen des quatre années, si je me  
10 souviens bien, dans le cadre des réponses  
11 antérieures.

12 Q. **[5]** Dans le cadre des réponses antérieures, vous  
13 les avez fournis?

14 R. Lors de la divulgation des gagnants pour l'appel  
15 d'offres court terme, on avait publié les prix  
16 moyens des puissances acquises lors de ces appels  
17 d'offres-là.

18 Q. **[6]** Est-ce que ce serait possible de nous les  
19 fournir dans le présent dossier en engagement?

20 R. Oui, bien sûr.

21 Q. **[7]** Oui.

22 R. Bien sûr.

23 Me ÉRIC FRASER :

24 Aucun problème, ce sera l'engagement numéro 1.

25 Maître de Repentigny, allez-y.

1 Me ALEXANDRE de REPENTIGNY :

2 Fournir les coûts moyens des offres que vous avez  
3 obtenues pour les deux premières années dans le  
4 cadre de l'appel d'offres 2014-01, soit les années  
5 deux mille quatorze, deux mille quinze (2014-2015)  
6 et deux mille quinze, deux mille seize (2015-2016).

7 M. HANI ZAYAT :

8 R. Précision, vous dites bien pour les deux premières  
9 années? Je pense que ce qu'on avait fourni, c'était  
10 pour l'ensemble de l'appel d'offres, le chiffre  
11 publié, donc pour les quatre années.

12 Q. **[8]** Parfait. Est-ce que vous avez les coûts moyens  
13 de ces offres pour les deux premières années?

14 M. RICHARD LAGRANGE :

15 R. Oui, nous les avons.

16 Q. **[9]** Est-ce que vous pouvez les fournir également,  
17 dans le cadre du même...

18 (9 h 35)

19 Me ÉRIC FRASER :

20 Là vous demandez le prix des offres? Est-ce que  
21 j'ai bien compris, Maître de Repentigny?

22 Me ALEXANDRE DE REPENTIGNY :

23 J'ai demandé le coût moyen des offres pour les deux  
24 premières années et le nombre de soumissionnaires  
25 qui ont fait des offres pour ces deux premiers

1           hivers. Je me suis peut-être trompé.

2           M. HANI ZAYAT :

3           R. Oui, l'information est disponible, sujet à

4           validation sur la... s'il y a des enjeux de

5           confidentialité...

6           Me ÉRIC FRASER :

7           Oui, effectivement, sous réserve.

8           R. ... mais je crois que les offres ont été même

9           déposées à la Régie sous pli confidentiel dans le

10          cadre de...

11          Me ALEXANDRE DE REPENTIGNY :

12          Alors je pourrais peut-être reformuler

13          l'engagement?

14          Me ÉRIC FRASER :

15          Oui, allez-y, reformulez l'engagement.

16          Me ALEXANDRE DE REPENTIGNY :

17          O.K. L'engagement numéro 1, ça pourrait être de

18          fournir les coûts moyens des offres pour les deux

19          premières années.

20          Me ÉRIC FRASER :

21          Ça c'est correct, c'est clair.

22          Me ALEXANDRE DE REPENTIGNY :

23          Et de fournir le nombre de soumissionnaires qui ont

24          fait des offres pour les deux premiers hivers, pour

25          les deux premières années.

1 Me ÉRIC FRASER :

2 O.K. Donc, l'engagement... on est toujours sous  
3 l'engagement numéro 1 qui va se décliner en deux  
4 éléments, le prix moyen puis le nombre de  
5 soumissionnaires?

6 Me ALEXANDRE DE REPENTIGNY :

7 C'est exact.

8

9 E-1 (HQD) : Fournir les coûts moyens des offres  
10 pour les deux premières années et  
11 fournir le nombre de soumissionnaires  
12 qui ont fait des offres pour les deux  
13 premières années (demandé par la  
14 Régie)

15

16 Me ALEXANDRE DE REPENTIGNY :

17 Q. **[10]** Est-ce que vous seriez... maintenant, ma  
18 question, c'est : est-ce que vous seriez d'accord  
19 pour dire, on n'a pas les chiffres, mais est-ce que  
20 vous seriez d'accord pour dire qu'un appel d'offres  
21 de court terme permet d'obtenir des quantités de  
22 puissance significatives sur un horizon de deux ans  
23 et qu'elles diminuent sensiblement pour les années  
24 qui suivent?

25 R. C'est effectivement l'expérience qu'on a vécue lors



1 de l'appel d'offres de deux mille quatorze (2014)  
2 où on a fait l'appel d'offres pour une période de  
3 quatre ans. Il faut comprendre aussi que les  
4 soumissionnaires qui, d'une part, comme on l'a  
5 mentionné dans le plan d'appro, il y a un certain  
6 resserrement des marchés de puissance, dans le  
7 Nord-Est, donc il y a des centrales qui sont en  
8 train d'être... qui sont en train ou qui ont été  
9 mises hors service. Le marché, pour ce qui est de  
10 la Nouvelle-Angleterre, est devenu un marché... est  
11 un marché qui est à plus long terme, donc où les  
12 producteurs s'engagent pour des périodes pour plus  
13 qu'un an, ce qui fait que les producteurs,  
14 évidemment, les producteurs qui sont en Nouvelle-  
15 Angleterre ou à l'extérieur, dans le Nord-Est, et  
16 qui peuvent... qui ont de la puissance disponible  
17 ont tendance à vendre cette puissance-là sur des  
18 horizons qui sont plus longs lorsque possible.  
19 Donc, la puissance n'est pas toujours disponible et  
20 je pense que le fait d'avoir obtenu peu de  
21 quantités pour la quatrième année témoigne, dans le  
22 fond, du resserrement de marché et du manque de  
23 contrepartie et du manque de puissance pour cette  
24 année-là.

25 Q. [11] Pour ma prochaine question, je vais vous

1 référer à la question... à votre réponse à la  
2 question 1.4 de la Régie. Le tableau, c'est le  
3 tableau R-1.4, nous indique que les importations  
4 maximales, lors des pointes deux mille douze-deux  
5 mille treize (2012-2013), deux mille treize-deux  
6 mille quatorze (2013-2014) et deux mille quatorze-  
7 deux mille quatorze-deux mille quinze (2014-2015)  
8 ont été respectivement de deux mille cent cinquante  
9 mégawatts (2150 MW), trois mille six mégawatts  
10 (3006 MW) et deux mille six cent soixante-deux  
11 mégawatts (2662 MW). Le Distributeur indique  
12 ensuite :

13 Bien que les valeurs maximales des  
14 importations puissent atteindre  
15 jusqu'à trois mille mégawatts (3000  
16 MW) au cours des périodes de pointe,  
17 elles ne sont pas assorties de  
18 garantie de livraison. À l'exception  
19 des livraisons provenant des  
20 installations sous contrat UCAP, le  
21 Distributeur ne peut donc pas inscrire  
22 ces volumes dans son bilan en  
23 puissance, tant à des fins de  
24 planification que de fiabilité.

25 On note que les hivers, la Régie note que les

1       hivers deux mille treize-deux mille quatorze (2013-  
2       2014) et deux mille quatorze-deux mille quinze  
3       (2014-2015) ont été froids et que le Distributeur a  
4       pu s'approvisionner sur les marchés court terme  
5       jusqu'à trois mille mégawatts (3000 MW). Alors, la  
6       question qu'on avait, c'est : est-ce que, même si  
7       les quantités ne sont pas garanties, est-ce qu'on  
8       ne devrait pas en déduire ou conclure qu'il y a une  
9       certaine profondeur sur les marchés de court terme,  
10      que vous avez quand même une capacité à obtenir les  
11      quantités, des quantités substantielles?

12     R. Je voudrais vraiment faire une distinction entre  
13      les deux marchés, entre le marché de l'énergie et  
14      le marché de la puissance. Je vais prendre  
15      l'exemple de l'Ontario. Il y a un marché organisé  
16      pour de l'énergie, donc il y a une bourse de  
17      l'énergie en Ontario où on peut acheter des  
18      mégawatts de façon horaire. Évidemment, ces  
19      mégawatts-là ne sont pas garantis, c'est vraiment  
20      de l'énergie qui est disponible de façon horaire.  
21      Mais elle est rappelable en tout temps, donc en  
22      tout temps, l'Ontario peut décider de couper les  
23      livraisons en exportation pour répondre aux besoins  
24      du réseau ontarien. Donc, il n'y a aucune garantie  
25      qui est associée à cette énergie-là, mais elle est

1 plutôt livrée en fonction des aléas et des besoins  
2 du réseau ontarien. Il n'y a pas de marché de la  
3 puissance pour l'Ontario. Je vais faire une  
4 comparaison avec le marché de New York où il y a un  
5 marché de puissance et il y a un marché pour  
6 l'énergie. Donc, le marché de l'énergie fonctionne  
7 de la même façon.

8 (9 h 40)

9 Par contre, on peut sécuriser ces quantités-là à  
10 New York par des contrats UCAP, par un marché de  
11 puissance. Ça veut dire quoi? Ça veut dire qu'en  
12 pratique, un producteur newyorkais, mettons, qui  
13 décide de répondre à nos appels d'offres de  
14 puissance, il va enlever sa centrale de la zone de  
15 fiabilité de New York. Donc, la centrale va être  
16 dédiée aux besoins du Québec. Elle devient... elle  
17 est physiquement, évidemment, toujours à New York  
18 mais elle devient dédiée aux besoins québécois.  
19 Donc, elle n'est pas rappelable, elle va répondre  
20 uniquement aux besoins du Québec.

21 Une fois qu'on a un tel contrat, évidemment  
22 ça devient une quantité de puissance garantie et  
23 disponible qu'on peut inscrire aux bilans de  
24 puissance. Donc, on l'inscrit à nos bilans de  
25 puissance... aux bilans de puissance du

1 Distributeur et on l'inscrit même aux bilans de  
2 puissance de la zone de contrôle du Québec. Donc,  
3 dans les rapports du NPCC, ça devient une centrale  
4 qui est dédiée pour les besoins du Québec.

5 Pour illustrer l'engagement qui vient avec,  
6 du point de vue New York, c'est que s'il devait y  
7 avoir des problèmes de délestage, hein, en bout de  
8 ligne c'est ça la... ils s'engagent à couper les  
9 livraisons de la centrale dans la même proportion  
10 que le délestage qu'il peut y avoir à New York.  
11 Autrement dit, ils la traitent vraiment... ils  
12 traitent comme étant une charge qui ne peut être  
13 appelée qu'à l'ultime recours, l'ultime recours  
14 étant de satisfaire les besoins de la zone de  
15 contrôle de New York.

16 Donc, c'est un peu la distinction qu'on...  
17 c'est la distinction entre le marché de l'énergie  
18 et le marché de la puissance. Un est garanti, il  
19 répond à des questions de fiabilité, l'autre est un  
20 moyen qui est disponible de façon horaire. Et,  
21 effectivement, on a pu compter sur des quantités  
22 importantes de façon horaire, mais il y a déjà eu  
23 des coupures aussi sur des marchés horaires. Donc,  
24 il peut y avoir des contraintes qui font que ces  
25 quantités-là ne sont pas livrées tel que prévu.

1 Q. [12] Merci. Ma prochaine question va porter sur  
2 votre réponse à la question 2.2 de la Régie. En  
3 fait, c'est la réponse que vous avez donnée à la  
4 question 1.1, à laquelle vous nous réferez dans la  
5 question 2.2. Vous indiquez que :

6 À la lumière des données récentes  
7 portant sur le coût de ces  
8 équipements, il apparaît évident que  
9 le coût de 90 \$/kW-an est sous-estimé.  
10 D'une part, le prix de la puissance  
11 pour le dernier bloc retenu par le  
12 Distributeur dans le cadre de l'A/O  
13 2015-01 est de 126,60...

14 Alors, ce qu'on se demandait c'est : Pourquoi le  
15 Distributeur n'utilise pas l'hypothèse d'une  
16 utilisation de la centrale à cinquante pour cent  
17 (50 %) du temps, comme il l'a toujours fait, plutôt  
18 que d'utiliser à cent pour cent (100 %) du temps  
19 alors que les besoins, dans le cadre du présent  
20 dossier, de la centrale se manifestent seulement en  
21 hiver?

22 R. En fait, juste revenir sur le cent vingt-six  
23 dollars (126 \$), c'est le résultat de l'appel  
24 d'offres. Donc, ce n'est pas une hypothèse, c'est  
25 vraiment le prix obtenu du... ce n'est pas le prix

1           moyen, c'est le prix du dernier bloc, donc le bloc  
2           le plus cher dans le... le bloc le plus cher retenu  
3           dans le cadre de l'appel d'offres. À ce titre  
4           d'ailleurs, les contrats ont été déposés vendredi,  
5           je crois, et le dernier contrat, donc un contrat de  
6           deux cents mégawatts (200 MW), le prix est de cent  
7           vingt-six dollars (126 \$).

8           Q. **[13]** Votre hypothèse, si je ne me trompe pas, c'est  
9           entre quatre-vingt-dix (90) et cent vingt (120),  
10          est-ce que c'est bien ça?

11          R. Ce sont les indications qu'on a, plus proche de...  
12          je pense que c'était au-delà de quatre-vingt-dix  
13          (90), c'était plus cent dix (110), non? C'est quoi  
14          le prix... le balisage donne quoi? Ah! ici.  
15          Excusez-moi, le balisage, il donnait des coûts  
16          unitaires qui varient entre cent quatorze (114) et  
17          cent quarante-neuf dollars (149 \$) du kilowatt-an.  
18          C'est ce qui figure à la réponse 2.1 aussi.

19                        Et ce qu'on a obtenu comme prix, dans  
20          l'appel d'offres 2015-01, pour cinq cents mégawatts  
21          (500 MW), c'est un prix moyen de cent six dollars  
22          (106 \$) et le bloc le plus cher pour ces cinq cents  
23          mégawatts (500 MW) est de cent vingt-six (126)...  
24          cent vingt-six dollars (126 \$).

25          Q. **[14]** D'accord. Mais l'essentiel de la question

1 c'est pour savoir pourquoi utiliser une hypothèse  
2 de cent pour cent (100 %) d'utilisation plutôt que  
3 cinquante pour cent (50 %), comme vous le faisiez  
4 avant. Alors que la puissance de la centrale va...  
5 le besoin de la centrale se manifeste en hiver.

6 (9 h 46)

7 M. HANI ZAYAT :

8 R. Alors, je vais revenir sur l'hypothèse de cinquante  
9 pour cent (50 %), effectivement. Une hypothèse  
10 de... je vais le dire comme ça, une hypothèse où la  
11 centrale est en Ontario, mais... à New York, par  
12 exemple, où on place la centrale à New York et on  
13 dit, elle va livrer pour le Québec cinquante... en  
14 hiver et elle va servir pour les besoins d'été à  
15 New York. Bien, évidemment elle va venir utiliser  
16 les capacités d'interconnexion de la...  
17 d'interconnexion avec New York, donc ça va venir  
18 réduire d'autant les mille mégawatts (1000 MW)  
19 disponibles pour ce qui est de... pour ce qui est  
20 du marché de court terme vis-à-vis de New York.

21 À ce titre d'ailleurs, même dans l'appel  
22 d'offres on avait ouvert... on avait ouvert dans  
23 l'appel d'offres de long terme en disant si la  
24 centrale était à l'extérieur de la zone de  
25 contrôle, donc qui permettrait d'ouvrir, dans le



1 fond, de tester cette hypothèse où le cinquante  
2 pour cent (50 %) pourrait servir ou la moitié de la  
3 centrale pourrait servir à un autre réseau,  
4 évidemment à la condition qu'il y ait... qu'elle ne  
5 vienne pas mettre en péril les interconnexions  
6 existantes et notre capacité d'importer de la  
7 puissance. Autrement dit, il ne faut pas que ça  
8 vienne remplacer quelque chose qu'on a déjà, mais  
9 que ce soit à la marge. Et effectivement, on n'a  
10 pas reçu d'offres de l'extérieur, donc il n'y a  
11 aucun producteur qui a proposé un tel scénario.  
12 Évidemment, on peut comprendre que les... dans un  
13 tel scénario, les coûts d'interconnexions peuvent  
14 être assez importants.

15 LA PRÉSIDENTE :

16 Q. [15] O.K. Peut-être juste une précision  
17 additionnelle. Dans le passé, vous utilisiez  
18 l'expression kilowatt-hiver pour calculer le coût  
19 de la puissance et là on parle d'un kilowatt-an.  
20 Pouvez-vous être juste... mieux nous faire  
21 comprendre pourquoi on a changé cette façon de  
22 calculer?

23 M. HANI ZAYAT :

24 R. En fait, on a commencé à parler de kilowatt-hiver  
25 beaucoup avec l'interruptible. C'est sûr que pour

1 nous c'est essentiellement la même... c'est la même  
2 chose d'une certaine façon. Dans le sens que pour  
3 l'interruptible, c'est sûr que c'est pour une  
4 période de quatre mois, donc on va parler de  
5 kilowatt-hiver, mais on pourrait parler aussi de  
6 kilowatt-an parce que pour les mois hors hiver,  
7 dans le cas de l'interruptible, c'est zéro, donc la  
8 puissance n'est pas disponible et elle ne coûte  
9 rien. En pratique, les mégawatts sont pour la  
10 période d'hiver, donc le besoin de puissance est  
11 pour le besoin d'hiver. Pour le besoin d'hiver.

12 Dans le cas de l'appel d'offres, j'aurais  
13 pu parler effectivement de cent vingt-six dollars  
14 du kilowatt-hiver (126 \$/kW-hiver), mais en bout de  
15 ligne, la facture globale aurait été la même.

16 Me ALEXANDRE de REPENTIGNY :

17 Q. **[16]** Je vais maintenant, ma prochain question va  
18 porter sur votre réponse à la question 3.1 de la  
19 Régie. La Régie vous posait une question sur les  
20 coûts de suspension annuelle des livraisons de la  
21 centrale. Elle vous demandait de préciser si le  
22 Distributeur faisait référence aux coûts en énergie  
23 et en puissance seulement, à savoir si... le  
24 Distributeur mentionnait :

25 Les coûts de suspension annuelle des

1 livraisons de la Centrale ne sont pas  
2 inclus dans les coûts des ententes.  
3 Les coûts des ententes avec TCE et Gaz  
4 Métro sont à la marge des ententes  
5 existantes.

6 Et ce que vous nous avez répondu, c'est :

7 Les coûts de suspension annuelle des  
8 livraisons de la Centrale ne sont pas  
9 inclus dans les coûts des ententes.  
10 Les coûts des ententes avec TCE et Gaz  
11 Métro sont à la marge des ententes  
12 existantes.

13 Excusez-moi, je me... Excusez-moi. Vous avez  
14 répondu plutôt :

15 Le Distributeur fait référence aux  
16 montants pour la prime fixe du contrat  
17 d'approvisionnement en base et pour  
18 les coûts de suspension des livraisons  
19 de la centrale. Ces montants seront  
20 versés à TCE jusqu'à l'expiration du  
21 contrat en 2026, indépendamment de  
22 l'entente intervenue avec TCE pour  
23 l'utilisation de la centrale en  
24 période de pointe. Ces montants ne  
25 doivent donc pas être inclus aux coûts

1 fixes annuels des ententes avec TCE et  
2 Gaz Métro.

3 Alors, ma première question est la suivante : le  
4 contrat de TCE qui est suspendu concerne sept cent  
5 quarante-sept mégawatts (747 MW) de puissance et  
6 l'énergie en base correspondante soit environ  
7 quatre point trois térawattheures (4,3 TWh), est-ce  
8 que c'est exact?

9 LA PRÉSIDENTE :

10 Cinq cent quarante-sept (547 MW).

11 M. RICHARD LAGRANGE :

12 R. On parle de cinq cent quarante-sept (547 MW).

13 Me ALEXANDRE de REPENTIGNY :

14 Q. **[17]** Cinq cent quarante-sept mégawatts (547 MW).

15 R. O.K. J'avais entendu sept cent quarante-sept  
16 (747 MW), excusez. Donc, cinq quarante-sept  
17 (547 MW) et quatre point trois térawattheures  
18 (4,3 TWh).

19 Q. **[18]** Cinq cent quarante-sept mégawatts (547 MW) de  
20 puissance et quatre point trois térawattheures  
21 (4,3 TWh).

22 R. Térawattheures, c'est exact.

23 Q. **[19]** On comprend que le Distributeur continuera  
24 d'assumer les coûts de ce contrat suspendu et que  
25 la nouvelle entente constitue des coûts

1            additionnels. Est-ce qu'on doit comprendre ou est-  
2            ce que cela veut dire que le Distributeur paye deux  
3            fois pour des coûts de puissance d'un peu plus de  
4            cinq cents mégawatts (500 MW)?

5            (9 h 51)

6            M. HANI ZAYAT :

7            R. Non, je ne dirais pas qu'il paie deux fois pour des  
8            coûts de puissance, il paie pour une centrale qui,  
9            dont les livraisons sont suspendues, donc c'est ça  
10           l'entente, l'entente pour la suspension des  
11           livraisons. Et le contrat qu'on examine  
12           présentement, c'est pour utiliser la centrale pour  
13           une période de pointe, donc c'est vraiment pour une  
14           utilisation sporadique et non pas pour une  
15           utilisation de huit mille sept cent soixante  
16           (8 760) heures.

17                    Une centrale qui fait un seul démarrage,  
18           dans le fond, je vais donner un exemple, le premier  
19           (1er) janvier, et qui roule pendant huit mille sept  
20           cent soixante (8 760) heures, ce n'est pas tout à  
21           fait la même configuration qu'une centrale qui est  
22           toujours disponible mais qui ne produit pas, dans  
23           le fond, et qui doit répondre à des préavis de  
24           douze heures dans l'entente.

25                    Donc l'entente qui est là, c'est pour que

1 la centrale puisse fonctionner comme une centrale  
2 de pointe, donc avec des préavis de douze heures,  
3 où elle va être là pendant toute la période  
4 d'hiver, et une centrale qui est quand même  
5 disponible à l'extérieur de la zone d'hiver,  
6 évidemment selon certains paramètres et conditions  
7 d'opération pour l'opérateur de la centrale, qui  
8 est TransCanada.

9 Q. **[20]** Merci.

10 R. Par ailleurs, l'entente avec TransCanada stipule  
11 que la, dans un mode d'opération comme ça, en mode  
12 hiver, donc pendant les grands froids, on va le  
13 dire comme ça, la contribution en puissance de la  
14 centrale serait de cinq cent soixante-dix mégawatts  
15 (570 MW), et non pas cinq cent quarante-sept  
16 (547 MW), sujet à des tests de fiabilité, dans le  
17 fond, de la part de TransCanada, et pourrait même  
18 aller au-delà du cinq cent soixante-dix mégawatts  
19 (570 MW), donc jusqu'à six cent vingt mégawatts  
20 (620 MW), le cinquante mégawatts (50 MW) étant  
21 « approuvé », entre guillemets, donc attesté par  
22 TransCanada, et qui serait sujet à un coût  
23 supplémentaire pour le Distributeur, dans le fond.  
24 Donc c'est un cinquante mégawatts (50 MW) qui  
25 serait, s'il est disponible, qui serait payé un

1           tarif unitaire avantageux pour le Distributeur.

2       Q. **[21]** Merci. Maintenant, je vais vous référer à  
3       votre réponse à la question 1.1 de la Régie. Dans  
4       votre réponse, le Distributeur indique qu'il a  
5       sensiblement réduit les rappels d'énergie différée  
6       pour deux mille dix-huit - deux mille dix-neuf  
7       (2018-2019), deux mille dix-neuf - deux mille vingt  
8       (2019-2020), deux mille vingt - deux mille vingt et  
9       un (2020-2021), par rapport à sa prévision de  
10      l'État d'avancement de novembre deux mille quatorze  
11      (2014). Le Distributeur indique, c'est aux lignes 8  
12      à 12 :

13                           La Contribution en puissance des  
14                           contrats en base et cyclable d'Hydro-  
15                           Québec Production est inférieure à  
16                           celle présentée dans l'État  
17                           d'avancement 2014 compte tenu de la  
18                           diminution des rappels d'énergie  
19                           différée attribuable à la diminution  
20                           de la demande. Le Distributeur  
21                           rappelle que ces retours sont  
22                           déterminés sur la base des besoins en  
23                           énergie. Ainsi, des rappels d'énergie  
24                           de décembre à mars, au-delà des  
25                           quantités prévues au bilan, se

1 traduiraient essentiellement par des  
2 volumes additionnels d'électricité  
3 patrimoniale inutilisée.

4 Est-ce que c'est exact que les retours d'énergie  
5 peuvent aller jusqu'à quatre cents mégawatts  
6 (400 MW) par mois à la discrétion du Distributeur?

7 R. Effectivement, ils peuvent, les retours peuvent  
8 aller jusqu'à quatre cents mégawatts (400 MW) à la  
9 discrétion du Distributeur. Je préciserai :  
10 discrétion du Distributeur, autrement dit, c'est  
11 une fois qu'on s'engage, une fois qu'on demande ou  
12 qu'on demande un rappel de quatre cents mégawatts  
13 (400 MW), le quatre cents mégawatts (400 MW) est  
14 livré cent pour cent (100 %) du temps, donc pendant  
15 tout le mois, et non pas de façon... et non pas de  
16 façon horaire.

17 Donc un retour comme on en a fait au cours  
18 des hivers derniers, un rappel de quatre cents  
19 mégawatts (400 MW) en janvier nécessite, voudrait  
20 dire la livraison de quatre cents mégawatts  
21 (400 MW) pendant les sept cent quarante-quatre  
22 (744) heures du mois de janvier. Donc ce n'est pas  
23 tout à fait un moyen de pointe, il peut être,  
24 évidemment, il est présent à la pointe; par contre,  
25 il va générer, dans la mesure où le reste du mois



1 de janvier est normal, il va générer  
2 essentiellement de l'électricité patrimoniale  
3 inutilisée puisqu'il n'y a pas de besoin pour cette  
4 énergie-là, à part pour les quelques heures de  
5 pointe.

6 Q. **[22]** O.K. Est-ce que vous pouvez confirmer ou est-  
7 ce que vous pouvez me dire si c'est exact que les  
8 retours d'énergie prévus dans l'État d'avancement  
9 du Plan pour les années deux mille dix-huit- deux  
10 mille dix-neuf (2018-2019), deux mille dix-neuf -  
11 deux mille vingt (2019-2020), deux mille vingt -  
12 deux mille vingt et un (2020-2021), étaient  
13 seulement pour les mois de janvier et février?

14 R. Je ne pourrais pas vous le confirmer, je n'ai pas  
15 le détail, mais effectivement, c'est des quantités  
16 qui étaient prévues pour les besoins d'hiver, donc  
17 pour les besoins de janvier et février. Mais je  
18 n'ai pas le détail sous les yeux pour voir qu'est-  
19 ce qui était planifié dans l'État d'avancement et  
20 pour quel(s) mois c'était présent, ces quatre cents  
21 mégawatts (400 MW). Donc ça pourrait être présent  
22 pour janvier, février, il peut y avoir une  
23 modulation, si le besoin avait été là, mettons, en  
24 décembre, il aurait pu y avoir des quantités en  
25 décembre, ou en mars. Mais je ne peux pas répondre,

1 confirmer que c'était uniquement pour janvier,  
2 février.

3 (9 h 57)

4 Q. **[23]** Parce que, notre compréhension, c'est que pour  
5 janvier, février, les retours d'énergie étaient  
6 essentiellement prévus pour ces deux mois là. On  
7 comprend que, pour ces deux mois là, l'énergie  
8 vient des besoins essentiellement de chauffage.  
9 Alors, est-ce qu'on n'est pas dans une situation où  
10 les besoins ne diminuent pas au cours de ces deux  
11 mois là, au cours de cette période-là? Parce que ce  
12 que vous disiez c'est que la demande,  
13 essentiellement, diminue et donc, c'est pour ça que  
14 vos rappels d'énergie sont sensiblement réduits.  
15 Mais, au cours de ces mois-là, on constate...

16 R. Quand on parle de diminution des besoins d'énergie,  
17 on parle de la diminution par rapport à ce qui  
18 était... à l'état d'avancement. Évidemment, ce  
19 n'est pas les besoins de chauffage qui ont diminué  
20 mais les autres besoins, par ailleurs. Donc, là  
21 aussi je n'ai pas la prévision de la demande  
22 spécifique sous les yeux pour ces années-là mais  
23 c'est probablement des... c'est certainement, je  
24 dirais, des... ce sont des besoins industriels qui  
25 ont disparu et qui font que toute la base est plus

1 basse et donc, le besoin net de janvier, février  
2 est plus bas. Donc, le besoin en énergie... l'aléa  
3 en puissance est toujours, le besoin en puissance  
4 est toujours là, le besoin de chauffage est  
5 toujours là mais le fait qu'il y ait un... on va  
6 prendre une industrie qui n'est plus là, en  
7 janvier, février, bien, évidemment, ça vient  
8 enlever toute la justification de faire un rappel  
9 pendant toutes les heures. Parce que, typiquement,  
10 les industries sont là pendant toutes les heures  
11 d'un mois ou soixante-dix pour cent (70 %) du  
12 temps, soixante pour cent (60 %) du temps, et c'est  
13 ce qui justifie les rappels en énergie.

14           Donc, la diminution de ces besoins  
15 industriels là, c'est ce qui vient enlever la  
16 justification pour des rappels d'énergie. C'est  
17 tout notre déséquilibre, je dirais, entre le bilan  
18 en énergie et le bilan en puissance. Dans le fond  
19 on a des charges industrielles qui sont en train de  
20 diminuer, donc qui... ou c'est des industries qui  
21 ne sont pas là, ce qui fait qu'on a des clients  
22 avec des facteurs d'utilisation de soixante (60),  
23 soixante-dix (70), quatre-vingts pour cent (80 %)  
24 qui disparaissent et donc, qui viennent générer un  
25 surplus d'énergie important, c'est des clients qui

1 consommaient énormément d'énergie. Alors, que le...  
2 Et la proportion du client résidentiel, dans la  
3 prévision de la demande, est de plus en plus  
4 importante. Donc, avec des appels de puissance  
5 importants et une contribution relativement  
6 faible... relativement faible en énergie.

7 M. RICHARD LAGRANGE :

8 R. Je pourrais peut-être compléter aussi en... par  
9 rapport à votre question, je pense que c'est  
10 l'angle sous lequel vous voulez l'aborder. C'est  
11 qu'effectivement, dans l'état d'avancement, on  
12 voyait des rappels de puissance reliés au contrat  
13 avec HQP plus importants. Mais comme Hani vient  
14 de... On peut-tu prénommer? Oui ... vient de le  
15 mentionner, les besoins ont baissé. Et il ne faut  
16 pas oublier que les contrats d'énergie différée,  
17 l'essentiel derrière ça c'est pour rappeler de  
18 l'énergie. Il faut qu'il y ait un besoin en énergie  
19 qui justifie le rappel. Donc, c'est pour ça qu'on  
20 voyait que, dans l'état d'avancement, les besoins  
21 justifiaient des rappels plus importants, jusqu'à  
22 hauteur du quatre cents mégawatts (400 MW) dont  
23 vous avez fait mention précédemment. Mais les  
24 nouveaux besoins que l'on voit aujourd'hui, dans la  
25 mise à jour du tableau dans la réponse, ne

1 justifiant pas de faire des rappels aussi  
2 importants. Si on le faisait, comme Hani l'a  
3 mentionné, tout ce qu'on ferait, compte tenu qu'on  
4 est obligés de rappeler pour le mois en entier,  
5 tout ce qu'on ferait c'est rappeler de l'énergie  
6 dont on n'a pas besoin. Donc, on ne ferait  
7 qu'augmenter l'énergie patrimoniale inutilisée. Si  
8 on montait au même niveau qu'on avait présenté dans  
9 l'état d'avancement en deux mille quatorze (2014).

10 M. HANI ZAYAT :

11 R. N'oubliez pas que notre bilan en énergie est très  
12 largement en surplus, hein, on parle de surplus qui  
13 sont pratiquement de dix térawattheures (10 TWh)  
14 sur tout l'horizon. Donc, tout rappel d'énergie va  
15 servir pendant quelques heures et, tout le reste,  
16 c'est de l'inutilisé. Une base d'un scénario  
17 normal.

18 Q. **[24]** Parfait. Merci, ça va mettre fin à mes  
19 questions.

20 LA PRÉSIDENTE :

21 Merci, Maître de Repentigny.

22 INTERROGÉS PAR LA PRÉSIDENTE :

23 Q. **[25]** Je vais avoir quelques questions  
24 additionnelles justement en lien avec la question  
25 que maître Alexandre de Repentigny vient de poser.

1 Si on fait des rappels en janvier et février, vous  
2 nous dites que cela va se traduire nécessairement  
3 par de l'électricité patrimoniale non utilisée.  
4 Mais est-ce que ça ne pourrait pas aussi se  
5 traduire par une réduction des besoins d'achat sur  
6 les marchés de court terme?

7 M. HANI ZAYAT :

8 R. Des achats de puissance?

9 Q. **[26]** Oui.

10 R. Oui, ça pourrait se traduire par... effectivement,  
11 si l'énergie est disponible, la puissance... enfin,  
12 les contrats d'énergie différée, donc une fois  
13 qu'on fait un rappel, on peut inscrire le quatre  
14 cents mégawatts (400 MW) au bilan de puissance.  
15 Donc, oui, ça serait... ça viendrait réduire les  
16 besoins de court terme d'autant puisque c'est une  
17 quantité qui est disponible pour le Distributeur à  
18 ce moment-là. Donc, ça viendrait...

19 Q. **[27]** Bien, pour les achats de puissance et non pas  
20 pour les achats d'énergie. Pour l'énergie...

21 (10 h 03)

22 R. Pour l'énergie en hiver, typiquement, quand la  
23 pointe est là, les besoins sont très importants. On  
24 l'a vu tantôt dans une des réponses, on peut être  
25 importateur de trois mille mégawatts (3000 MW),

1 bien c'est sûr que les rappels, ils vont fournir  
2 quatre cents mégawatts (400 MW) de ce trois mille  
3 (3000) puis tout le reste de l'énergie va être les  
4 autres heures où le besoin n'est pas de trois mille  
5 (3000) mais où il est beaucoup plus bas. Donc,  
6 c'est là où les marchés vont permettre d'aller  
7 chercher la pointe ou la fine pointe, alors que les  
8 rappels vont donner un quatre cents mégawatts  
9 (400 MW) qui est uniforme tout le mois ou tous les  
10 deux mois qu'on va l'avoir rappelé.

11 Q. **[28]** O.K.

12 R. À ce titre, d'ailleurs, on a quand même des  
13 quantités de rappel lorsqu'elles sont justifiées.  
14 Par exemple, en deux mille... à l'hiver deux mille  
15 dix-huit - deux mille dix-neuf (2018-2019), il y a  
16 un six cent cinquante mégawatts (650 MW) qui est  
17 inscrit au bilan d'HQP... pas au bilan mais comme  
18 étant... provenant d'HQP, donc il y a un cinquante  
19 mégawatts (50 MW) de rappel qui est prévu en deux  
20 mille dix-huit - deux mille dix-neuf (2018-2019).  
21 Donc ce cinquante mégawatts (50 MW) là est justifié  
22 par des besoins d'énergie aussi. Je ne dis pas  
23 qu'il n'y a pas de... qu'il ne suscite pas de  
24 patrimonial inutilisé, mais dans des proportions  
25 qui sont justifiables. Donc, c'est là où on module,

1 dans le fond, les rappels en fonction des besoins  
2 d'énergie.

3 Q. [29] O.K. Je vais déposer un bilan en puissance  
4 révisé en tenant compte de votre réponse, je crois  
5 c'est à la question 1.1. Johanne, je vais vous le  
6 laisser. Et on a ajouté le marché de court terme  
7 jusqu'à mille cinq cents mégawatts (1500 MW).  
8 J'aimerais juste qu'on regarde ce bilan ensemble.  
9 Donc, ça serait la pièce A-15.

10

11 A-15 : Bilan en puissance

12

13 Vous comprendrez qu'on a fait ça assez rapidement,  
14 donc on espère qu'il n'y ait pas d'erreurs.

15 Donc, ma première question, c'est, en fait, puis je  
16 pense que c'est une question qui a été posée, je  
17 crois, par certains intervenants aussi. Lorsque,  
18 maintenant, le Distributeur présente son bilan en  
19 puissance, il n'ajoute pas la contribution des  
20 marchés de court terme. Alors, ma première  
21 question, c'est, j'aimerais, dans le fond, mieux  
22 comprendre pourquoi cette contribution-là ne se  
23 retrouve pas dans votre bilan puis j'aurai d'autres  
24 questions après.

25



1 M. HANI ZAYAT :

2 R. Dans le fond, je vais revenir sur la contribution

3 des marchés de court terme. Les marchés de court

4 terme sont présents, donc oui, pour le

5 Distributeur, il y a des possibilités d'acheter de

6 la puissance sur ces marchés-là à tous les ans avec

7 un an ou deux ans de préavis. On a vu, l'année

8 dernière, quatre ans de préavis, le marché n'a pas

9 trop bien réagi. Donc, oui, le marché de court

10 terme est présent, le Distributeur y a recours

11 depuis deux mille cinq (2005), en fait, puis il va

12 continuer à y avoir recours. Ce qu'on a présenté,

13 le mille cinq cents mégawatts (1500 MW) est une

14 indication, dans le fond, de ce que ça peut, puis

15 je ne dirais pas de ce que ça peut représenter,

16 mais on a dit c'est un maximum théorique, d'une

17 certaine façon. Le mille cents mégawatts (1100 MW)

18 de recours aux interconnexions à l'interconnexion

19 de New York, c'est, évidemment, si on va

20 chercher... s'il y a suffisamment d'offres, donc

21 s'il y a des producteurs qui mettent leur centrale

22 dans la balance, si on est capable d'aller la

23 chercher, la mettre sous contrat, on est capable de

24 transiter mille cent mégawatts (1100 MW). De la

25 même façon, pour le marché... pour le quatre cents

1 (400) additionnel, ça suppose qu'il y a  
2 suffisamment de profondeur dans le marché québécois  
3 pour aller chercher un quatre cents mégawatts  
4 (400 MW) additionnel.  
5 Donc, c'est un marché qui est... c'est un maximum,  
6 le mille cinq cents mégawatts (1500 MW). Dans les  
7 conditions actuelles, du moins, c'est un maximum.  
8 Et ce n'est pas quelque chose sur lequel on peut  
9 compter de façon systématique. Ou en tout cas, ça  
10 serait... ça serait... je vais peser mes mots,  
11 déraisonnable ou pas prudent de ne pas compter sur  
12 une contribution des marchés de court terme  
13 systématiquement de mille cinq cents mégawatts  
14 (1500 MW) année après année. On sait plutôt que  
15 c'est quelque chose, on pourrait aller jusque-là,  
16 mais en termes de planif, si le maximum est de  
17 mille cinq cents (1500), bien c'est sûr, on va être  
18 plus... on va avoir tendance à compter de façon  
19 systématique sur le marché pour des quantités qui  
20 sont beaucoup moindres que mille cinq cents (1500).  
21 (10 h 09)  
22 On n'a pas mis ce chiffre-là. Est-ce que c'est la  
23 moitié du mille cinq cents (1500)? Est-ce que c'est  
24 huit cents (800)? Est-ce que c'est neuf cents  
25 (900)? Est-ce que c'est mille (1000)? On est dans

1 ces ordres-là. Quand on regarde le bilan, l'autre  
2 point, c'est, oui, ça peut être sporadique. Oui, on  
3 pourrait... comme quand on regarde le bilan et  
4 qu'on voit l'année deux mille dix-sept - deux mille  
5 dix-huit (2017-2018), cette année-là est à mille  
6 quatre cents mégawatts (1400 MW). Je peux vous dire  
7 qu'on voit cette année-là avec appréhension, le  
8 mille quatre cents mégawatts (1400 MW). C'est pas  
9 quelque chose qui se fait en criant « ciseau ».

10 Il y a la disponibilité de TCE, on l'a mis  
11 en... plus à titre indicatif, dans le fond. La  
12 Centrale est disponible, le gaz n'est pas assuré,  
13 la bombonne de gaz n'est pas prête. On va voir de  
14 quelle façon on est capable de sécuriser, si  
15 possible, du gaz pour la période de pointe. Mais,  
16 c'est sûr que des achats de court terme de mille  
17 quatre cents mégawatts (1400 MW), c'est quelque  
18 chose qui est assez important. Je pense qu'on n'a  
19 jamais... on n'a jamais acheté autant de puissance  
20 sur les marchés puis je ne pense pas qu'il y ait un  
21 réseau qui ait acheté autant de puissance sur un  
22 marché.

23 Donc, tenir compte de mille cinq cents  
24 (1500) comme étant... traduire le mille cinq cents  
25 (1500) comme étant un moyen disponible à tous les

1           ans et de prendre le reste dans les contrats de  
2           long terme, ce serait renverser les critères de  
3           planif, je vais le dire comme ça.

4                        Donc, une fois qu'on voit un besoin qui est  
5           récurrent, qui est sûr, qui est toujours là et qui  
6           est en croissance en plus, comme on le voit, bien  
7           c'est sûr qu'il faut agir puis mettre en place des  
8           moyens de production et un contrat de long terme.  
9           C'est un peu ce qu'on a fait.

10                      Au-delà de ça, il reste quand même des  
11           quantités... des quantités résiduelles. Et quand on  
12           regarde notre bilan ajusté, je veux dire, que ce  
13           soit le bilan, je pense, le bilan que vous venez de  
14           présenter ou celui de la réponse à la demande de la  
15           Régie, il y a quand même... les marchés de court  
16           terme sont quand même... contribuent même au-delà  
17           du contrat d'HQP, du cinq cents mégawatts (500 MW)  
18           qui vient d'être attribué. Et même au-delà de la  
19           contribution de la Centrale de TransCanada, on a  
20           quand même recours aux marchés de court terme pour  
21           des quantités allant de huit cent cinquante  
22           mégawatts (850 MW) qui est l'année où la  
23           contribution est la plus faible en deux mille dix-  
24           neuf - deux mille vingt (2019-2020), à mille quatre  
25           cents mégawatts (1400 MW) en deux mille dix-sept -

1 deux mille dix-huit (2017-2018) - je vais les  
2 nommer - mille mégawatts (1000 MW) en deux mille  
3 vingt - deux mille vingt et un (2020-2021); mille  
4 deux cent cinquante (1250) en deux mille vingt et  
5 un - deux mille vingt-deux (2021-2022), donc ce  
6 sont des quantités...

7 On est toujours, à l'exception de la  
8 prochaine pointe, on est tout le temps autour de  
9 mille mégawatts (1000 MW) de contribution des  
10 marchés de court terme. C'est pas... c'est pas  
11 comme si on prenait ce marché-là puis on dit « non,  
12 non, on ne compte pas là-dessus. » Il est présent  
13 pour mille mégawatts (1000 MW). Mille mégawatts  
14 (1000 MW), c'est à peu près le... c'est le deux  
15 tiers du maximum théorique. C'est pas... ce ne sont  
16 pas des quantités qui sont négligeables et ce ne  
17 sont pas des quantités qui... qui nous permettent  
18 de dire « oui, il n'y a aucun problème. »

19 C'est sûr quand on va arriver à mille  
20 (1000), mille deux cent cinquante (1250) en deux  
21 mille vingt - deux mille vingt et un (2020-2021) et  
22 deux mille vingt et un - deux mille vingt-deux  
23 (2021-2022), il va falloir mettre en place des  
24 moyens qui vont répondre à ça au-delà des... au-  
25 delà des marchés de court terme.

1 Q. [30] Quand vous parlez des critères de  
2 planification, de fiabilité, de sécurité, pouvez-  
3 vous élaborer davantage sur les bases sur  
4 lesquelles vous vous appuyez pour justifier la  
5 prise en compte de ces critères de fiabilité?

6 R. Bien, c'est sûr que les critères de fiabilité, ils  
7 sont tenus en compte essentiellement à travers  
8 les... à travers la réserve, dans le fond. Donc,  
9 c'est les aléas de la demande, les aléas de  
10 l'offre, ils sont essentiellement traduits dans la  
11 réserve. Et la réserve, elle est là pour quoi? Elle  
12 est là pour tenir compte des indisponibilités des  
13 moyens de production, et là je parle  
14 d'indisponibilités techniques et non pas  
15 d'indisponibilités contractuelles, donc que ce soit  
16 une panne dans une centrale ou la probabilité qu'il  
17 y ait des pannes dans une centrale ou qu'on ait  
18 fait appel, par exemple, à des... à de  
19 l'interruptible systématiquement et qu'il ne soit  
20 plus disponible.

21 Elle fait référence aussi à un aléa de la  
22 demande, donc essentiellement des... un aléa de la  
23 demande en termes de température. Donc, le besoin à  
24 la pointe est fait en fonction d'une température  
25 normale, une température de pointe normale, donc

1 typiquement moins vingt degrés Celsius (-20 C) un  
2 seize (16) janvier ou un dix-huit (18) janvier.  
3 Mais, en pratique, il peut y avoir un moins vingt-  
4 quatre (-24 C), un moins trente (-30 C), le vent  
5 qui... Et ça, ça se traduit dans la réserve,  
6 donc... Par contre, la réserve, c'est un besoin  
7 qu'on doit tenir compte. On doit avoir les  
8 ressources pour répondre à ces aléas-là.  
9 (10 h 14)

10 Quand on fait donc la partie mécanique du  
11 tableau, donc juste quels sont nos moyens, lister  
12 les moyens, quelle est la demande et quelle est la  
13 réserve qu'on doit avoir pour répondre à la  
14 demande, on arrive à une ligne qui est donc... que,  
15 nous, on appelait « puissance additionnelle  
16 requise » puis la question qu'on se pose c'est :  
17 Est-ce qu'on est capable d'aller chercher cette  
18 puissance? Quelle est la meilleure façon d'aller  
19 sécuriser ces moyens de production là? Sachant que  
20 là, la... que les marchés de court terme peuvent  
21 répondre à cette demande-là. Donc, quand on voit la  
22 ligne qui va de cinq cent cinquante (550) jusqu'à  
23 mille six cent cinquante (1650) pour puissance  
24 additionnelle requise, on se dit, bon, à cinq cents  
25 mégawatts (500 MW), premièrement le moyen est

1 toujours là, il y a une tranche de pratiquement  
2 huit cents mégawatts (800 MW) qui est présente à  
3 tous les ans. C'est quelque chose qui peut...  
4 auquel on peut répondre sur les marchés de court  
5 terme. Par contre, dès que ça commence à dépasser,  
6 de façon significative, le huit cents mégawatts  
7 (800 MW) et que ce n'est pas un moyen... ce n'est  
8 pas un besoin sporadique, hein, ce n'est pas une  
9 année donnée, ce n'est pas à une année où le besoin  
10 est de mille deux cents (1200); le besoin, il est  
11 systématiquement et il est croissant, là il faut  
12 qu'on trouve une autre façon de répondre.

13 Donc, on essaie de trouver quelle est la  
14 partie qui doit être sécurisée par un moyen de long  
15 terme, qui est toujours le moyen qui est... le  
16 besoin qui est stable et qui doit être toujours  
17 présent. Et, à la marge, on va chercher les  
18 quantités sur les marchés de court terme. Je ne  
19 sais pas si j'ai suffisamment répondu.

20 J'avais peut-être deux éléments...

21 Q. **[31]** Allez-y.

22 R. ... additionnels. Il y a, évidemment, des... un  
23 aléa dont je n'ai pas beaucoup parlé au niveau du  
24 bilan, qui est présenté comme un moyen ferme. Dans  
25 nos premiers bilans, on a présenté la gestion de la



1 demande en puissance en une seule ligne, dans le  
2 fond, comme étant un seul moyen. Évidemment, ce  
3 moyen-là est constitué de plusieurs contrats. Il y  
4 a le programme d'interruptibles avec nos clients  
5 industriels, il y a évidemment aussi les contrats  
6 d'interruptibles avec Alouette, on l'a spécifié  
7 ici, et les autres interventions en GDP. Donc, là  
8 on parle de la gestion de la demande donc, chez les  
9 clients résidentiels, commerciaux, industriels qui  
10 peuvent contribuer jusqu'à hauteur de trois cents  
11 mégawatts (300 MW).

12 Quand on regarde ce total-là, mettons qui  
13 est de l'ordre de mille quatre cents (1400), mille  
14 cinq cents mégawatts (1500 MW), il y a des  
15 incertitudes qui sont autour de ça. Il y a de  
16 l'incertitude au niveau de l'électricité  
17 interruptible, là elle est plutôt... on aime à  
18 penser que c'est plutôt une incertitude positive,  
19 donc que l'électricité interruptible, nos clients  
20 vont pouvoir répondre aux huit cent cinquante  
21 mégawatts (850 MW), peut-être même un peu plus que  
22 le huit cent cinquante mégawatts (850 MW). Et  
23 l'exercice qu'on a fait l'année dernière c'est de  
24 bonifier le programme de façon à aller sécuriser et  
25 s'assurer que ces quantités-là sont présentes.

1                   Pour ce qui est du contrat d'interruptibles  
2 avec Alouette, le risque est plutôt que le contrat  
3 disparaisse. Donc, il y a des discussions qui font  
4 en sorte que le contrat d'interruptibles ne serait  
5 plus disponible pour le Distributeur. On a choisi  
6 de conserver, dans le fond, les deux... le total et  
7 de ne pas enlever tout de suite le contrat  
8 d'interruptibles d'Alouette dans la mesure où il  
9 pourrait être remplacé par de l'interruptible  
10 traditionnel, entre guillemets. Mais on a quand  
11 même un trois cents mégawatts (300 MW) associés à  
12 Alouette qui est à risque.

13                   Pour ce qui est des autres interventions en  
14 GDP, évidemment ce sont des quantités... je n'ai  
15 aucun problème à les conserver au bilan. Elles ne  
16 sont pas en place encore, donc j'ai bon espoir de  
17 pouvoir implanter des mesures pour atteindre le  
18 trois cents mégawatts (300 MW), peut-être même, on  
19 espère, un peu plus tôt que deux mille vingt - deux  
20 mille vingt et un (2020-2021). Mais, par contre,  
21 c'est encore quelque chose qui n'est pas disponible  
22 pour tout de suite.

23                   Puis je finirais en disant que pour ce qui  
24 est des marchés de court terme, évidemment les  
25 marchés sont disponibles mais le choix des

1 producteurs c'est aussi de s'engager à long terme,  
2 hein. Il y a des quantités, que ce soit au Québec  
3 ou ailleurs, qui peuvent être « bidées » dans les  
4 contrats à long terme et qui, une fois qu'elles  
5 sont sous contrat avec un tiers, évidemment elles  
6 ne sont plus disponibles pour nous. Je pense qu'on  
7 a vu une annonce ce matin sur l'intention du  
8 producteur de « bider » mille mégawatts (1000 MW)  
9 au New-Hampshire, bien c'est sûr que c'est... ça  
10 revient... c'est des quantités qui vont être  
11 contractées ailleurs. Donc, le marché de court  
12 terme est quelque chose qui est présent mais qu'il  
13 faut surveiller de près et on ne peut pas compter,  
14 de façon indéfinie, sur ce marché-là.

15 Q. **[32]** Pour revenir aux contributions attendues de  
16 l'électricité interruptible et du contrat avec  
17 Alouette, dans le dernier plan d'approvisionnement  
18 on avait justement demandé au Distributeur  
19 d'ajouter, pour ce qui est de l'électricité  
20 interruptible, peut-être une quantité de cent  
21 cinquante mégawatts (150 MW), si ma mémoire est  
22 bonne, dans la mesure où les nouvelles mesures qui  
23 ont été mises en place pour permettre à la  
24 clientèle visée d'offrir une plus grande quantité  
25 de puissance, on a vu que ça a quand même donné un

1 bon résultat l'année dernière, vous avez fait le  
2 choix de ne pas l'ajouter mais si on ajoutait un  
3 cent cinquante mégawatts (150 MW), à ce moment-là,  
4 il faudrait réduire ou affecter la contribution  
5 d'Alouette, si je comprends, attendu...

6 M. HANI ZAYAT :

7 R. Tout à fait, c'est pour ça qu'on l'a présenté comme  
8 étant un portefeuille dans le fond, c'est, oui,  
9 vous avez raison, on pourrait rajouter, enfin,  
10 j'espère qu'on va pouvoir le confirmer pour le  
11 prochain hiver...

12 Q. **[33]** Hum hum.

13 R. ... pouvoir confirmer un cent cinquante mégawatts  
14 (150 MW), peut-être plus même au niveau de  
15 l'interruptible traditionnel, mais toutes les  
16 indications qu'on a, c'est que plutôt le contrat  
17 d'Alouette ne serait plus disponible, par contre.

18 Q. **[34]** Et est-ce que vous avez une idée à quel moment  
19 vous allez être certains que ce contrat-là ne sera  
20 plus disponible, ou encore disponible, dans un  
21 horizon...

22 R. Je... je ne connais pas le calendrier précis mais  
23 probablement d'ici la fin de l'année.

24 Q. **[35]** O.K.

25 R. Sujet à validation, ce n'est pas moi qui suis au...

1 Q. **[36]** Oui, O.K. On voit évidemment que le bilan en  
2 puissance est présenté jusqu'à une période, jusqu'à  
3 la deux mille vingt-deux - vingt-trois (2022-2023),  
4 le contrat, l'amendement au contrat avec TCE porte  
5 sur une période qui se terminerait en deux mille  
6 trente-six (2036). Est-ce que vous avez quand même  
7 une indication des besoins du Distributeur en  
8 puissance pour cette période additionnelle, ou si  
9 vous avez fait une évaluation tout de même  
10 préliminaire de vos besoins pour justifier un achat  
11 de puissance sur une très longue période?

12 R. Bien sûr. Donc, en fait, je peux décomposer la  
13 partie additionnelle en deux tranches. Oui, il y a  
14 des besoins jusqu'en deux mille... jusqu'en deux  
15 mille vingt-six (2026) de façon certaine;  
16 d'ailleurs, quand on le voit, quand je parlais de  
17 besoin qui n'est pas sporadique, qui est récurrent,  
18 on le voit ici, il est récurrent, il est croissant,  
19 donc, puis la croissance, elle est maintenue au-  
20 delà de deux mille vingt-trois (2023).

21 L'autre phénomène qui se produit, au-delà  
22 de deux mille vingt-six (2026), je parlais de deux  
23 tranches, évidemment, au-delà de deux mille vingt-  
24 six (2026), il y a des contrats qui commencent à  
25 venir à échéance, donc les premiers contrats, les

1 premiers contrats éoliens viennent à échéance en  
2 septembre deux mille vingt-six (2026), si ma  
3 mémoire est bonne, donc il y a des moyens qui  
4 commencent à disparaître du portefeuille du  
5 Distributeur.

6 Les contrats avec HQP, les deux contrats  
7 avec HQP de six cents mégawatts (600 MW), ils  
8 viennent à échéance aussi à ces horizons-là, en  
9 deux mille vingt-six (2026) ou deux mille vingt-  
10 sept (2027)... mars deux mille vingt-sept (2027),  
11 je pense. Donc c'est sûr qu'au-delà de deux mille  
12 vingt-six (2026), deux mille vingt-sept (2027), ce  
13 n'est plus juste la prévision de la demande qui  
14 détermine, dans le fond, le bilan mais c'est aussi  
15 la disparition, ou l'échéance, l'échéance des  
16 contrats, des différents contrats, qui ont tous une  
17 durée, ou la majorité de nos contrats avait une  
18 durée de vingt (20) ans puis ils ont commencé en  
19 deux mille six (2006), que ce soit le développement  
20 éolien, les contrats avec HQP, les contrats de  
21 biomasse, en tout cas, il commence à y avoir, d'un  
22 point de vue « planif », là, si on tient compte des  
23 modalités contractuelles des différents moyens qui  
24 sont au bilan, bien, il y en a qui, ils commencent  
25 tous à disparaître à partir de deux mille vingt-six

1 - deux mille vingt-sept (2026-2027).

2 Q. [37] Écoutez, ça termine pour le moment mes  
3 questions mais je vais quand même prendre une pause  
4 avec les membres de mon équipe pour m'assurer que  
5 tout est complet. Et donc on va prendre une pause  
6 de quinze minutes, ou... bon, si ça dépasse quinze  
7 minutes, on va venir vous faire signe. Oui, Maître  
8 Gertler?

9 Me FRANKLIN S. GERTLER :

10 Bonjour, Madame la Présidente. Franklin Gertler,  
11 pour le ROÉÉ. Je voulais juste mentionner que c'est  
12 très intéressant, les questions sont bonnes, de  
13 nouvelles informations sortent, et on, je ne sais  
14 pas si je suis le seul mais pour mes clients, on  
15 connaît un certain inconfort devant le fait que des  
16 sujets que nous avons traités quand même, puis même  
17 certains sujets où on a comme ouvert le débat,  
18 j'ose dire, sont maintenant traités, de nouvelles  
19 informations, de nouvelles questions et réponses.

20 Et avec tout le respect que je dois à mon  
21 confrère de la Régie et à vous-même, je pense que  
22 vous avez des obligations de retenue qui font en  
23 sorte que vos questions ne peuvent pas être aussi,  
24 peut-être, aussi persistantes, je dirais, que  
25 certaines qui peuvent être posées par mes

1           confrères, il y en a beaucoup qui sont meilleurs  
2           que moi en contre-interrogatoire.

3                       Alors je signale simplement un certain  
4           inconfort par rapport à la façon de procéder. Je  
5           comprends qu'on veut économiser et on veut aller  
6           rapidement mais je pense, étant donné les sommes,  
7           la longueur du contrat qui est proposé, les sommes  
8           qui sont engagées et les enjeux, tant pour les  
9           consommateurs qu'environnementaux, que ça aurait  
10          été préférable, pour respecter nos droits puis le  
11          processus public de la Régie, de permettre à tout  
12          le monde de poser des questions puis peut-être même  
13          faire une preuve. Merci.

14          LA PRÉSIDENTE :

15          Écoutez, on a fait un choix procédural qui a été  
16          annoncé, il faut voir cette démarche comme une DDR-  
17          3 de la Régie. Je pense que vous avez eu l'occasion  
18          de poser toutes vos questions au Distributeur. Si  
19          jamais, à la lumière des informations  
20          additionnelles qui ont été transmises ce matin,  
21          vous avez une argumentation additionnelle à  
22          déposer, on va vous permettre de le faire, O.K.?

23                       Donc je pense que cela fait en sorte que  
24          tous et chacun ont l'information pertinente aux  
25          fins de la décision que nous allons avoir à rendre



1 et vous aurez l'occasion de faire part de tous les  
2 arguments qui militent en faveur ou en défaveur de  
3 la demande qui est déposée par le Distributeur.

4 Me FRANKLIN S. GERTLER :

5 Merci, Madame la Présidente.

6 LA PRÉSIDENTE :

7 Alors de retour dans quinze minutes, mettons vers  
8 onze heures moins quart (10 h 45). C'est bon?

9 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

10 REPRISE DE L'AUDIENCE

11 (10 h 46)

12 LA PRÉSIDENTE :

13 Q. **[38]** Ça ne sera pas trop long, juste une ou deux  
14 questions additionnelles. Première chose, juste une  
15 petite correction sur le tableau qui a été déposé  
16 en preuve par la Régie. On voit, dans le fond, à la  
17 deuxième... dans le deuxième tableau :

18 Puissance additionnelle requise après  
19 contribution des marchés de court  
20 terme

21 il faudrait lire plutôt :

22 Puissance additionnelle requise avant  
23 contribution des marchés de court  
24 terme

25 C'est pas pire pour quelque chose qui a été fait

1 rapidement, il n'y a pas d'erreur de chiffre. Bon.  
2 J'aimerais vous... revenir à la réponse à la  
3 question 1.5 de la demande de renseignements numéro  
4 2 de la Régie où vous faites référence à l'entente  
5 avec TCE. Et vous nous dites, bon :

6 [...] En effet, la situation  
7 particulière de la centrale de TCE est  
8 unique et a permis de conclure une  
9 entente avantageuse pour le  
10 Distributeur et sa clientèle.

11 Et vous ajoutez :

12 Si cette entente ne peut être menée à  
13 terme, il est peu probable que le  
14 Distributeur puisse renégocier de  
15 telles conditions, avec TCE ou toute  
16 autre contrepartie.

17 Pouvez-vous apporter quelques précisions par  
18 rapport à cette affirmation?

19 M. HANI ZAYAT :

20 R. Je pense que ce qu'on voulait refléter, dans le  
21 fond, c'est que la... l'entente avec TCE est une  
22 entente qui est... une entente qui est teintée par  
23 le contexte deux mille quatorze, deux mille quinze  
24 (2014-2015). C'est une entente qui porte sur... qui  
25 nous permet d'avoir de la puissance deux mille

1       seize, deux mille trente-six (2016-2036) pour faire  
2       les choses simples donc... Et il n'est pas clair  
3       que si l'entente devait être amputée de quelques  
4       années mettons qu'elle serait... qu'elle existerait  
5       encore.

6               Autrement dit, ce qu'on essayait de dire,  
7       c'est que, dans le fond, l'entente est telle qu'on  
8       l'a soumise. C'est un peu ça qu'on a en poche,  
9       c'est ce qui est disponible. Est-ce que l'entente  
10       serait disponible si on devait... Est-ce qu'on  
11       aurait les mêmes conditions? Est-ce que ça pourrait  
12       être encore le cas dans deux ans, dans trois ans?  
13       C'est pas clair que ce serait... c'est pas clair  
14       que ce serait le cas, sans vouloir présumer, juste  
15       pour dire, dans le fond, que pour la partie avec  
16       TCE, ça reflète les conditions, les conditions du  
17       moment. Et pour eux, c'était important d'avoir, en  
18       fait, chacune des clauses du... chacune des clauses  
19       du contrat a fait en sorte qu'on a le contrat qu'on  
20       a présentement. On ne peut pas le prendre à la  
21       pièce, y compris pour des questions... pour les  
22       questions d'échéance et les questions de durée.

23               Un peu de la même façon qu'avec les  
24       contrats qui sont issus de l'appel d'offres, le  
25       cinq cents mégawatts (500 MW), bien c'est des

1 quantités qui sont présentes aujourd'hui, donc qui  
2 ont été bidées dans l'appel d'offres et qui sont  
3 aujourd'hui disponibles. Si on devait refaire  
4 l'exercice dans deux ans, bien ces quantités-là  
5 pourraient ne pas être disponibles, pour être  
6 bidées ailleurs.

7           Donc, c'est dans ce sens-là où on dit les  
8 contrats qu'on a reflètent les conditions  
9 d'aujourd'hui aussi bien en termes de  
10 disponibilités, en termes de conditions qu'en  
11 termes de prix.

12 M. RICHARD LAGRANGE :

13 R. Peut-être un complément d'informations. L'entente  
14 qui est présentée aujourd'hui reflète aussi que les  
15 négociations ont débuté il y a plus d'un an, donc  
16 avec la lecture de l'époque du marché. Ça fait plus  
17 d'un an qu'on négocie avec les contreparties TCE et  
18 Gaz Métro. On a l'entente qu'on a ici aujourd'hui,  
19 mais depuis il y a beaucoup d'informations  
20 publiques qui sont sorties.

21           On voit à l'appel d'offres du Producteur  
22 qui vient d'être octroyé, on voit les prix auxquels  
23 la puissance est aujourd'hui. On voit dans le dépôt  
24 aussi des documents, l'étude du consultant externe  
25 en termes de balisage, les coûts de la puissance.

1 C'est toute de l'information qui est récente qui  
2 n'était pas nécessairement disponible il y a plus  
3 d'un an. Donc, un peu dans la veine de ce que Hani  
4 vient de dire, si on avait à renégocier quoi que ce  
5 soit par rapport à ce qui a déjà été négocié, on  
6 n'a aucune assurance qu'on pourrait obtenir les  
7 mêmes conditions.

8 (10 h 51)

9 Q. **[39]** À la réponse à la question 2.3, vous avez,  
10 bon, présenté un tableau qui compare les grandes  
11 caractéristiques du contrat avec TCE et de celles  
12 qui découlent de l'appel d'offres 2015-01. Et vous  
13 mentionnez que, finalement, ce sont deux produits à  
14 toutes fins pratiques équivalents malgré les  
15 petites différences.

16 On a le sentiment que, bon, le préavis, un  
17 préavis de quatre heures et un préavis de douze  
18 heures, c'est quand même une différence importante  
19 et qui a certainement un coût qui est associé à ce  
20 type de différence-là, de même que la possibilité,  
21 pour ce qui est le l'appel d'offres, des contrats  
22 issus de l'appel d'offres 2015-01, qu'il y a un  
23 nombre, il n'y a pas de nombre maximal d'appels par  
24 jour.

25 On aimerait mieux peut-être comprendre,

1 c'est sûr qu'on peut comparer le coût de façon  
2 globale entre ces deux produits-là mais on constate  
3 qu'il y a quand même des caractéristiques qui sont  
4 assez différentes pour peut-être justifier l'écart.  
5 Peut-être j'aimerais juste vous entendre un peu  
6 plus à ce sujet-là.

7 M. HANI ZAYAT :

8 R. Effectivement, oui, vous avez raison de le  
9 mentionner. Le résultat de l'appel d'offres 2015-  
10 01, le moyen qui est là a plus de flexibilité  
11 intrinsèque que la centrale de TransCanada, que ce  
12 soit en termes de préavis, que ce soit en termes de  
13 nombre d'appels, de nombre d'heures de dispatch, de  
14 nombre d'heures d'appels, même en termes de nombre  
15 d'heures garanti au total quand on regarde  
16 l'ensemble du moyen.

17 Par contre, les deux moyens répondent  
18 essentiellement au même besoin, c'est plutôt plus  
19 comme ça qu'il faut, qu'on l'a vu dans le fond,  
20 même s'il y a des différences du côté opérationnel  
21 et que un est plus flexible que l'autre, en termes  
22 de besoin, les deux répondent à peu près au même  
23 besoin, qui est un besoin d'hiver, un besoin de  
24 pointe d'hiver, qui n'est pas... un besoin de  
25 pointe, j'ai du mal à dire, à trouver un autre mot.

1                   Pour ce qui est du nombre d'heures garanti,  
2 par exemple, c'est sûr que du côté de TCE, le  
3 nombre d'heures garanti pendant l'hiver est de  
4 trois cents (300) heures par rapport à trois cent  
5 cinquante (350) dans le cadre d'HQP, et y compris  
6 là le nombre d'heures garanti par TCE est de trois  
7 cents (300) mais quand on regarde la capacité de  
8 stockage de GNL, elle est plutôt limitée à une  
9 centaine d'heures pour les heures, la partie  
10 garantie ferme, elle est plutôt d'une centaine  
11 d'heures. On parle d'une centaine d'heures, donc ça  
12 correspond au besoin du Distributeur pour ce type  
13 de produit, un peu comme l'interruptible est à,  
14 pour une centaine d'heures aussi.

15                   Excusez-moi, j'ai perdu le fil de...

16 Q. **[40]** En fait, on se demande pour quelle raison ces  
17 différences, qui sont, bon, jugées comme étant  
18 mineures pour le Distributeur, mènent à des  
19 produits qui ne sont pas du même prix ou qui ont  
20 une différence quand même de prix importante. Vous  
21 avez fait mention, dans une de vos réponses, que la  
22 situation particulière de TCE vous a permis de  
23 négocier un prix plus avantageux, pouvez-vous  
24 expliquer pourquoi on en arrive à des différences  
25 si importantes?

1 R. Oui. C'est sûr, ce que je voulais aussi, ça me  
2 revient, dire, c'est que la centrale de TCE est une  
3 centrale existante, c'est sûr que ce n'est pas une  
4 centrale qui est conçue pour être une centrale de  
5 pointe, c'est une, d'un point de vue opérationnel,  
6 pour l'opérateur de la centrale, ça demande  
7 certains ajustements, qui sont, que la centrale,  
8 dans son état actuel, ne permet pas de faire.  
9 Autrement dit, la centrale ne permet pas, ou il  
10 n'est pas sûr qu'elle aurait résisté telle quelle à  
11 des arrêts/démarrages, mettons, à toutes les  
12 heures, comme ce que l'autre contrat permet.

13 Donc, les caractéristiques techniques de la  
14 centrale font en sorte que TransCanada a choisi  
15 d'imposer certaines limites, certains critères,  
16 certains critères à l'intérieur desquels ils  
17 étaient prêts à opérer la centrale, à faire les  
18 modifications qui y sont associées et qui peuvent  
19 nous garantir, dans le fond, la disponibilité de la  
20 centrale et son opération de façon sécuritaire,  
21 fiable, sur l'horizon.

22 Maintenant, question prix, c'est sûr que  
23 d'une certaine façon, on a bénéficié du fait que la  
24 centrale de TCE est sous contrat pour une période  
25 de dix ans déjà en partant.



1 (10 h 58)  
2 Donc, c'est sûr que c'est quelque chose qui fait...  
3 qui a fait partie des discussions et de façon à  
4 dire, oui, on veut regarder quel est l'horizon le  
5 plus... le meilleur horizon pour négocier ce type  
6 d'entente et le meilleur prix, sachant le contexte  
7 dans lequel on est. Contexte où on a une centrale  
8 qui est inopérante, à toutes fins pratiques depuis  
9 deux mille huit (2008), pour laquelle il y a des  
10 frais fixes qui sont associés. C'est sûr que la  
11 centrale est disponible et elle demeure disponible  
12 pour des questions d'énergie, donc si jamais le  
13 besoin en énergie devait changer... si le bilan en  
14 énergie devait changer de façon spectaculaire, et  
15 ce que ça prendrait c'est effectivement un  
16 changement spectaculaire au cours des prochaines  
17 années, qu'on ne voit pas aujourd'hui, bien, la  
18 centrale, elle est encore disponible pour fournir  
19 de l'énergie, huit mille sept cents (8760) heures,  
20 à la demande du Distributeur.

21 Donc, c'est l'ensemble de ces paramètres-là  
22 qui a permis d'arriver à un audit, tel qu'il est là  
23 et au prix qui est là. Si ça devait être une  
24 centrale neuve, et je pense que ça se traduit par  
25 les résultats de l'appel d'offres 2015-01,

1 évidemment le prix n'aurait pas été ce qu'il est  
2 là. Si la centrale avait été complètement libre et  
3 non commise, on aurait vu des conditions qui  
4 auraient été fort différentes. Et c'est ce qu'on a  
5 vu dans l'appel d'offres 2015-01, on a parlé du  
6 résultat de l'appel d'offres et des contrats  
7 octroyés mais, évidemment, c'est... les  
8 contreparties qui ont fait des offres et qui n'ont  
9 pas été octroyées, c'est parce qu'ils ont soumis  
10 des prix qui sont nettement supérieurs aux prix qui  
11 sont là.

12 Q. **[41]** Ma dernière question porte sur l'étude de  
13 balisage dont vous faites mention, je crois que  
14 c'est à la réponse à la question...

15 M. RICHARD LAGRANGE :

16 R. 2.1.

17 Q. **[42]** 2.1, qui a été réalisée par Merrimack Energy.  
18 Bon, vous précisez que leur calcul des coûts en  
19 dollars par kilowattheure, en ce qui a trait à  
20 cette étude-là, est-ce que le Distributeur peut  
21 nous préciser quelles sont les valeurs utilisées  
22 par Merrimack pour le taux de rendement, le taux du  
23 coût en capital de même que le taux d'inflation? En  
24 fait, on a identifié ces informations-là dans le  
25 document qui a été mis en référence, là, on parle

1 d'un taux de rendement qui peut varier de douze  
2 virgule cinq pour cent (12,5 %) à treize pour cent  
3 (13 %), environ. Pour ce qui est du coût en capital  
4 prospectif, on parle d'un coût de huit pour cent  
5 (8 %) à douze pour cent (12 %); un taux d'inflation  
6 de deux point cinq pour cent (2.5 %). Ce sont des  
7 comparables qui ont été utilisés par la firme. Et,  
8 pour le Distributeur, on parle plutôt d'un taux de  
9 rendement de huit point deux (8.2), un coût en  
10 capital prospectif de cinq virgule six cinq un  
11 (5,651) et de deux pour cent (2 %) pour le taux  
12 d'inflation. Est-ce que, le fait d'avoir ces  
13 caractéristiques différentes, ça peut avoir un  
14 impact, dans le fond, sur le coût qui ressort, là,  
15 de l'étude de balisage?

16 M. HANI ZAYAT :

17 R. Je vous avoue que je ne suis pas rentré dans ce  
18 niveau de détail là du côté de l'étude de balisage.  
19 L'objectif était de voir un petit peu les  
20 conditions de marché, quelles étaient les  
21 conditions de marché pour un produit de puissance  
22 tel qu'on le demande, et le résultat, un peu ce qui  
23 est indiqué ici. Les paramètres auxquels vous  
24 faites référence, je suppose que ce sont les  
25 paramètres qui ont été utilisés par Merrimack et

1 qui seraient demandés par des investisseurs, dans  
2 le fond, pour pouvoir faire... pour fournir un  
3 produit de puissance de ce type-là, donc pour  
4 construire une centrale, se financer, et caetera.  
5 Et c'est ce qu'ils voient ou verraient comme  
6 conditions des investisseurs avant de faire des  
7 offres de ce type.

8 Pour ce qui est des paramètres du  
9 Distributeur, je pense l'autre partie des  
10 paramètres auxquels vous faites référence ce sont  
11 les paramètres du Distributeur. Si c'est le cas, ce  
12 n'est pas le Distributeur qui va construire une  
13 centrale de pointe, donc on s'en remet au marché.  
14 Et ce qui compte, dans le fond, ce sont... c'est  
15 d'aller en appel d'offres puis d'avoir les  
16 offres... en fait, le meilleur indicateur qu'on  
17 peut avoir des paramètres ce sont les offres  
18 reçues. Donc, qu'est-ce que demande un producteur,  
19 qu'est-ce que demande un investisseur pour répondre  
20 aux besoins du Distributeur. Et, ultimement, ça se  
21 traduit par le prix qui est dans l'enveloppe. Après  
22 ça, comment le producteur ou le fournisseur a fait  
23 son optimisation en termes de rendement sur le  
24 capital, en termes de structure de financement et  
25 en termes de prise de risque aussi, je dirais que

1           ça lui appartient.

2           (11 h 04)

3       Q. **[43]** O.K. Dernière question. Est-ce que le  
4       Distributeur serait d'accord pour que... si on veut  
5       comparer adéquatement le coût par dollars par  
6       kilowatt-an de l'entente avec ceux du balisage,  
7       qu'il faille ajouter au coût de l'entente le coût  
8       de la prime fixe pour le contrat en base et les  
9       coûts de suspension des livraisons de la centrale.

10      R. Non, ce sont des coûts passés, je veux dire qu'ils  
11      sont déjà conclus et qui ne sont pas impactés par  
12      l'entente qui est là. Donc, ce sont des coûts que  
13      le Distributeur va devoir... doit assumer, ce sont  
14      des coûts qui sont issus de contrats passés et donc  
15      le contrat... que le Distributeur, pardon, assume,  
16      qu'il y ait une entente sur la puissance ou pas.  
17      Donc, ce qu'on regarde, dans le fond, quels sont  
18      les coûts supplémentaires que le Distributeur  
19      assume pour pouvoir compter sur les cinq cent  
20      soixante-dix mégawatts (570 MW) de puissance de la  
21      centrale de TCE.

22      Q. **[44]** C'est bien, ce la termine les questions de la  
23      Régie. Nous allons donc être prêts à débiter avec  
24      votre argumentation, Maître Fraser. Vous avez pour  
25      une heure quinze (1 h 15), je crois?

1 Me ÉRIC FRASER :

2 Je pense que ça va être plus court que ça. Je

3 dirais que j'en ai peut-être pour une heure

4 (1 h 00).

5 LA PRÉSIDENTE :

6 Est-ce que... voulez-vous une pause?

7 Me ÉRIC FRASER :

8 Oui, si vous pouvez me donner un cinq minutes,

9 juste question que je dise au revoir à mes clients.

10 LA PRÉSIDENTE :

11 O.K. De retour dans cinq minutes.

12 Me ÉRIC FRASER :

13 Je vous remercie.

14 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

15 REPRISE DE L'AUDIENCE

16 Me ÉRIC FRASER :

17 Alors, rebonjour, Madame la Présidente, j'ai eu le

18 temps de dire au revoir à mes clients. Je n'aurai

19 pas de réinterrogatoire et puis vous pouvez

20 maintenant les libérer.

21 LA PRÉSIDENTE :

22 C'est bien. Alors, merci pour votre présence ce

23 matin et vous êtes libérés.

24 PLAIDOIRIE DE Me ÉRIC FRASER :

25 J'ai un court plan que j'ai demandé à madame la

1 greffière de circuler. J'ai un court plan parce que  
2 je dois admettre, je ne suis pas objectif, j'ai  
3 toujours eu l'impression que ce dossier-là était un  
4 dossier essentiellement guidé par le gros bon sens  
5 et que ça allait de soi pour un bon nombre des  
6 enjeux. Je vais aborder des questions de droit qui  
7 ont été soulevées dans les mémoires, évidemment,  
8 puis c'est l'humble plus value que j'ajoute au  
9 dossier après le témoignage de messieurs Zayat et  
10 Lagrange. Évidemment, il s'agissait d'un problème  
11 qui était apparent au dossier puisqu'il y avait  
12 l'option. Donc, j'y reviendrai assez longtemps.

13           Commençons tout de suite, section  
14 « Contexte », et je ne vous lirai pas in texto,  
15 évidemment, ce qui se retrouve dans le plan. Je  
16 suis à la page 1. Ce qui m'apparaît important, dans  
17 l'examen du contexte, et ça, ça teinte l'ensemble  
18 du dossier, tant dans son analyse économique,  
19 énergétique, que du droit applicable et de  
20 l'interprétation qui devra être faite. C'est qu'on  
21 est ici en face d'une situation, à la base, qui  
22 était une situation de surplus énergétique qui a  
23 entraîné ce qu'on connaît, la suspension des  
24 ententes avec TCE et cette... en fait, j'ai dit  
25 « des ententes », mais c'est l'entente avec TCE, et

1 il s'agissait d'un approvisionnement de cinq cent  
2 sept mégawatts (507 MW). Donc, c'était un contrat  
3 de cinq cent sept (507). Donc, l'élément de  
4 contexte qui apparaît ici le plus important, et ça,  
5 c'est pour l'analyse de l'ensemble des facettes du  
6 dossier, c'est, évidemment, qu'on a ici un actif ou  
7 un contrat ou un actif sous contrat qui est  
8 inutilisé depuis deux mille huit (2008). Il s'agit,  
9 j'y reviendrai plus loin, mais d'un élément factuel  
10 unique et si besoin est, va colorer ou va...  
11 l'interprétation qu'on pourra avoir du droit  
12 applicable.

13 Je vous disais que c'était une question de  
14 gros bon sens, oui, parce qu'on a ici un dossier  
15 qui vise à valoriser un actif. On a un dossier qui  
16 est en ligne avec les préoccupations du régulateur.  
17 Je vais y revenir, mais c'est apparent au dossier,  
18 on répond ici à une demande qui a été fréquemment  
19 formulée dans un bon nombre de décisions. Et ce  
20 n'est pas négligeable non plus, on est ici dans un  
21 dossier qui s'inscrit en continuité du plan  
22 d'approvisionnement. Donc, non seulement qui...  
23 dont la pertinence d'un point de vue énergétique a  
24 été établie, j'en conviens, il y a eu un exercice  
25 de mise à jour qui était utile, mais également dont



1 les principales modalités ont été discutées. L'idée  
2 de transformer la centrale en centrale de pointe a  
3 été discutée, abordée et faisait partie, dans le  
4 fond, du débat réglementaire qu'il y a eu sur ce  
5 sujet-là depuis plusieurs années.

6 (11 h 18)

7 Autre élément, là je suis à la page 2,  
8 évidemment, je ne suis pas... comme je vous ai dit,  
9 je ne fais pas une lecture du plan, loin de là,  
10 mais j'en suis à la page 2 parce que l'autre  
11 élément de contexte qui m'apparaît important, c'est  
12 que tous les gestes, en fait, tous les dossiers qui  
13 ont été déposés par le Distributeur face à cette  
14 entente-là qui est, comme je l'indiquais,  
15 constituent quand même un actif inutilisé depuis  
16 deux mille huit (2008), ont été posés dans une  
17 perspective d'intérêt public, c'est donc de  
18 maximiser ou de réduire l'impact de ce constat.

19 On se souviendra que toutes les  
20 suspensions, je suis au paragraphe 6 si vous  
21 cherchez un peu, ont été jugées sur leur  
22 supériorité économique par rapport à l'alternative  
23 qui était la revente.

24 Vous vous souviendrez également que les  
25 deux générations d'entente de suspension, la

1 deuxième, la dernière, a permis d'aller chercher  
2 des réductions substantielles quant à un élément  
3 aussi substantiel du contrat, il s'agissait des  
4 réservations de transport. Donc, toute l'évolution  
5 de ce dossier-là a été guidée par l'intérêt public,  
6 donc la minimisation des coûts.

7 Aujourd'hui, on est rendu à l'étape finale,  
8 ou en fait, je dis « finale », mais il ne faudrait  
9 jamais... on ne sait jamais, donc ce qui apparaît  
10 comme l'étape finale qui, encore une fois, elle  
11 aussi elle est guidée par un objectif d'intérêt  
12 public qui permet de répondre à notamment la  
13 préoccupation qu'a exprimée la Régie souvent de  
14 transformer ce contrat pour en faire profiter  
15 pleinement et, évidemment, en continuité avec  
16 l'ensemble des abonnements et du plan.

17 Ce qui m'amène au cadre juridique. Au  
18 paragraphe 10, toujours la page 2. La Régie a  
19 décidé à plusieurs reprises que... ou a reconnu à  
20 plusieurs reprises que le Distributeur pouvait  
21 procéder à des amendements de gré à gré de ses  
22 contrats d'approvisionnement, lesquels découlent de  
23 74.1.

24 À la page 3, je vous cite un extrait de la  
25 décision D-2008-76 qui est la base sur la théorie

1 des contrats A et B qui essentiellement fut plaidée  
2 et invoquée dans une bonne partie de dossiers, je  
3 vous dirais tous les dossiers qui étaient  
4 contestés, quant à la capacité de la Régie de  
5 procéder aux modifications ont été résolues ou soit  
6 de manière explicite ou de manière implicite par la  
7 théorie des contrats A et B. Évidemment, je vous  
8 épargne les détails, mais essentiellement le  
9 contrat B étant le contrat conclu après l'appel  
10 d'offres et les intervenants au contrat ont le  
11 droit, en vertu de la jurisprudence de la Cour  
12 suprême, de modifier ce contrat-là puisque nous ne  
13 sommes plus à l'étape « appel d'offres », l'étape  
14 A, sans nécessairement porter atteinte à  
15 l'intégrité du processus d'appel d'offres.

16           Donc, ça, c'est la thèse sur laquelle on  
17 s'est souvent appuyée, sur laquelle on revient  
18 indirectement et ce qui m'amène à peut-être  
19 décomposer la question en litige parce que,  
20 évidemment on pourrait dire que la théorie des  
21 contrats B... A et B a réglé tous les problèmes  
22 puisque les parties au contrat ont le droit  
23 d'effectuer les modifications opportunes.

24           Je pourrais arrêter de plaider là, mais je  
25 vais être prudent, je vais continuer. Parce

1 qu'évidemment on commence à être loin de l'appel  
2 d'offres. Donc, on a beau invoquer la théorie des  
3 contrats A et B, il faudrait peut-être aller un  
4 petit peu plus loin pour invoquer un argument de  
5 droit pour nous empêcher parce qu'il n'y a pas un  
6 soumissionnaire de cet appel d'offres qui a... qui  
7 est intervenu ou qui a manifesté un certain  
8 intérêt. Et on sait que ce droit qui est accordé,  
9 dans le fond, de protéger l'intégrité du processus  
10 d'appel d'offres, revient au soumissionnaire  
11 conforme qui y voit là une atteinte.

12           Donc, première réserve ici. Il faut bien  
13 faire attention si j'ai des collègues qui viennent  
14 après moi, vous citer beaucoup de jurisprudences en  
15 matière d'appel d'offres. Ici, il n'y a personne  
16 qui se plaint d'un manquement à l'intégrité du  
17 processus. Il n'y a aucun soumissionnaire conforme  
18 qui se plaint et qui peut se plaindre.

19           Premier élément qu'il faut tenir... donc il  
20 faut tenir compte et aussi qui doit être... qui  
21 doit être retenu lorsqu'on applique de la  
22 jurisprudence extérieure à la jurisprudence de la  
23 Régie.

24 (11 h 23)

25           Deuxième élément, évidemment, c'est le

1           contexte juridique au sens large. Et là,  
2           évidemment, je réponds parce qu'on a cité de la  
3           jurisprudence dans certains des mémoires. L'autre  
4           élément, c'est qu'il faut bien prendre garde à la  
5           transposition de jurisprudence en matière de  
6           contrats publics et en matière de construction  
7           compte tenu du contexte législatif qui est très  
8           différent.

9                       Premièrement, souvent, ce n'est pas la même  
10           loi. On n'a pas l'utilisation des mêmes mots. On  
11           n'a pas dans la Loi sur la Régie de l'énergie des  
12           obligations d'aller en appel d'offres selon des  
13           seuils. On n'a pas une obligation qui est explicite  
14           non plus. On s'entend que l'obligation d'aller en  
15           appel d'offres pour le poste patrimonial se déduit  
16           d'une lecture combinée d'un ensemble de  
17           dispositions. Et évidemment, il faut faire  
18           attention parce qu'on n'est pas nécessairement dans  
19           des dossiers « d'asphalte et de garnotte » pour des  
20           contrats de vingt-cinq mille dollars (25 000 \$). Ça  
21           va de soi.

22                       Mais plus important encore, c'est  
23           probablement le seul ou l'un des seuls, parce que  
24           je n'ai pas répertorié l'ensemble de la  
25           jurisprudence concernée, mais où il y a un

1 organisme de régulation qui chapeaute l'ensemble du  
2 processus, donc de la constatation ou de la  
3 reconnaissance d'une obligation, en fait d'une  
4 nécessité d'aller en appel d'offres au plan, à la  
5 surveillance de l'appel d'offres et à l'approbation  
6 des contrats.

7 Ce qui m'amène à vous inviter peut-être à  
8 prendre connaissance de manière plus particulière  
9 du dernier paragraphe qu'on retrouve dans l'extrait  
10 du paragraphe 11 à la page 3 qui, dans le fond,  
11 résume un peu cette dynamique qui fait en sorte que  
12 l'étude ou... l'étude de toute contestation quant à  
13 la légalité des demandes du Distributeur doit se  
14 faire sous la loupe évidemment d'un organisme qui,  
15 comme on le voit à cet extrait, rend sa décision à  
16 la lumière d'un contexte énergétique changeant, et  
17 je vous souligne qu'il s'agit de la décision  
18 D-2008-076 qui portait sur la première génération  
19 des conventions d'énergies différées.

20 Et que, par ailleurs, cette modification  
21 qui était présentée pour approbation avait fait  
22 l'objet d'une discussion dans le plan. Alors, vous  
23 voyez que deux éléments importants dans la prise en  
24 considération ne se retrouvent pas dans les autres  
25 contextes juridiques nécessairement, et que, par

1 ailleurs, ils se retrouvent ici.

2           Donc, la seule question, l'autre question  
3 qui reste à déterminer, parce que, là, ce que le  
4 droit nous dit, c'est que, oui, la Régie avait déjà  
5 décidé que le Distributeur pouvait modifier des  
6 contrats d'approvisionnement en électricité  
7 invoquant notamment la théorie des contrats A et B  
8 de la Cour suprême qui indique que, oui, les  
9 contractants, après un appel d'offres, rendu au  
10 stade du contrat B, donc du contrat conclu après  
11 l'appel d'offres, ont le droit de faire des  
12 modifications pour s'adapter.

13           La question maintenant qu'il reste, c'est :  
14 est-ce que le Distributeur peut amener ce type de  
15 modifications? Parce qu'à partir du moment où on  
16 dit que le droit nous permet de faire des  
17 modifications, bien, la seule question qu'il reste,  
18 c'est : est-ce que le Distributeur peut faire ce  
19 type de modifications? Et comme vous l'avez vu  
20 apparaître à notre requête, la question se posait :  
21 est-ce que le Distributeur peut prolonger son  
22 contrat? Et à cette question, je vous réponds oui,  
23 et je crois que c'est un oui clair - et, là, je  
24 suis à la page 4 - clair à la lecture des décisions  
25 de la Régie. Et comme je vous dis, j'accorde une

1 importance première à ce que ce soit la  
2 jurisprudence applicable, donc la jurisprudence de  
3 la Régie dans des situations similaires qui soit  
4 utilisée.

5           Alors, ce qu'on voit tout d'abord, et on  
6 commence à 12, c'est que, premièrement, pour  
7 réaliser ou pour faire une modification importante,  
8 le Distributeur doit obtenir l'approbation de la  
9 Régie en vertu de 74.2. Et ce qui est intéressant  
10 ici, c'est qu'implicitement, on voyait la portée  
11 que jusqu'où pouvait aller ce pouvoir d'approbation  
12 puisque, dans le deuxième paragraphe qui est cité  
13 de la décision D-2006-27, la Régie disait qu'elle  
14 était d'avis que le Distributeur devait lui  
15 soumettre pour approbation préalable toute  
16 modification importante à l'Entente, notamment  
17 toute modification relative à sa durée, aux  
18 produits et obligations, aux prix et aux clauses  
19 d'indexation.

20           Donc, on voit que, déjà en deux mille six  
21 (2006), la question de la capacité de modifier la  
22 durée, sur examen de la Régie bien entendu, était  
23 soulevée. Et, ici, on était dans un dossier  
24 d'intégration éolienne. Je crois que c'est le  
25 premier, la première approbation du Distributeur et



1 qui plaidait qu'il n'avait pas à faire approuver  
2 ces choses-là, d'où la raison pour laquelle la  
3 question du pouvoir d'approbation de la Régie avait  
4 été soulevée.

5 (11 h 29)

6 Mais, là, ce qui est intéressant, c'est que  
7 la Régie, évidemment, comme je l'ai dit en  
8 introduction, a souvent approuvé des modifications.  
9 Et la Régie a approuvé des modifications  
10 substantielles, le meilleur exemple étant la  
11 suspension de TCE.

12 Donc, lorsqu'on se pose la question : est-  
13 ce que le Distributeur peut prolonger un contrat?  
14 Bien, ça nous prend des « guidelines ». Prolonger  
15 un contrat, oui, mais c'est une modification  
16 substantielle. Donc, est-ce que le Distributeur  
17 peut procéder à des modifications substantielles?  
18 Bien oui, parce qu'il y a plusieurs exemples. Je  
19 vous cite le meilleur exemple qui est probablement  
20 la suspension de TCE qui est une modification  
21 substantielle, qui permet au Distributeur  
22 littéralement de suspendre les livraisons, donc de  
23 suspendre une obligation formelle du contrat.

24 Il y a eu la première entente de  
25 suspension. Il y a eu l'approbation des

1 suspensions. Il y a eu la deuxième entente de  
2 suspension où là, encore, on a procédé à une  
3 modification substantielle qui était la réduction  
4 des coûts de transport et l'option qui faisait en  
5 sorte qu'on pouvait comme laisser tomber la  
6 réservation de transport. Et ça, c'est sans aucun  
7 doute, une modification des plus substantielles.

8 Mais je pense que le meilleur exemple, je  
9 l'aborde à partir du paragraphe 15, ce sont les  
10 conventions d'énergie différée amendées où la Régie  
11 a reconnu littéralement le droit du Distributeur de  
12 se procurer des approvisionnements additionnels  
13 dans le cadre d'un contrat conclut suite à un appel  
14 d'offres.

15 Et si vous allez à la page 5 où je cite les  
16 paragraphes 49 et 50 de cette décision, qui est la  
17 D-2010-99, je vous amène au paragraphe 49 où on  
18 constate que les conventions permettaient une  
19 fourniture d'énergie et de puissance de six cents  
20 mégawatts (600 MW). En fait, je parle des contrats  
21 de base recyclables, excusez-moi, pour ne pas  
22 confondre. Or, si on regarde à partir de la  
23 deuxième phrase :

24 Les conventions amendées introduisent  
25 une garantie de puissance en hiver qui

1                   exige du Producteur de mobiliser  
2                   jusqu'à 800 MW d'installations, en  
3                   plus des 600 MW déjà rémunérés afin de  
4                   répondre aux besoins du Distributeur.  
5                   Les conventions amendées fournissent  
6                   donc un produit complémentaire.

7                   Donc, qu'est-ce qu'on a ici? On a une décision  
8                   approuvant une modification permettant au  
9                   Distributeur d'aller se chercher deux cents  
10                  mégawatts (200 MW) supplémentaires sur une période  
11                  de... on est en deux mille dix (2010), disons sur  
12                  une période d'environ quinze (15) ans, puisque les  
13                  contrats en base avec le Producteur sont en  
14                  vigueur, je crois, jusqu'en deux mille vingt-six  
15                  (2026), et c'est une décision de deux mille dix  
16                  (2010).

17                  Donc, évidemment, on voit qu'il... En fait,  
18                  il n'y a pas conceptuellement de distinction avec  
19                  notre dossier ici où le contrat qui transforme la  
20                  centrale de TCE en « peaker » permet à toutes fins  
21                  pratiques d'aller chercher de la puissance  
22                  supplémentaire additionnelle sur une période de dix  
23                  ans. Alors que, dans les conventions d'énergie  
24                  différée, on permettait au Distributeur d'aller se  
25                  chercher de la puissance additionnelle sur une

1 période de quinze (15) ans.

2 Et ce qui est également intéressant de  
3 noter, et c'est la citation que je vous mets au  
4 paragraphe 16, c'est que cette question-là, elle  
5 était contestée dans ce dossier. Et je vous cite le  
6 paragraphe 39 de la décision qui relate la position  
7 d'EBM qui était plaidée à ce moment.

8 Et j'en suis donc au paragraphe 17 de mon  
9 plan, qui est un peu la conclusion sur ces  
10 éléments-là. Si on fait un retour ou une analyse de  
11 l'ensemble des décisions ou du corpus décisionnel  
12 de la Régie en la matière, on constate que le  
13 Distributeur peut procéder à des modifications  
14 substantielles de ses contrats, incluant la durée.  
15 Et la lecture, ce qu'elle nous donne, c'est que la  
16 Régie a déjà approuvé des modifications de même  
17 nature, tout aussi substantielles permettant  
18 d'aller chercher des approvisionnements  
19 additionnels.

20 Ce qu'on constate, c'est que les critères  
21 qui sont les plus importants, ce sont les questions  
22 d'équilibre offre-demande et l'impact économique.  
23 Puis c'est ce qui, d'ailleurs, se reflète dans  
24 votre décision procédurale. Et c'est ce qui se  
25 reflète de vos questions de ce matin et de la DDR

1           numéro 2. Les grandes questions à se poser  
2           lorsqu'il y a un amendement, c'est l'impact  
3           économique de l'amendement et c'est la nécessité de  
4           l'amendement.

5           (11 h 34)

6                        Et qu'il s'agisse là des deux grandes  
7           questions, ou des questions les plus importantes à  
8           trancher, ça va de soi et c'est complètement  
9           cohérent avec l'économie générale de la Loi en  
10          matière d'approvisionnements, qui consiste à  
11          s'assurer de la suffisance des approvisionnements  
12          et à favoriser la satisfaction des besoins  
13          énergétiques au prix le plus bas, et là, je suis  
14          plus particulièrement à 74.1, au paragraphe 3.

15                      Et où je veux en venir évidemment, c'est  
16          que lorsque EBM ou le ROEE selon ce qui apparaît du  
17          mémoire, affirme que les modifications proposées  
18          constituent un nouveau contrat et qu'en  
19          conséquence, on devrait procéder à un appel  
20          d'offres, ils errent. Ils errent à la lumière de ce  
21          que je vous ai plaidé puisqu'on a déjà un corpus de  
22          la décision qui permet de faire ça, et ils errent  
23          également puisqu'il s'agit d'une interprétation qui  
24          n'est pas cohérente avec l'économie générale de la  
25          Loi et son objet, puis je vous cite la citation

1 traditionnelle, que je n'ai pas mise en annexe,  
2 mais que j'ai prise dans Côté, mais qui est la  
3 citation de Driedger, à l'effet que :

4 ... il n'y a qu'un principe ou qu'une  
5 approche...

6 d'interprétation,

7 ... les termes de la loi doivent être  
8 lus dans un contexte global, selon  
9 leur sens grammatical et ordinaire en  
10 harmonie avec l'économie générale de  
11 la loi, avec son objet et avec  
12 l'intention du législateur.

13 Or, la lecture que nous offre EBM ou le ROÉÉ  
14 conduit à des résultats qui sont littéralement  
15 incompatibles avec l'économie générale de la loi  
16 puisqu'on interdirait l'optimisation des contrats  
17 d'approvisionnements. Non seulement ça, on les  
18 interdirait alors qu'ils sont mis en place pour  
19 répondre à des besoins identifiés et au plus bas  
20 prix, à l'encontre de l'économie générale de la  
21 loi, ne serait-ce que les articles 5, 31, 72 et 74.

22 Donc, on ne doit pas interpréter  
23 l'obligation d'aller en appel d'offres comme « in  
24 abstracto », il ne faut pas oublier que l'article 5  
25 mentionne que la Régie agit dans l'intérêt et la

1 protection du consommateur, que l'article 31 donne  
2 à la Régie un ensemble de pouvoirs qui lui  
3 permettent de surveiller tant les activités  
4 d'approvisionnements que les activités tarifaires,  
5 pour s'assurer, comme le disait elle-même la Régie  
6 dans l'une des décisions que j'ai citées puis que,  
7 à la base de l'article 74.2, les approbations  
8 découlent également du pouvoir de surveillance  
9 visant à s'assurer de la suffisance des  
10 approvisionnements et à des tarifs compétitifs.

11 Évidemment, à la question simple à l'effet  
12 qu'il s'agirait d'un nouveau contrat puisque,  
13 évidemment, il a été signé de manière indépendante  
14 mais liée, la réponse est assez simple : sans  
15 contrat de base, sans contrat signé en deux mille  
16 trois (2003), il ne peut exister un contrat pour  
17 l'alimentation, pour l'utilisation de la centrale  
18 en « peaker » puisqu'il n'y a aucun lien juridique  
19 entre les parties, faisant en sorte que le  
20 Distributeur peut vous présenter cette entente et  
21 les avantages qu'elle comporte.

22 Il s'agit essentiellement de nouvelles  
23 modalités d'utilisation d'un actif déjà sous  
24 contrat, d'où le raisonnement que nous ne sommes  
25 pas devant un même contrat, nous ne sommes pas

1 devant un nouveau contrat, mais nous sommes devant  
2 un amendement, donc un contrat qui s'ajoute dans  
3 l'ensemble de l'exercice et de l'historique des  
4 contrats avec TCE.

5 Si on était en assurance, on dirait qu'il  
6 s'agit d'un addenda où, dans le fond, on ajoute, au  
7 contrat de base, de nouvelles protections. Donc on  
8 ne dirait pas nécessairement « amendement », et de  
9 la même façon ici, cet amendement s'incarne dans un  
10 tout nouveau contrat, lequel est intimement lié et  
11 dépendant du contrat de deux mille trois (2003).

12 Donc bref, l'article 74.1 ne s'applique  
13 pas. Il ne s'applique pas compte tenu de la  
14 capacité qu'a le Distributeur de modifier ses  
15 contrats, tel qu'il appert de vos décisions; il ne  
16 s'applique pas à la situation particulière puisque,  
17 évidemment, on est dans une situation de, comme je  
18 vous disais en introduction, on est dans une  
19 situation où les faits sont très spécifiques. Donc  
20 premièrement, les décisions de la Régie le  
21 permettent, deuxièmement, si on était tenté  
22 d'introduire un nouveau critère à l'effet que la  
23 prolongation ne peut être réalisée à la lumière de  
24 l'article 74.11, or nous sommes dans une situation  
25 qui se distingue puisque, évidemment, on est ici



1 dans une prolongation d'un contrat inutilisé. On  
2 est dans un contexte de valorisation. Et il serait  
3 incohérent et il irait à l'encontre de l'ensemble  
4 de l'économie, de la loi et de ses objectifs que  
5 d'obliger, dans un contexte où le Distributeur peut  
6 améliorer son portefeuille, peut l'optimiser, que  
7 de l'obliger à procéder à un nouvel appel d'offres.  
8 (11 h 40)

9 Ce qui m'amène aux questions d'opportunité,  
10 qu'on a discutées ce matin, et je vais être bref  
11 puisque, évidemment, sur ces sujets-là il y a de la  
12 preuve, il y a... qui a été revisitée ce matin. En  
13 fait, les mêmes choses à peu près... je serais  
14 tenté de vous dire qu'il n'y a pas eu de nouvelle  
15 preuve, mais qu'on revient sur, essentiellement, en  
16 termes de fondement de la demande, sur les mêmes  
17 grands principes.

18 Comme je vous disais, les grands critères,  
19 et ça avait été identifié dans votre décision  
20 procédurale, sont à l'effet que ce qui est  
21 important lorsqu'on a ce type d'amendement là à un  
22 contrat issu d'un appel d'offres qui a fait l'objet  
23 d'une étude détaillée c'est, évidemment,  
24 l'opportunité de la demande, qui se décline dans  
25 les questions d'équilibre hors demande, ce qui

1       avait été identifié comme étant l'adéquation entre  
2       les caractéristiques de l'utilisation de la  
3       centrale en pointe et les besoins en puissance du  
4       Distributeur, et évidemment, les avantages  
5       économiques.

6               Ce qu'il me semble important de retenir ici  
7       c'est qu'il y a identification et ce que la preuve  
8       révèle c'est qu'il y a, effectivement, des besoins  
9       qui sont fermes et qui sont en croissance. Ce que  
10       révèle tant la preuve principale, les réponses à  
11       votre DDR numéro 1 et à votre DDR numéro 2, c'est  
12       qu'on ne peut pas nier l'augmentation des besoins  
13       en puissance.

14              L'autre élément, qui ressort peut-être un  
15       peu plus de ce matin, c'est que ces besoins-là ne  
16       peuvent être comblés entièrement par le court  
17       terme. De se fier sur cent pour cent (100 %) des  
18       volumes identifiés, du mille cinq cents mégawatts  
19       (1500 MW), puis de court terme identifié dans les  
20       bilans du Distributeur constituerait une  
21       imprudence. Je suis à 27. La contribution des  
22       marchés de court terme, jusqu'à mille cinq cents  
23       mégawatts (1500 MW), constitue, évidemment, un  
24       maximum, une quantité plafond qui, d'ailleurs, n'a  
25       jamais été contractés par le Distributeur. On n'a

1 aucune expérience nous permettant de dire si on  
2 peut contracter le mille cinq cents (1500), puis je  
3 vous réfère plus particulièrement à la DDR numéro  
4 1, à la réponse 5.5, où on voit, pour à tout le  
5 moins un historique récent, que les volumes  
6 contractés sur du court terme ne se sont jamais  
7 élevés à des niveaux tels.

8 D'autre part, et monsieur Zayat en faisait  
9 part ce matin, il ne faut pas oublier que, sur ce  
10 mille cinq cents (1500), il y a onze cents  
11 mégawatts (1100 MW) qui viennent de l'étranger,  
12 donc qui doivent passer par des interconnections,  
13 et pour lesquels il y a eu des resserrements aux  
14 conditions de marché, l'autre côté des  
15 interconnections, et ça, je vous réfère au  
16 témoignage de monsieur Zayat ce matin, mais  
17 également au plan d'approvisionnement. Il s'agit  
18 d'un constat qui a été relaté et qui a été constaté  
19 et qui ne date pas du dossier de TCE, qui date, à  
20 tout le moins, du plan d'approvisionnement deux  
21 mille quatorze - deux mille vingt-trois (2014-  
22 2023).

23 (11 h 45)

24 Par ailleurs, lorsqu'on évoque la récente  
25 entente entre le Producteur et l'Ontario pour des

1 besoins en puissance, certes, mais évidemment, il  
2 faut les prendre en compte avec beaucoup de  
3 réserve, je dirais même avec des pincettes dans la  
4 mesure où il s'agit de, premièrement, deux hivers  
5 et que si nous avons à les projeter pour l'avenir,  
6 bien ça serait hautement hypothétique puisqu'il n'y  
7 a aucune entente qui permet de faire une telle  
8 affirmation. Et là, je crois qu'on fait le tour,  
9 donc la preuve révèle qu'il y a des besoins qui  
10 sont bien confirmés et la preuve révèle également  
11 que les trois éléments qu'on pourrait... en fait,  
12 les trois éléments qui ont fait l'objet de  
13 questionnements plus précis en ce qui concerne  
14 l'équilibre offre/demande ont fait l'objet de  
15 réponses par le Distributeur. Donnez-moi juste un  
16 instant.

17 Dernier élément, et c'est l'avantage  
18 économique. Donc, en fait, ce que la preuve révèle,  
19 c'est que le Distributeur est en mesure, avec les  
20 amendements qu'il propose, de combler un besoin en  
21 puissance avec des coûts qui sont moins de la  
22 moitié des coûts d'un nouvel équipement de  
23 production d'électricité en période de pointe.  
24 Évidemment, je me réfère ici à la preuve. Qu'est-ce  
25 que la preuve nous révèle? C'est que le

1 Distributeur a obtenu des coûts de cinquante et un  
2 dollars (51 \$) alors que l'appel d'offres D-2015-01  
3 va jusqu'à cent vingt-six dollars (126 \$) pour les  
4 coûts de puissance. Je me fie également à  
5 Merrimack, si on veut un peu de confort, qui va  
6 chercher, et comme vous le soulignez par vos  
7 questions, va chercher des prix de... et là, je  
8 crois que j'ai... à tout le moins de cent seize  
9 dollars (116 \$) et... sous réserve, là, parce que  
10 je ne n'ai pas le chiffre sous les yeux, là. Donc,  
11 si on a besoin d'un confort, il se retrouve là. De  
12 cent quatorze (114) à cent quarante-neuf (149) qui  
13 vient, dans le fond, confirmer ou conforter, à la  
14 lumière des résultats de l'appel d'offres.

15           Donc, définitivement il y a un avantage  
16 économique par rapport à l'alternative.  
17 L'alternative, c'est l'appel d'offres et ce n'est  
18 pas d'autre chose. Évidemment, certains mémoires,  
19 certaines positions qui vous seront plaidées  
20 pourront vous dire que le Distributeur aurait pu,  
21 pourrait, mais écoutez, ce qui est devant vous,  
22 c'est une proposition et lorsqu'on analyse la  
23 proposition, c'est, « Est-ce que cette proposition-  
24 là répond à des besoins clairement identifiés? » et  
25 « Est-ce que cette proposition-là est économique

1 par rapport à l'alternative? » Il ne s'agit pas de  
2 se demander si autre chose aurait pu être fait, il  
3 s'agit de se demander si ce qui est proposé répond  
4 aux critères. Et il y en a deux.

5 Ce qui m'amène à conclure, évidemment  
6 rapidement, que la demande du Distributeur respecte  
7 les cadres législatifs, évidemment, 74.1 et 74.2.  
8 Je vous soumets que l'état du droit fait en sorte  
9 que 74.1 ne s'applique pas au présent dossier et  
10 j'appuie particulièrement sur les décisions de la  
11 Régie en matière de modifications de contrats qui  
12 sont claires, notamment à la lumière de la décision  
13 sur les conventions d'énergie différée amendées qui  
14 ont permis une modification non seulement  
15 substantielle, mais en fait, tout aussi  
16 substantielle que celle que propose présentement le  
17 Distributeur.

18 Elle est également conforme au cadre  
19 réglementaire et là, j'élargis le spectre, dans le  
20 fond, juridique non seulement aux décisions, mais  
21 plus loin que ça, aux préoccupations exprimées par  
22 la Régie puisque le Distributeur répond ici à une  
23 préoccupation longuement réitérée quant à la  
24 valorisation et à bon droit, d'ailleurs, quant à la  
25 valorisation de la centrale de TCE. Et c'est

1 également un dossier qui s'inscrit en continuité du  
2 plan d'approvisionnement deux mille quatorze  
3 (2014), deux mille treize (2013) qui, évidemment,  
4 est d'intérêt public dans la mesure où, et là je me  
5 répète, il permet de valoriser un équipement de  
6 production qui aurait, autrement, continué à être  
7 inutilisé. Et je pense que c'est apparu ce matin de  
8 vos questions sur le fait que l'existence de TCE  
9 ou, en fait, le fait que le Distributeur a dans son  
10 portefeuille un contrat qu'il n'a pu utiliser  
11 permet à la marge d'aller chercher des prix tout  
12 aussi avantageux qu'on a vus dans le présent  
13 dossier.

14 (11 h 50)

15 Ce qui conclut. Je vais peut-être aborder  
16 deux courts éléments rapidement puisqu'ils ont été  
17 mentionnés dans les mémoires et je ne voudrais pas,  
18 si personne en parle, ne pas être en mesure d'en  
19 parler en réplique.

20 Sur les contrats avec Gaz Métro, il y a  
21 deux questions qui se posent : est-ce qu'on aurait  
22 dû les faire approuver? Et l'autre question,  
23 c'est : est-ce qu'on aurait dû aller en appel  
24 d'offres? Elles sont liées.

25 Premièrement, « est-ce qu'on aurait dû les

1 approuver » n'est pas une question... ce n'est pas  
2 important. Ce qui est important, c'est la finalité.  
3 Ce qui est important, c'est qu'on arrive devant la  
4 Régie avec un dossier complet avec l'ensemble des  
5 tenants et aboutissants et avec l'ensemble des  
6 intrants.

7 Ce que la loi nous dit, par contre, c'est  
8 que le Distributeur doit faire approuver les  
9 modifications à ses contrats d'approvisionnement.  
10 Le contrat d'approvisionnement dans ce dossier-là,  
11 c'est le contrat avec TCE. Les autres contrats sont  
12 accessoires à celui-ci. La loi ne nous dit pas de  
13 faire approuver les contrats pour l'alimentation en  
14 carburant des centrales sous contrat. Non. La loi  
15 ne dit pas ça.

16 D'où la raison pour laquelle la requête est  
17 présentée sous 74.2 et 31.5. D'où la raison pour  
18 laquelle la requête ne s'appelle pas  
19 « Modifications au contrat de 2003 de TCE ». La  
20 requête s'appelle « Demande d'approbation de  
21 l'utilisation de la centrale de TCE en période de  
22 pointe. »

23 Donc, on voit, le Distributeur se présente  
24 et fait approuver un package global, ce que la loi  
25 dit, c'est que c'est le contrat qui doit être



1        approuvé formellement, mais le Distributeur fait  
2        approuver son projet en entier et il n'est pas vrai  
3        qu'il ne présenterait pas les coûts les plus  
4        importants avant d'aller de l'avant avec un projet.

5                Je vous donnerais un exemple plutôt simple  
6        en projet d'investissement. Donc, lorsqu'on est en  
7        projet d'investissement, c'est 73. La loi me dit  
8        « viens faire... venez faire approuver vos projets  
9        d'investissement ». Je fais part de tous les coûts  
10       et je fais part des modalités ou des subtilités  
11       contractuelles qui peuvent découler, dans le fond,  
12       du projet, mais je ne fais pas approuver mes  
13       contrats, c'est un petit peu la même chose.

14               Ces contrats-là doivent être soumis, ils  
15       doivent être connus, ils doivent certainement être  
16       connus quant à leur impact sur les coûts, mais ils  
17       ne doivent pas être approuvés puisqu'on ajouterait  
18       là à la loi.

19               Et évidemment, de la même manière, sur  
20       l'obligation de procéder à l'appel d'offres, il n'y  
21       en a aucune. Le Distributeur n'a aucune obligation  
22       de procéder en appel d'offres pour cette composante  
23       du dossier. Il a l'obligation de vous convaincre  
24       que les modifications qu'il a faites sont à un coût  
25       avantageux. Et évidemment, je suis... je ne suis

1 pas objectif, mais je crois que la preuve a été  
2 faite à ce sujet.

3 Alors, à moins que vous n'ayez d'autres  
4 questions, Madame la Présidente, j'en ai terminé  
5 pour ma plaidoirie principale, en moins d'une  
6 heure.

7 LA PRÉSIDENTE :

8 C'est bon. Je n'aurai pas d'autres questions,  
9 Maître Fraser. Alors, nous allons prendre la pause  
10 lunch et nous allons être de retour à treize heures  
11 (13 h 00) avec la plaidoirie de SÉ/AQLPA. Bien, bon  
12 lunch.

13 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

14 REPRISE DE L'AUDIENCE

15 (13 h 01)

16 LA PRÉSIDENTE :

17 Maître Neuman, à vous la parole.

18 PLAIDOIRIE PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :

19 Bonjour, Madame la Présidente. Dominique Neuman  
20 pour Stratégies énergétiques et l'AQLPA. Je vous  
21 référerais pour les fins de ma plaidoirie au  
22 mémoire que nous avons déposé -je vais vérifier la  
23 date- version révisée du vingt-sept (27) juillet  
24 deux mille quinze (2015). Je vais vous guider à  
25 travers les pages de ce document. Oui, il a une

1 cote. C'est la cote SÉ-AQLPA-0010.

2           Donc, à différents endroits de ce document,  
3 il y a certains ajouts que je vais faire ou  
4 certaines nuances que je vais apporter suite à la  
5 fois à la preuve qui a été... certains éléments de  
6 preuve qui ont été présentés ce matin, l'entente  
7 finale à la fois avec TCE et avec Gaz Métro qui a  
8 été déposée au cours des derniers jours, et deux  
9 éléments de la plaidoirie de mon confrère ce matin  
10 également.

11           Je vous amène dès à présent au paragraphe 5  
12 de ce mémoire. Donc, nous comprenons que la Régie  
13 est saisie à la fois d'une demande d'approbation du  
14 protocole d'entente et de l'entente définitive qui  
15 a maintenant été déposée au dossier. Et si je me  
16 fie à certains dossiers antérieurs, la Régie sera  
17 amenée à approuver les deux puisque, même si  
18 l'entente contient une clause stipulant que c'est  
19 le seul texte en vigueur, qu'elle remplace tous les  
20 textes antérieurs, le protocole d'entente peut  
21 toujours servir à interpréter l'entente finale.  
22 Donc, je comprends que la Régie dans le passé a  
23 approuvé les deux, le protocole d'entente et  
24 l'entente finale.

25           Au paragraphe 6, je mentionne qu'il y a

1 lieu de déterminer le statut juridique du protocole  
2 d'entente et de l'entente définitive qui en découle  
3 puisque ces derniers modifient le contrat initial  
4 de deux mille trois (2003) entre HQD et TCE et, de  
5 plus, confèrent des droits et obligations à une  
6 nouvelle entité, à savoir Hydro-Québec en sa  
7 qualité de Producteur, en sus des deux parties  
8 initiales qui étaient déjà des parties au contrat  
9 de deux mille trois (2003), à savoir TCE et Hydro-  
10 Québec en sa qualité de Distributeur.

11 Je suis au paragraphe 7. La question  
12 consiste à déterminer si ce protocole et l'entente  
13 définitive constituent ou non des amendements au  
14 contrat initial HQD-TCE, ne requérant pas de passer  
15 par un nouvel appel d'offres et que la Régie  
16 pourrait valablement approuver selon l'article 74.2  
17 alinéa 2 de la Loi sur la Régie de l'énergie.

18 Il y a lieu à cet égard de distinguer deux  
19 questions fort différentes. Et là-dessus, cet  
20 aspect de ma plaidoirie ressemble à la partie  
21 correspondante de la plaidoirie d'Hydro-Québec ce  
22 matin, à savoir est-ce qu'une entente, c'est-à-dire  
23 est-ce que l'entente d'approvisionnement en  
24 électricité ici soumise constitue ou non un contrat  
25 différent qui nécessiterait préalablement la tenue

1 d'un nouvel appel d'offres selon l'article 74.1 de  
2 la Loi? Et, deuxièmement, est-ce que cette entente  
3 est sujette à l'approbation de la Régie selon  
4 l'article 74.2 alinéa 2 de la Loi?

5 Nous aussi nous mentionnons que, dans de  
6 nombreuses décisions antérieures, la Régie a  
7 accepté que des ententes de gré à gré avec des  
8 fournisseurs déjà existants, dont les contrats  
9 étaient issus d'appels d'offres et étaient  
10 approuvés par la Régie de l'énergie, d'une part  
11 puissent être validement conclues par HQD à titre  
12 d'amendement au contrat initial sans requérir la  
13 tenue d'un nouvel appel d'offres, mais d'autre part  
14 qu'ils requéraient malgré tout une nouvelle  
15 approbation de la Régie selon l'article 74.2 alinéa  
16 2.

17 L'arrêt de la Cour suprême du Canada Double  
18 N Earthmovers Ltd. c. Edmonton, qui a été mentionné  
19 par Hydro-Québec il y a quelques instants, dispose  
20 de la question de savoir si la tenue d'un nouvel  
21 appel d'offres est ou non requise. Ce qui constitue  
22 la première des deux questions que je viens de  
23 mentionner. De façon générale, cet arrêt indique  
24 qu'une fois le soumissionnaire choisi dans le cadre  
25 de l'appel d'offres (et ce choix constituant un

1 « contrat A », c'est-à-dire l'offre et  
2 l'acceptation), les parties jouissent d'une  
3 certaine latitude dans la négociation de gré à gré  
4 du contrat visant à opérationnaliser ce choix de  
5 soumissionnaire (et c'est le « contrat B »), ce qui  
6 inclut la possibilité de s'écarter du strict  
7 respect des conditions du « contrat A » initial.

8 (13 h 7)

9 Et j'ajoute à ce texte que même si l'arrêt de la  
10 Cour suprême n'en parle pas, ça implique qu'il peut  
11 y avoir plusieurs contrats B, c'est-à-dire que le  
12 contrat B, il peut y en avoir un en deux mille  
13 trois (2003) et le contrat B peut être modifié à  
14 plusieurs reprises par la suite.

15 La Régie a déjà d'ailleurs, à de nombreuses  
16 reprises, jugé que de nouveaux appels d'offres  
17 n'étaient pas requis lorsque HQD et un  
18 soumissionnaire s'entendaient de gré à gré pour  
19 apporter des modifications contractuelles aussi  
20 importantes que la suspension des livraisons  
21 (c'était le cas du contrat avec TCE à plusieurs  
22 reprises), le report interannuel de l'énergie  
23 contractée et sa récupération (c'était le cas des  
24 deux contrats avec HQP), la modification du lieu  
25 d'un parc éolien (c'était le cas du contrat avec

1 St-Laurent Énergies, par lequel la Régie a été  
2 appelée à approuver la relocalisation d'un parc  
3 initialement prévu à Aguanish sur la Côte-Nord et  
4 le resituer à Saint-Robert-Bellarmin en Estrie).

5 Et même simultanément, la Régie a approuvé  
6 le changement du lieu d'un parc éolien et le  
7 remplacement du fournisseur; elle avait, à ce  
8 sujet, accepté de remplacer Kruger Énergie Bas-  
9 Saint-Laurent, qui avait un projet éolien à Sainte-  
10 Luce et Sainte-Flavie approuvé par la Régie, et  
11 remplacé tout cela par un contrat avec Boralex inc.  
12 - Gaz Métro Éole au site Seigneurie de Beaupré,  
13 dans Charlevoix.

14 Donc on voit que c'est très large le type  
15 de modifications contractuelles à des contrats  
16 d'approvisionnement que la Régie a approuvés dans  
17 le passé, et très large.

18 Mais l'arrêt de la Cour suprême du Canada  
19 dans Double N Earthmovers ne guide aucunement la  
20 Régie pour l'aider à déterminer si elle doit ou non  
21 approuver ce contrat B en vertu de l'article 74.2  
22 alinéa 2 de la Loi, ni selon quels critères elle  
23 doit exercer sa discrétion d'approbation à ce  
24 sujet. En effet, dans l'arrêt Double N Earthmovers,  
25 le contrat B ne requérait aucune approbation

1 supplémentaire par un tribunal régulateur, de  
2 sorte que la question ne se posait pas et que le  
3 jugement de la Cour suprême ne tranche aucunement  
4 cette question.

5 J'arrive à mon paragraphe 11, qui est peut-  
6 être le paragraphe le plus important de cette  
7 section de mon mémoire.

8 Quelques intervenants au présent dossier  
9 semblent plaider que le présent protocole d'entente  
10 HQT-TCE et l'entente qui en découle seraient  
11 illégaux car un nouvel appel d'offres préalable  
12 aurait été requis.

13 Nous répondons à cela que la question est  
14 mal posée. En effet, la question ne consiste pas à  
15 se demander si une nouvelle entente serait ou non  
16 illégale car requérant un nouvel appel d'offres  
17 (puisque l'arrêt Double N Earthmovers c. Edmonton  
18 règle la question) mais plutôt de savoir si, dans  
19 l'exercice de sa discrétion selon l'article 74.2,  
20 la Régie devrait ou non refuser d'approuver une  
21 telle entente au motif qu'elle s'écarterait trop du  
22 contrat initial ou serait inéquitable compte tenu  
23 du processus établi d'appel d'offres.

24 Même HQD, il y a quelque... ce matin, pose  
25 incorrectement la question ce matin oralement, et



1 je tiens à préciser « oralement » puisque cet  
2 aspect n'était pas dans le texte. En effet, HQD,  
3 après avoir affirmé qu'un contrat B peut modifier  
4 le contrat A, que constituaient l'offre et  
5 l'acceptation lors de l'appel d'offres, HQD a  
6 plaidé que la question que vous devez vous poser,  
7 c'est de savoir si le type de modification ici  
8 soumise peut être approuvé par la Régie au présent  
9 dossier.

10 Le mot « type », vous le retrouverez dans  
11 les notes sténographiques en faisant une recherche  
12 de mot. Et à cela, nous répondons que la question à  
13 se poser n'est pas de déterminer s'il existe une  
14 quelconque typologie des amendements qui peuvent  
15 être approuvés par rapport à une typologie des  
16 amendements qui ne peuvent pas être approuvés selon  
17 l'article 74.2, en effet, tous les amendements  
18 peuvent être approuvés, mais la vraie question est  
19 de savoir si la présente formation de la Régie,  
20 ayant la discrétion de les approuver ou de ne pas  
21 les approuver, va choisir une voie plutôt que  
22 l'autre.

23 L'arrêt de Common Law Double N Earthmovers  
24 de la Cour suprême du Canada reconnaît par ailleurs  
25 lui-même en obiter dictum l'importance du respect

1 du processus d'appel d'offres; et c'est un obiter  
2 dictum dont la Régie de l'énergie pourrait  
3 s'inspirer lorsqu'elle aura à répondre à la  
4 deuxième question que j'ai mentionnée tout à  
5 l'heure, à savoir que même lorsqu'un nouvel appel  
6 d'offres n'est pas requis, est-ce qu'il est  
7 opportun d'approuver ou non selon l'article 74.2 de  
8 la Loi une nouvelle entente conclue de gré à gré  
9 par HQD, ou un amendement à l'entente déjà  
10 existante.

11 Ainsi, l'arrêt de Common Law Double N  
12 Earthmovers reconnaît l'importance de traiter tous  
13 les soumissionnaires, et je cite, il y a les  
14 références en note infrapaginale au jugement de la  
15 Cour suprême, donc les traiter :

16 ... équitablement et sur un pied  
17 d'égalité et l'objectif de protéger et  
18 de promouvoir l'intégrité du mécanisme  
19 d'appel d'offres.

20 Dans Ontario c. Ron Engineering, qui est citée dans  
21 cet arrêt de la Cour suprême, cette même Cour  
22 suprême, par la voix du juge Estey, avait aussi  
23 déclaré, en Common Law, que :

24 ... il faut préserver l'intégrité du  
25 mécanisme d'appel d'offres chaque fois

1 qu'il est possible de le faire en  
2 vertu du droit des contrats.

3 (13 h 12)

4 En droit québécois, par ailleurs, l'article  
5 1475 du Code civil du Québec prévoit aussi que :

6 [...] la bonne foi gouverner la  
7 conduite des parties, tant au moment  
8 de la naissance de l'obligation qu'à  
9 celui de son exécution ou de son  
10 extinction.

11 De plus, suivant l'article 1434 du Code civil du  
12 Québec :

13 [...] le contrat valablement formé  
14 oblige ceux qui l'ont conclu non  
15 seulement pour ce qu'ils y ont  
16 exprimé, mais aussi pour tout ce qui  
17 en découle d'après sa nature et  
18 suivant les usages, l'équité ou la  
19 loi.

20 ce qui, dans les circonstances requiert, selon  
21 nous, que les contrats d'approvisionnement issus  
22 d'un appel d'offres ne soient pas modifiés de façon  
23 arbitraire, inéquitable ou contraire à l'intégrité  
24 du processus initial d'appel d'offres prescrit par  
25 l'article 74.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie.

1                   Enfin, au dossier R-3649-2007, Monsieur  
2                   Jean-Paul Théorêt, alors président de la Régie,  
3                   avait bien pris le soin de s'assurer qu'une  
4                   modification proposée au contrat  
5                   d'approvisionnement à HQD et TransCanada Énergie,  
6                   ça a été la première demande de suspension, ne  
7                   contrevenait pas à l'intégrité et l'équité du  
8                   processus d'appel d'offres.

9                   Alors, ayant dit tout ça, je vous amène au  
10                  paragraphe 13. Je vais examiner avec vous, Madame  
11                  la Présidente, chacun des aspects de la  
12                  modification présentée par Hydro-Québec à son  
13                  entente avec TransCanada Énergie. Donc, la section  
14                  3.2 du mémoire porte sur la modification proposée  
15                  quant à l'utilisation de la centrale de TCE à des  
16                  fins de puissance.

17                  Et donc pour déterminer jusqu'à quel point  
18                  la Régie doit accepter et approuver une telle  
19                  modification, le tribunal est amené à tenir compte  
20                  du contexte d'ensemble, tant énergétique que  
21                  législatif qui prévaut.

22                  Un aspect important que nous retenons est  
23                  la volatilité des prévisions énergétiques sur  
24                  l'horizon contractuel initial de vingt (20) ans. La  
25                  Régie, en tant que tribunal spécialisé sait déjà

1 d'office, même avant que la preuve lui ait été  
2 présentée, sait déjà d'office que les prévisions de  
3 la demande, tant en puissance qu'en énergie, de HQD  
4 sur un horizon de vingt (20) ans sont sujettes à  
5 une forte volatilité. Il en résulte qu'il est dans  
6 l'intérêt public d'accorder une large flexibilité  
7 au Distributeur pour lui permettre de contracter de  
8 gré à gré des modifications contractuelles avec ses  
9 fournisseurs existants, de manière à mieux faire  
10 coïncider ses approvisionnements et ses besoins.  
11 Là-dessus je rejoins les propos d'Hydro-Québec ce  
12 matin.

13 Il n'est pas dans l'intérêt public, par un  
14 refus d'approbation selon l'article 74.2 de la loi,  
15 de bloquer le Distributeur dans un contrat  
16 d'approvisionnement ne répondant plus à ses besoins  
17 s'il lui est possible de négocier de gré à gré un  
18 amendement satisfaisant à son contrat initial  
19 répondant à ses besoins énergétiques tels que mis à  
20 jour.

21 C'est pour cette raison que la Régie a  
22 approuvé toutes les modifications contractuelles  
23 conclues dans le passé entre HQD et TCE, ainsi que  
24 celles entre HQD et Hydro-Québec Production pour  
25 suspendre ou différer les livraisons.

1 C'est pour cette même raison que nous  
2 recommandons à la Régie d'autoriser, selon  
3 l'article 74.2 alinéa 2 de la loi, la modification  
4 contractuelle proposée au présent dossier visant à  
5 permettre à HQD et à TCE de limiter le contrat  
6 d'approvisionnement existant à un approvisionnement  
7 de pointe selon de nouvelles modalités.

8 Nous sommes en effet d'avis que, du point  
9 de vue du développement durable et de  
10 l'environnement, y compris du point de vue des  
11 émissions atmosphériques, il est souhaitable que la  
12 Régie approuve cette entente quant à l'utilisation  
13 de la centrale de Bécancour en période de pointe.

14 L'utilisation de TCE en pointe répond aux  
15 besoins déjà identifiés par HQD et cela ne  
16 contredit toutefois pas notre souhait, et j'ajoute,  
17 notre souhait que nous partageons avec le ROÉÉ qui  
18 va plaider plus tard, de voir se développer  
19 également davantage d'outils de réduction des  
20 besoins de pointe par efficacité énergétique de  
21 puissance, par des outils de stockage ou autres,  
22 qui sont aussi déjà prévus au plan  
23 d'approvisionnement de HQD.

24 Nous élaborons sur ces deux questions dans  
25 la suite du mémoire, à compter du paragraphe 17. Je

1 vais d'abord vous parlez du protocole d'entente  
2 entre HQP et l'Ontario.

3 Ce protocole intervenu le vingt et un (21)  
4 novembre deux mille quatorze (2014) entre MEHQ, une  
5 filiale de HQP, et The Independent Electricity  
6 System Operator, le IESO, de l'Ontario ne confère  
7 aucun droit à HQD. HQP, à tort ou à raison, en sera  
8 la seule bénéficiaire et pourra éventuellement  
9 utiliser les achats de puissance ontarienne en  
10 découlant pour l'aider à remplir ses propres  
11 obligations envers HQD quant à la fourniture  
12 d'électricité patrimoniale ou postpatrimoniale,  
13 quant à la fourniture de services ancillaires ou  
14 pour éviter d'avoir à payer des interruptions aux  
15 clients de contrats spéciaux au Québec.

16 (13 h 18)

17 Et j'ajoute, ce qui n'est pas dans mon  
18 texte, j'ajoute qu'il est inexact de dire que HQD  
19 est bénéficiaire d'une telle entente. En effet, la  
20 loi est claire, les moyens pour HQD d'acquérir un  
21 approvisionnement sont soit un appel d'offres, soit  
22 un amendement à un contrat déjà existant soit, dans  
23 quelques cas, il peut y avoir une dispense de  
24 procéder par appel d'offres. Et donc, cette entente  
25 entre MEHQ et l'IESO n'est pas du tout une entente

1 impliquant HQD. Je vous ai reproduit une citation  
2 d'une réponse d'Hydro-Québec Distribution à une DDR  
3 que nous avons posée à cet effet.

4 Je reviens à mon texte. L'approvisionnement  
5 électrique ontarien serait, par ailleurs,  
6 nécessairement de source thermique, de sorte qu'il  
7 serait autant sinon davantage polluant en gaz à  
8 effet de serre que la centrale de TCE, surtout si  
9 l'on y ajoute les pertes de transport. Les  
10 émissions atmosphériques locales seraient  
11 probablement également comparables, mais en  
12 ajoutant celles correspondant à l'électricité  
13 faisant l'objet des pertes de transport, sauf  
14 évidemment du fait que ces émissions atmosphériques  
15 locales ne surviendraient pas dans la même  
16 province. Il nous semble, toutefois, que le  
17 désavantage, si désavantage il y a, de subir des  
18 émissions atmosphériques au Québec plutôt que de  
19 les faire subir par d'autres citoyens, qui se  
20 trouvent en Ontario, ne suffit pas à ce que l'on  
21 préfère une importation thermique ontarienne à une  
22 production québécoise thermique en pointe. SÉ-AQLPA  
23 ont, à ce sujet, elles-mêmes déjà soumis des  
24 représentations devant différents forums en faveur  
25 d'une utilisation en pointe de la centrale de



1 Bécancour, à l'instar de plusieurs représentations  
2 jadis formulées par des groupes environnementaux  
3 qui avaient déjà invité à utiliser la centrale de  
4 Tracy de HQP en pointe seulement.

5 L'on doit garder à l'esprit que la centrale  
6 thermique de TCE à Bécancour est la plus efficace  
7 des centrales thermiques au Québec. Son efficacité  
8 énergétique est, en effet, de l'ordre de soixante  
9 (60) à soixante-deux pour cent (62 %) selon le  
10 pouvoir calorifique inférieur du combustible. Vous  
11 avez une note infrapaginale à cet effet. Par  
12 comparaison, la centrale suivante, qui utilise des  
13 combustibles, la plus performante du Distributeur  
14 est celle de Cap-aux-Meules aux Îles-de-la-  
15 Madeleine, avec un rendement de seulement quarante-  
16 deux virgule huit pour cent (42,8 %), mais celle-ci  
17 utilise principalement du mazout lourd qui est,  
18 exprimé en gigajoules, quarante-neuf pour cent  
19 (49 %) plus polluant. Une turbine à gaz à cycle  
20 simple, quant à elle, présenterait, selon  
21 l'expérience de nos témoins, monsieur Deslauriers  
22 et monsieur Fontaine, qui ont cosigné le mémoire,  
23 un rendement de l'ordre de seulement trente-cinq  
24 pour cent (35 %).

25 Je vous amène maintenant, Madame la

1       Présidente, au paragraphe 18 portant sur le récent  
2       appel d'offres en puissance A/O 2015-01 d'Hydro-  
3       Québec Distribution. Cet appel d'offres en  
4       puissance a été limité, par décision de la Régie, à  
5       seulement cinq cents mégawatts (500 MW), au lieu  
6       des mille mégawatts (1000 MW) initialement  
7       demandés, précisément parce que HQD entrevoyait de  
8       pouvoir conclure le présent protocole d'entente  
9       avec TCE pour l'utilisation de sa centrale en  
10      pointe.

11               En effet, et là j'ajoute un élément, vu les  
12      coûts de TCE, auxquels HQD est déjà obligée par son  
13      entente initiale de deux mille trois (2003) et par  
14      les ententes de suspension, le présent protocole  
15      d'entente avec TCE permettra au Distributeur de  
16      sécuriser un approvisionnement en puissance de cinq  
17      cent soixante-dix mégawatts (570 MW) à long terme à  
18      un coût beaucoup plus faible que celui d'un nouvel  
19      équipement de production d'électricité pour des  
20      besoins de pointe et même pour la moitié du coût  
21      des projets retenus dans le cadre de l'A/O 2015-01  
22      et qui, dans ce cas, est de cent six dollars  
23      (106 \$) par kilowatt-an.

24               En effet, comme le montre le tableau qui se  
25      trouve juste après ce texte dans notre mémoire,

1 tableau qui a été préparé par messieurs Fontaine et  
2 Deslauriers, le coût à long terme de l'utilisation  
3 de la centrale de TCE de Bécancour, en combinant  
4 l'entente HQ-TCE et l'approvisionnement en gaz  
5 prévu avec Gaz Métro GNL, est de cinquante et un  
6 virgule cinquante-cinq dollars (51,55 \$) par  
7 kilowatt-an, soit moins de la moitié du coût des  
8 projets retenu dans l'A/O 2015-01.

9 Je passe le tableau et je vous amène à la  
10 page juste après le tableau. Donc, l'utilisation de  
11 l'entente HQ-TCE en période de pointe est donc très  
12 économique par rapport aux coûts fixes d'un appel  
13 d'offres de long terme.

14 Sans la présente entente, HQD serait  
15 obligée de procéder à un deuxième appel d'offres en  
16 puissance pour une mise en service en deux mille  
17 vingt (2020), deux mille vingt et un (2021) avec  
18 des coûts qui, si l'on se fie au premier appel  
19 d'offres, seraient de l'ordre du double du coût de  
20 la présente entente avec TCE, incluant l'achat du  
21 gaz, tel que je viens de le mentionner.

22 Il y a une citation que j'ai reproduite,  
23 provenant d'Hydro-Québec Distribution. Mais  
24 j'ajouterais l'élément suivant, qui n'est pas dans  
25 le texte, en réponse à un questionnement de la

1 Régie. Nous plaidons qu'il n'est pas nécessaire de  
2 réunir au présent dossier le dossier qui vient  
3 d'être amorcé, qui porte le numéro maintenant  
4 R-3939-2015, d'approbation des contrats issus du  
5 récent appel d'offres en puissance.

6 (13 h 24)

7 En effet, nous ne voyons aucun scénario quant à ces  
8 contrats de puissance issus de l'appel d'offres qui  
9 pourrait avoir pour effet de rendre le présent  
10 contrat avec TCÉ moins nécessaire ou moins optimal.  
11 Vu les coûts respectifs très différents, on parle  
12 du simple au double, de ces deux options, si l'une  
13 doit être éliminée - peut-être, ce sera à la Régie  
14 de le déterminer - si l'une des options doit être  
15 éliminée, ce serait plutôt les contrats issus de  
16 l'appel d'offres et non pas la modification du  
17 contrat avec TCÉ.

18 Je vous amène, Madame la Présidente, au  
19 paragraphe 19. Donc, je vais vous parler maintenant  
20 du potentiel du marché de court terme.

21 L'utilisation de la centrale de TCÉ en pointe  
22 viendra réduire ou retarder le besoin pour HQD  
23 d'acquérir de l'électricité supplémentaire en  
24 pointe sur les réseaux extérieurs au Québec, dont  
25 les sources d'approvisionnement seraient

1 nécessairement autant sinon plus polluantes que  
2 l'électricité produite à la centrale de Bécancour,  
3 ce à quoi s'ajouteraient les pertes d'électricité  
4 durant le transport. Ici encore, les émissions  
5 atmosphériques locales de TCE seraient, elles  
6 aussi, probablement moindres ou comparables à  
7 celles qui surviendraient hors Québec en cas  
8 d'importation (mais en ajoutant celles  
9 correspondant à l'électricité faisant l'objet de  
10 pertes de transport). Selon les taux d'émissions  
11 qui étaient portés à notre connaissance durant le  
12 dossier R-3526-2004 sur le projet Le Suroît, le  
13 taux d'émission unitaire brut en gaz à effet de  
14 serre (GES) de TCE-Bécancour (sans tenir compte des  
15 réductions d'émissions chez les clients vapeur par  
16 TWh d'électricité produite) est de : 344 ktCO<sub>2</sub>  
17 éq/TWh. À l'inverse, en moyenne pour l'ensemble de  
18 l'électricité importée au Québec, ce taux  
19 d'émission serait de 427 ktCO<sub>2</sub> éq/TWh, soit  
20 quelques 20 % de plus. La différence... et j'ai  
21 fourni les références à ce dossier, R-3526-2004. La  
22 différence tiendrait toutefois aussi au fait que  
23 les émissions ne surviendraient pas au même lieu.  
24 Mais, comme je l'ai mentionné tout à l'heure, il  
25 nous semble que le « désavantage » de subir des

1 émissions au Québec plutôt que de les faire subir  
2 par des citoyens qui se trouvent hors Québec, ne  
3 suffit pas à ce que l'on préfère une importation  
4 thermique hors Québec à une production québécoise  
5 thermique, en pointe. Le potentiel du marché de  
6 court terme est d'ailleurs lui-même également  
7 limité, comme Hydro-Québec l'affirme en réponse à  
8 une demande de renseignements.

9 Je vous amène, Madame la Présidente, au  
10 paragraphe 20 sur le potentiel interruptible.  
11 L'augmentation des interruptions ne constitue pas  
12 davantage une option aisée. Interrogé à ce sujet,  
13 le Distributeur affirme maintenir... s'en tenir...  
14 à maintenir un niveau attendu de mille cent  
15 cinquante mégawatts (1150 MW) pour l'électricité  
16 interruptible. Je vous ai fourni la référence. Mais  
17 j'ajoute, ce qui est hors du texte, que parmi ces  
18 mille cent cinquante mégawatts (1150 MW) figure  
19 aussi le trois cents mégawatts (300 MW)  
20 interruptible d'Alouette, dont le maintien n'est  
21 pas certain selon la pièce B-0038-HQD2, Document  
22 1.1, réponse à la DDR-2 de la Régie, réponse 1.1,  
23 page 4. Et monsieur Zayat, ce matin, aux notes  
24 sténographiques, donc aujourd'hui le trente et un  
25 (31) août deux mille quinze (2015), il était à peu

1 dix heures quinze (10 h 15), fait état d'autres  
2 incertitudes quant à la disponibilité à plus long  
3 terme et quant au maintien de la disponibilité des  
4 interruptibles.

5 Par ailleurs, et je reviens à mon texte,  
6 dans un mémoire récent, l'AQCIE-CIFQ exprimait elle  
7 aussi une possible saturation des volumes pouvant  
8 être interrompus. Nous avons reproduit des  
9 citations de l'AQCIE-CIFQ qui mentionnaient une  
10 crainte d'effritement important de la participation  
11 à l'option d'énergie interruptible et qui disaient  
12 que certains ont même choisi d'abandonner l'option  
13 en cours d'année. Mais en toute justice, on doit  
14 toutefois mentionner que le dossier R-3891-2014 a  
15 permis au Distributeur d'améliorer, avec  
16 l'approbation de la Régie, les modalités des  
17 conditions de paiement aux clients industriels qui  
18 acceptent d'être interrompus. Il est trop tôt pour  
19 conclure que l'effritement constaté par AQCIE-CIFQ,  
20 que j'ai mentionné, est chose du passé, surtout que  
21 l'hiver deux mille quatorze-deux mille quinze  
22 (2014-2015) a aussi été très froid.

23 (13 h 28)

24 Donc, pour l'ensemble de ces motifs, nous  
25 recommandons à la Régie d'autoriser, selon

1 l'article 74.2 al. 2 de la Loi, la modification  
2 contractuelle proposée au présent dossier visant à  
3 permettre à HQD et à TCE de limiter le contrat  
4 d'approvisionnement existant à un approvisionnement  
5 de pointe selon de nouvelles modalités.

6 Je passe maintenant à la section 3.3 qui  
7 porte sur la modification relative à l'extension de  
8 la durée contractuelle jusqu'en deux mille trente-  
9 six (2036). Il nous semble évident que cet aspect  
10 doit être également approuvé par la Régie de  
11 l'énergie.

12 Une telle modification est conforme aux  
13 pratiques commerciales usuelles selon lesquelles un  
14 tel contrat d'approvisionnement est de nature à  
15 pouvoir faire l'objet d'une prolongation ou d'un  
16 renouvellement de gré à gré, d'autant plus que la  
17 centrale aura déjà été complètement payée par HQD  
18 par les coûts fixes tout en restant encore  
19 pleinement fonctionnelle, ayant été très peu  
20 utilisée.

21 Certains participants vont peut-être  
22 affirmer que la Régie, dans sa discrétion selon  
23 l'article 74.2 aliné 2 de la Loi, ne pourrait ou ne  
24 devrait pas approuver une modification de gré à gré  
25 à un contrat d'approvisionnement déjà existant,



1 visant à en prolonger la durée ou en prolonger de  
2 façon substantielle la durée, car cela, selon ses  
3 intervenants, contreviendrait à la lettre ou à  
4 l'esprit du processus d'appel d'offres mis en place  
5 par le législateur.

6 Nous ne croyons pas qu'un tel argument  
7 devrait être retenu. En effet, un tel argument  
8 reviendrait à dire que le législateur souhaite que  
9 toutes les installations de production  
10 d'électricité postpatrimoniales (sauf celles de HQP  
11 qui existent déjà et qui continuent de fonctionner)  
12 deviennent des éléphants blancs après vingt (20)  
13 ans dans le paysage québécois. Selon un tel  
14 argument, HQD et la Régie seraient empêchées de  
15 tenter d'empêcher ces installations de devenir des  
16 éléphants blancs après vingt (20) ans.

17 Et si je parle d'éléphants blancs, c'est  
18 parce qu'un fournisseur autre que HQP pourrait en  
19 effet éprouver des difficultés juridiques à pouvoir  
20 poursuivre sa production en la vendant à un tiers  
21 selon le régime législatif actuel.

22 Nous ne croyons pas que tel ait été le voeu  
23 du législateur. Le législateur n'a sûrement pas  
24 voulu décourager HQD de négocier de gré à gré des  
25 prolongations de ses contrats d'approvisionnements

1 existants et à la Régie de les approuver.

2 Pour l'ensemble de ces motifs et pour les  
3 motifs du bilan de puissance et de ce qu'on peut  
4 anticiper du bilan de puissance à venir, qui  
5 continue de croître, nous recommandons à la Régie  
6 d'autoriser, selon l'article 74.2 alinéa 2 de la  
7 Loi, la modification contractuelle proposée au  
8 présent dossier visant à permettre à HQD et à TCE  
9 d'étendre jusqu'en deux mille trente-six (2036) la  
10 modification de leur contrat d'approvisionnement  
11 existant.

12 Il est par ailleurs extrêmement approprié  
13 que le protocole d'entente HQ-TCE et, et j'ajoute  
14 une référence, et l'entente finale en son article  
15 21.1, précise que la clause d'exclusivité d'achat  
16 d'électricité en faveur de HQD continuera de  
17 s'appliquer jusqu'au terme de deux mille trente-six  
18 (2036). Cela empêche même TCE de tenter, si cela  
19 peut exister, de tenter de trouver un moyen  
20 juridique qui lui permettrait de faire fonctionner  
21 sa centrale en base et d'en vendre la production à  
22 un tiers, avec la pollution accrue qui en  
23 résulterait sans l'accord de HQD.

24 À ce sujet, ça c'est un ajout par rapport à  
25 mon texte, nous invitons la Régie à exiger que HQD

1 demande l'approbation de la Régie avant d'exercer  
2 son droit de l'article 21.1 de l'entente finale, de  
3 permettre à TCE de fournir de l'électricité à un  
4 tiers.

5 Ceci étant dit, il nous semble qu'une  
6 telle... si l'occasion se présente, si une telle  
7 demande est logée, il nous semble qu'une telle  
8 permission, d'après nous, ne devrait normalement  
9 jamais être autorisée par la Régie car elle  
10 modifierait un aspect fondamental qui justifie à la  
11 fois l'appui que nous accordons et nous croyons  
12 aussi l'appui que la Régie accorderait à la  
13 présente entente. Parce que, selon nous, le fait  
14 que HQD conserve une exclusivité d'achat de  
15 l'électricité produite par la centrale de TCE est  
16 une considération majeure dans notre appui, à la  
17 fois aux ententes de suspension passées de TCE et à  
18 la présente entente. Parce que ça a toujours été  
19 une préoccupation que l'usine de TCE, si elle se  
20 mettait à fonctionner en base, serait polluante. Et  
21 ce n'est pas ça qui est souhaitable du point de vue  
22 du développement durable au Québec.

23 (13 h 34)

24 La suite du paragraphe, je ne vais pas la lire au  
25 complet, de même que les... puisque, en fait, nous

1 mentionnons que, à long terme, il faudrait trouver  
2 une solution même après l'expiration de la nouvelle  
3 échéance de deux mille trente-six (2036) puisqu'on  
4 continuerait d'avoir une centrale déjà payée,  
5 fonctionnelle et dont on ne veut pas nécessairement  
6 qu'elle se mette à produire, et surtout pas à  
7 produire en base, par exemple en faveur d'un tiers  
8 acheteur d'électricité.

9 Il y a différents calculs quant au nombre  
10 d'heures que la centrale aura eu à fonctionner  
11 d'ici deux mille trente-sept (2037) et ce n'est  
12 vraiment pas beaucoup par rapport à la capacité  
13 totale de temps d'usage que la centrale aurait eu  
14 si elle avait fonctionné en base, comme c'était  
15 initialement prévu lorsqu'elle a été construite.

16 Donc, je vous amène au paragraphe suivant,  
17 où j'indique qu'il semble manquer au Distributeur  
18 une vision à long terme de la durée de vie des  
19 équipements de production électrique dont il paie  
20 pourtant la totalité des coûts d'immobilisation par  
21 ses frais fixes sans jamais en devenir  
22 propriétaire. Je vous reproduis de nombreuses  
23 citations d'Hydro-Québec Distribution, où elle  
24 indique ne pas savoir quelle est la durée de vie de  
25 ces, de tels équipements.

1                   En ne planifiant pas la disposition des  
2                   équipements à la fin du terme dans sa présente  
3                   entente avec TCE, HQD s'est privée, et a privé les  
4                   consommateurs et citoyens du Québec, d'un outil de  
5                   négociation qui aura cessé d'exister au terme de  
6                   deux mille trente-six (2036).

7                   C'est pourquoi en conclusion de notre  
8                   mémoire, nous recommandons à la Régie d'inviter  
9                   Hydro-Québec Distribution à présenter au tribunal  
10                  un suivi quant à la disposition et éventuelle  
11                  acquisition à terme des équipements de TCE, qui  
12                  seront en deux mille trente-six (2036), comme je  
13                  l'ai mentionné, presque neufs et dont les coûts  
14                  d'immobilisation auront déjà été entièrement payés  
15                  par HQD sans qu'elle en soit devenue propriétaire.

16                  Mais à ça, nous ajoutons une recommandation  
17                  supplémentaire issue des propos de monsieur Zayat  
18                  ce matin, aux notes sténographiques du trente et un  
19                  (31) août deux mille quinze (2015). Celui-ci a fait  
20                  remarquer que tous les contrats d'approvisionnement  
21                  postpatrimoniaux arrivent, comme on le sait, à  
22                  terme après quelque vingt (20) années, qu'il  
23                  s'agisse d'approvisionnement éolien, biomassique,  
24                  de petites hydrauliques ainsi que les deux contrats  
25                  d'Hydro-Québec Production.

1 Monsieur Zayat conclut donc que sur le Plan  
2 d'approvisionnement, tous ces moyens  
3 d'approvisionnement disparaîtront du Plan d'ici  
4 quelques années. Nous revenons alors sur notre  
5 remarque que nous avons faite il y a quelques  
6 minutes, à l'effet que nous ne croyons pas que le  
7 législateur ait voulu que de façon standard, tous  
8 les équipements de production postpatrimoniaux  
9 construits au Québec depuis les années deux mille  
10 cinq (2005) et suivantes deviennent des éléphants  
11 blancs dans le paysage québécois après vingt (20)  
12 ans, même s'ils étaient encore fonctionnels.

13 Et nous croyons que le législateur n'a pas  
14 voulu favoriser ou contraindre la mise hors service  
15 de tous ces équipements après vingt (20) ans, sauf  
16 dans l'éventualité où ils soumissionneraient et  
17 gagneraient de nouveau un futur appel d'offres pour  
18 permettre à ces équipements déjà existants de  
19 recommencer à fonctionner.

20 L'absence de clause d'option de  
21 prolongation dans les contrats d'approvisionnement  
22 postpatrimoniaux, dans tous les contrats  
23 d'approvisionnement postpatrimoniaux, est à la fois  
24 une anomalie contractuelle compte tenu des  
25 pratiques commerciales usuelles et une anomalie

1 pour le développement durable, qui se trouve  
2 inscrit à l'article 5 de la Loi sur la Régie de  
3 l'énergie.

4 Nous recommandons donc à la Régie d'inviter  
5 Hydro-Québec Distribution à présenter au tribunal  
6 un suivi quant à la possibilité de doter  
7 premièrement tous ses contrats d'approvisionnement  
8 postpatrimoniaux futurs d'une clause d'option de  
9 prolongation en faveur de HQD, dans des  
10 circonstances qui seraient spécifiées à la clause,  
11 et aussi d'inviter HQD à négocier et, si la  
12 négociation est fructueuse, à présenter pour  
13 approbation à la Régie un amendement à la totalité  
14 de ses contrats d'approvisionnement déjà existants  
15 afin d'y insérer une telle clause d'option de  
16 renouvellement.

17 (13 h 40)

18 Sinon on se retrouverait dans la situation où, je  
19 pense, d'ici le prochain plan d'approvisionnement,  
20 on aura des lignes blanches à partir de certaines  
21 années sur les outils d'approvisionnement qu'on  
22 prend déjà pour acquis et on se servira de ces  
23 inexistences, ces inexistences d'approvisionnement  
24 prévu pour prendre d'autres décisions. Donc, même  
25 si nous appuyons le protocole d'entente et

1 l'entente quant... comme je l'ai mentionné tout à  
2 l'heure, nous ne pensons pas qu'un des motifs de  
3 l'approuver serait de dire « bien, tous les  
4 contrats... d'ici deux mille trente-six (2036),  
5 tous les contrats d'approvisionnements  
6 postpatrimoniaux qu'on connaît aujourd'hui  
7 n'existeront plus ». Ça ne peut pas être un motif.  
8 Sinon, si on commence à faire ça aujourd'hui, d'ici  
9 deux mille trente-six (2036) on va prendre pleine  
10 décision en fonction du fait qu'on prend pour  
11 acquis qu'on aura, je ne sais pas, une centaine de  
12 tours éoliennes qui seront des éléphants blancs  
13 dans le paysage québécois parce que tous leurs  
14 contrats seront arrivés à expiration. C'est pas...  
15 on ne peut pas gérer les approvisionnements futurs  
16 en fonction d'une fin sans option de renouvellement  
17 de tous les contrats qui existent.

18 J'arrive au paragraphe... à la section 3.4  
19 portant sur la modification proposée quand à  
20 l'octroi de droits et obligations subsidiaires à  
21 Hydro-Québec... c'est écrit HQT, il faudrait lire  
22 HQP, c'est Hydro-Québec Production.

23 Nous soumettons que la Régie de l'énergie  
24 devrait, dans le cadre de sa discrétion selon  
25 l'article 74.2 de la loi, refuser d'approuver les



1 dispositions subsidiaires de l'entente de principe  
2 HQ-TCE conférant des droits à HQP. Dispositions qui  
3 se trouvent également à l'article 3.1 de l'entente  
4 finale, j'ajoute à mon texte.

5 Il était en effet tout à fait inapproprié  
6 selon nous que des représentants d'Hydro-Québec  
7 négocient et contractent à la fois pour HQD et pour  
8 HQP. HQD et HQP avaient manifestement des intérêts  
9 différents. Les règles en vigueur exigeaient  
10 d'ailleurs une séparation fonctionnelle entre les  
11 deux entités, laquelle n'a pas été respectée lors  
12 de ces négociations.

13 L'on doit garder à l'esprit que bien que  
14 seul HQ ait la personnalité juridique, notre  
15 doctrine civile reconnaît la possibilité à une  
16 personne de contracter uniquement en une certaine  
17 qualité, voire même de contracter avec elle-même  
18 sous deux qualités différentes. C'est ainsi que  
19 dans tous les contrats d'approvisionnement passés,  
20 le contractant acheteur était Hydro-Québec en sa  
21 qualité de Distributeur. Celle-ci a même pu ainsi,  
22 dans plusieurs contrats, contracter avec elle-même  
23 en l'entité d'Hydro-Québec en sa qualité de  
24 Producteur.

25 Au présent dossier, lors des négociations

1 HQ-TCE, HQP avait notamment intérêt à pouvoir  
2 acquérir la puissance de TCE sans obligation de la  
3 revendre au même prix à HQD et en insérant aucune  
4 clause en faveur de HQD à cet égard.

5 Je vous signale, entre parenthèses, Madame  
6 la Présidente, que certains autres intervenants  
7 également ont exprimé une telle préoccupation.

8 L'intérêt de HQP est d'autant plus marqué  
9 que, tel qu'on le voit au présent mémoire, le coût  
10 d'acquisition de la puissance de TCE prévu au  
11 contrat est substantiellement inférieur à celui par  
12 lequel HQP pourra vendre de la puissance à HQD  
13 selon les contrats issus du récent appel d'offres  
14 AO/2015-01.

15 La lecture de la présente entente HQ-TCE  
16 montre que c'est cet intérêt de HQP qui a  
17 effectivement prévalu au détriment de HQD qui  
18 aurait eu intérêt à pouvoir obtenir au moins  
19 quelque chose en retour de la part de HQP.

20 Enfin, les dispositions conférant des  
21 droits et obligations à HQP deviennent obsolètes si  
22 la Régie accepte de maintenir HQD comme  
23 cocontractant de TCE jusqu'en deux mille trente-six  
24 (2036) comme Hydro-Québec Distribution en fait sa  
25 proposition principale.

1 J'ajoute toutefois, et ça, c'est un élément  
2 qu'un autre de mes collègues va développer  
3 davantage devant vous plus tard aujourd'hui, l'ACEF  
4 de Québec vous plaidera que la rédaction de  
5 l'article 3.1 d) de l'entente finale HQ-TCE semble  
6 peut-être rédigé de façon trop large en accordant  
7 un droit non encadré à Hydro-Québec de transférer à  
8 HQP des droits de cette entente, peut-être  
9 indépendamment de toute décision de la Régie. Et je  
10 m'en remets à la plaidoirie que l'ACEF de Québec  
11 vous présentera à ce sujet plus tard.

12 Nous invitons donc respectueusement la  
13 Régie de l'énergie, dans le cadre de sa discrétion  
14 selon l'article 74.2 de la loi, à refuser  
15 d'approuver les dispositions subsidiaires de  
16 l'entente de principe HQ-TCE conférant des droits à  
17 HQP. Concrètement, cela signifierait que la Régie  
18 approuverait l'entente de principe HQ-TCE de façon  
19 conditionnelle, la condition consistant à en  
20 retirer toutes les dispositions conférant des  
21 droits à HQP. Et je vous énumère, Madame la  
22 Présidente, les pouvoirs dont la Régie dispose  
23 lorsqu'elle est saisie d'une demande d'approbation  
24 d'un contrat d'approvisionnement. Que la Régie a  
25 juridiction de rendre l'une des quatre décisions

1       suivantes : elle peut soit accorder l'approbation  
2       demandée; elle peut accorder une approbation  
3       conditionnelle; elle peut suspendre sa décision  
4       jusqu'à ce que le demandeur apporte certaines  
5       modifications ou elle peut refuser l'approbation.  
6       Et ces quatre options disponibles à la Régie se  
7       trouvent mentionnées dans une décision du dossier  
8       R-3598-2006, décision D-2006-143, page 11.

9       (13 h 46)

10               J'ajoute aussi, ça c'est hors de mon texte,  
11       que l'objectif de notre recommandation est de nous  
12       assurer qu'aucun droit au contrat avec TCE, qui est  
13       actuellement un contrat exclusif en faveur de HQD,  
14       ne puisse être transmis en faveur de HQT...  
15       excusez, encore une fois, une faute, HQP. Nous  
16       recommandons aussi que tout amendement que tout  
17       amendement de l'entente, en vertu de son article  
18       3.1 sur ce sujet, soit sujet à l'approbation de la  
19       Régie. Si vous vous rappelez bien, Madame la  
20       Présidente, l'article 3.1 de l'entente finale  
21       indique que les parties ont convenu de réamender  
22       leur entente suite à la décision que vous rendrez.  
23       À savoir que, si le terme est accordé jusqu'en deux  
24       mille vingt-six (2026), elle sera réamendée de  
25       telle et telle manière, en donnant des droits à

1 HQP. Et, si vous accordez le terme jusqu'en deux  
2 mille trente-six (2036), tous les droits seront  
3 accordés à HQD. Donc, ce sera une nouvelle entente.  
4 Et, selon l'article 74.2, si je le lis :

5 Cette entente doit être soumise à  
6 l'approbation de la Régie.

7 Ce qui peut se faire par des échanges écrits, sans  
8 nouvelle audience, évidemment.

9 Je passe à l'entente entre HQ et Gaz Métro  
10 GNL. D'abord, les principes juridiques applicables.  
11 Hydro-Québec Distribution a déposé, pour  
12 information, l'entente de principe conclue entre HQ  
13 et Gaz Métro GNL et visant à ce qu'Hydro-Québec  
14 approvisionne en gaz son approvisionneur en  
15 électricité, qui est TCE, pendant l'application du  
16 protocole d'entente... et de l'entente HQ-TCE que  
17 j'ai mentionnée. Et il y a une entente finale...  
18 enfin, il y a deux ententes finales avec Gaz Métro  
19 qui ont été déposées récemment.

20 Hydro-Québec Distribution ne semble  
21 cependant pas demander l'approbation par la Régie  
22 de cette entente au présent dossier en vertu de  
23 l'article 74.2 de la loi.

24 Par ailleurs, nous avons remarqué que les  
25 articles 6 et 7 du protocole d'entente HQ-TCE

1 indiquent expressément que l'entente éventuelle  
2 d'approvisionnement en gaz par HQ auprès d'un tiers  
3 et au bénéfice de l'approvisionneur en électricité  
4 TCE ne fait aucunement partie du protocole  
5 d'entente HQ-TCE. Et j'ai tenté de lire... de  
6 retrouver une disposition correspondante dans  
7 l'entente finale HQ-TCE, ça ce n'est pas dans mon  
8 texte, et je n'ai pas trouvé d'équivalent à cette  
9 clause qui disait que l'entente HQ-TCE n'incluait  
10 pas l'entente HQ et l'approvisionneur en gaz.

11 Le paragraphe qui suit est particulièrement  
12 important, c'est le paragraphe 30. Nous soumettons  
13 respectueusement que l'entente de principe HQ-Gaz  
14 Métro GNL, par laquelle Hydro-Québec approvisionne  
15 en gaz son approvisionneur en électricité TCE,  
16 constitue un démembrement du contrat initial HQD-  
17 TCE, lequel prévoyait, à l'origine, que c'était TCE  
18 qui obtenait elle-même tous les biens et services  
19 requis pour qu'elle produise son électricité,  
20 incluant les biens et services que constitue son  
21 gaz.

22 Nous comprenons d'ailleurs que, dans le  
23 revenu requis d'Hydro-Québec Distribution, la  
24 dépense d'achat de gaz destiné à l'approvisionneur  
25 TCE devrait faire partie de la catégorie budgétaire

1 des coûts d'approvisionnement en électricité de  
2 HQD.

3 Par conséquent, nous soumettons que  
4 l'entente de principe et l'entente finale HQ-Gaz  
5 Métro GNL devrait faire l'objet d'une approbation  
6 par la Régie selon l'article 74.2, alinéa 2 de la  
7 loi.

8 J'arrive à la section 2, qui porte sur le  
9 mérite d'une telle approbation. Nous sommes  
10 hautement favorables à ce que l'approvisionnement  
11 gazier de TCE Bécancour s'effectue sous la forme de  
12 gaz naturel liquéfié. Un tel approvisionnement  
13 réduira les besoins additionnels de capacité de Gaz  
14 Métro et donc, évitera ou retardera le besoin de  
15 construction de gazoducs additionnels en Ontario  
16 pour alimenter le Québec (vu l'engorgement de  
17 Parkway-Toronto et la possibilité de conversion  
18 d'un gazoduc en oléoduc dans le nord de l'Ontario  
19 si cet aspect du projet Énergie Est est approuvé  
20 tel que soumis). De plus, l'approvisionnement en  
21 GNL et la regazéification à Bécancour aideront le  
22 Québec à développer une expertise dans ce domaine.  
23 Cette expertise pourrait s'avérer utile  
24 ultérieurement, pour la société québécoise, dans  
25 d'autres projets de liquéfaction/regazéification

1 ailleurs au Québec. Et j'ajoute, qui n'est pas dans  
2 le texte, projet qui, d'une manière ou d'une autre,  
3 pourrait être soumis à la Régie de l'énergie dans  
4 d'autres dossiers.

5           Donc, on parle de solution à des réseaux  
6 régionaux gaziers engorgés, tels qu'au Saguenay. On  
7 parle du gaz naturel comme combustible de  
8 remplacement pour la production électrique en  
9 réseau autonome et il y a même une citation qui  
10 indique qu'un tel projet est actuellement  
11 considéré. On parle de gaz naturel pour camionnage  
12 ou véhicules ferroviaires ou maritimes. Je vous  
13 soumetts des citations à cet effet. On parle de gaz  
14 naturel pour le Plan Nord. Là encore, c'est  
15 considéré.

16           Il serait souhaitable que, dans son  
17 prochain Plan d'approvisionnement, Hydro-Québec  
18 Distribution situe sa présente entente dans le  
19 contexte stratégique d'ensemble des autres usages  
20 que le gaz naturel liquéfié pourra apporter à ses  
21 activités, donc aux activités d'Hydro-Québec  
22 Distribution, tant en réseau intégré qu'en réseaux  
23 autonomes.

24           Il est également regrettable qu'HQD ait  
25 négocié de gré à gré sa présente entente avec Gaz



1 Métro GNL sans même considérer l'alternative  
2 possible qu'offrait, notamment, le fournisseur de  
3 GNL Stolt, dont une usine de liquéfaction avec  
4 regazéification sera précisément installée à  
5 Bécancour et mise en service « au début de l'année  
6 2018 », soit avant celle de Gaz Métro GNL prévue  
7 seulement pour le 1er décembre 2018, un coût  
8 d'approvisionnement gazier que HQD ne semble pas  
9 avoir vérifié. Et avec l'avantage environnemental  
10 additionnel possible d'utiliser en partie du  
11 biogaz, ce qui répond à des objectifs d'intérêt  
12 public. Et je vous reproduis des extraits du  
13 rapport du BAP qui a recommandé l'approbation de ce  
14 projet qui indiquent que des projets tels que  
15 l'usine de biométhanisation de la Ville de Saint-  
16 Hyacinthe inauguré en novembre deux mille quatorze  
17 (2014) pourraient éventuellement constituer une  
18 partie de l'alimentation en gaz naturel des  
19 installations de Stolt et qu'à long terme, le  
20 projet de Stolt LNGas pourrait continuer d'avoir un  
21 effet positif sur le bilan québécois d'émissions de  
22 GES s'il devenait un débouché pour les biogaz  
23 produits au Québec à partir de résidus.

24 Un autre projet de terminal de liquéfaction  
25 de gaz naturel au Saguenay par GNL Québec est

1 également prévu et ne semble pas avoir été  
2 considéré par Gaz Métro.

3 Enfin, il est aussi regrettable que, tout  
4 comme pour les installations de TCE, HQD n'ait pas  
5 encore planifié la disposition des équipements de  
6 Gaz Métro GNL a fin du terme dans sa présente  
7 entente, se privant ainsi (et privant les  
8 consommateurs et citoyens du Québec) d'un outil de  
9 négociation qui aura cessé d'exister au terme  
10 contractuel de deux mille trente-six (2036). HQD  
11 ignore d'ailleurs toujours la durée de vie des  
12 installations de Gaz Métro GNL. Mais la durée de  
13 vie de l'usine équivalente Stolt serait d'une  
14 cinquantaine d'années, selon la source dans le  
15 rapport du BAP. Même au terme de deux mille trente-  
16 six (2036), c'est Gaz Métro ou l'une de ses  
17 filiales qui demeurera propriétaire tant des  
18 équipements gaziers que du terrain et aucune option  
19 de prolongation d'entente à bas prix n'est prévue,  
20 malgré que les coûts d'immobilisation auront déjà  
21 été tous entièrement payés par HQD.

22 Nous sommes donc hautement favorables en  
23 principe à l'entente d'approvisionnement en GNL  
24 proposé par HQD au présent dossier, mais avons des  
25 réserves importantes sur trois lacunes.



1       paragraphe 38. Nous nous en remettons à la Régie  
2       pour déterminer si ces motifs sont suffisants pour  
3       qu'elle refuse d'approuver l'entente HQ-Gaz Métro  
4       GNL ou assortisse son approbation de conditions. A  
5       défaut, nous recommandons au moins au Tribunal  
6       d'inviter HQD à lui soumettre des suivis sur ces  
7       questions.

8                Au paragraphe 37 sont exprimées nos  
9       recommandations. Je vous rappelle simplement les  
10      trois ajouts que j'ai faits au fur et à mesure de  
11      la présentation de mon mémoire, c'est-à-dire que  
12      notre première conclusion, on vous recommande  
13      d'approuver le protocole d'entente, mais de  
14      façon... HQ-TCE et l'entente définitive, HQ-TCE,  
15      mais conditionnellement à en retirer toutes les  
16      dispositions conférant des droits à HQP et en  
17      ajoutant ce que j'ai indiqué plus tôt que  
18      l'objectif de notre recommandation est de nous  
19      assurer qu'aucun droit au contrat avec TCE ne  
20      puisse être transmis en faveur de HQT. Et nous  
21      recommandons aussi que tout amendement de  
22      l'entente, tel que prévu en son article 3.1 sur ce  
23      sujet soit aussi sujet à l'approbation de la Régie.

24               Notre deuxième recommandation qui reste  
25      inchangée, qui est d'inviter HQD à présenter au

1 Tribunal un suivi quant à la disposition et  
2 éventuelle acquisition à terme des équipements de  
3 TCE, qui seront en deux mille trente-neuf (2039)  
4 presque neufs, et déjà payés.

5 Mais j'ai ajouté plutôt deux autres  
6 recommandations. Une pour requérir que HQD obtienne  
7 l'approbation de la Régie avant d'exercer son droit  
8 selon l'article 21.1 de l'entente HQ-TCE  
9 d'autoriser cette dernière à vendre de  
10 l'électricité à un tiers.

11 Et autre recommandation que j'ai mentionnée  
12 dans le cours de ma présentation consistait à  
13 inviter HQD à présenter au Tribunal un suivi quant  
14 à la possibilité de doter tous ses contrats  
15 d'approvisionnement postpatrimoniaux futurs d'une  
16 clause d'option de prolongation en faveur de HQD  
17 dans des circonstances qui seraient définies à la  
18 clause et à négocier, et si la négociation est  
19 fructueuse, à présenter pour approbation à la Régie  
20 un amendement à la totalité de ses contrats  
21 d'approvisionnement déjà existants afin d'y insérer  
22 une clause d'option de renouvellement.

23 Les conclusions suivantes restent  
24 inchangées, à savoir de déclarer que l'entente HQD  
25 d'approvisionnement gazier par HQD destiné à

1           approvisionner l'approvisionneur requiert  
2           l'approbation selon l'article 74.2 de la Loi, et  
3           déterminer si cette approbation doit ou non être  
4           accordée compte tenu des trois réserves exprimées  
5           ou subsidiairement à défaut, au moins que HQD  
6           soumette des suivis sur ces questions.

7           Je n'ai plus tellement de voix, donc une  
8           chance qu'on est arrivé à la fin. Donc je vous  
9           remercie beaucoup, Madame la Présidente. Et s'il y  
10          a des questions, je suis prêt à y répondre.

11         LA PRÉSIDENTE :

12         Non, c'est beau, je n'avais pas de questions.

13         Merci, Maître Neuman.

14         Me DOMINIQUE NEUMAN :

15         Alors je m'incline devant la Régie à la fois par  
16         respect, mais parce que je dois débrancher ma  
17         prise.

18         LA PRÉSIDENTE :

19         C'est bon. Alors j'inviterais tranquillement maître  
20         Falardeau de l'ACEF de Québec à venir à l'avant.

21         Maître Falardeau, vous aviez prévu trente (30)  
22         minutes. J'imagine que c'est à peu près...

23         Me DENIS FALARDEAU :

24         Entre vingt et trente (20-30) minutes, mais j'ai  
25         comme l'impression que ça va être dans les vingt

1 (20) minutes.

2 LA PRÉSIDENTE :

3 Parfait. Merci.

4 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

5 REPRISE DE L'AUDIENCE

6 (14 h 3)

7 PLAIDOIRIE PAR Me DENIS FALARDEAU :

8 Allons-y, Madame la Présidente. Denis Falardeau,  
9 pour l'ACEF de Québec.

10 En guise d'introduction, ce que je pourrais  
11 vous dire, Madame la Présidente, c'est que nous  
12 sommes à la fois en faveur... on n'est pas contre  
13 mais on n'est pas en faveur non plus. Parce que,  
14 comme vous le disiez ce matin dans les questions  
15 que vous posiez au Distributeur et comme on peut  
16 constater dans la preuve, le panier de provisions  
17 que le Distributeur a devant lui est quand même  
18 assez varié, on parle d'énergie interruptible, on  
19 parle du marché à court terme et on parle de TCE,  
20 tout est une question, à notre avis, de, comment  
21 dire, de conditions, qu'est-ce qui est plus  
22 avantageux l'une que l'autre de ces possibilités-  
23 là? À prime abord, TCE semble un peu plus  
24 intéressant que les autres, mais selon certaines  
25 conditions que je vais vous présenter. Allons-y.

1                   Premièrement, l'objet de la demande, c'est  
2 d'approuver le protocole d'entente intervenu le  
3 trente (30) avril deux mille quinze (2015) entre le  
4 Distributeur et TCE visant l'utilisation de la  
5 centrale de Bécancour en période de pointe et  
6 l'entente finale à intervenir avec TCE. Le  
7 protocole d'entente est d'une durée de vingt (20)  
8 ans à compter du premier (1er) juin deux mille  
9 seize (2016) et a pour but d'équilibrer le bilan  
10 des besoins en puissance en hiver.

11                   Le Distributeur demande aussi à la Régie de  
12 donner suite à une disposition du protocole  
13 d'entente en le dispensant de faire approuver  
14 annuellement la suspension temporaire de la  
15 centrale de TCE; et là, on parle de la livraison en  
16 base.

17                   Deux enjeux soulevés dans notre demande  
18 d'intervention, soit la correspondance entre les  
19 besoins de puissance du Distributeur et les  
20 caractéristiques de l'entente, ainsi que ses coûts  
21 et ses risques. Nous formulons également une  
22 recommandation à la Régie à l'égard de la demande  
23 de dispense du Distributeur mentionnée  
24 précédemment.

25                   Allons-y dans un premier temps concernant



1 les besoins en puissance; et là, je fais référence  
2 aux pages 3 et suivantes de notre preuve.

3 L'entente propose l'acquisition par le  
4 Distributeur auprès de TCE d'une puissance de cinq  
5 cent soixante-dix mégawatts (570 MW) pour  
6 satisfaire les besoins du Distributeur en périodes  
7 de pointe en hiver sur une période de vingt (20)  
8 ans, ce qui représente une centaine d'heures par  
9 année durant les grands froids en période de  
10 pointe.

11 Une mise à jour du bilan de puissance du  
12 Distributeur démontre qu'à l'horizon du Plan  
13 d'approvisionnement, c'est-à-dire 2014-2023, soit  
14 l'hiver 2022-2023, il y a une baisse totale des  
15 besoins et de la réserve requise qui s'élève à cinq  
16 cent soixante-trois mégawatts (563 MW), ce qui se  
17 compare à la capacité de la centrale de TCE, c'est-  
18 à-dire plus précisément cinq cent soixante-dix  
19 mégawatts (570 MW); et là, je fais référence à  
20 notre preuve à la page 4.

21 Tel que le montre le bilan mis à jour par  
22 le Distributeur, et c'est au tableau 2 de notre  
23 preuve à sa page 5, la puissance additionnelle  
24 requise, sans compter la contribution potentielle  
25 de la centrale de TCE, est inférieure ou égale à

1 mille cinq cents mégawatts (1500 MW) jusqu'en deux  
2 mille vingt - vingt et un (2020-2021). Elle est  
3 évaluée par le Distributeur à deux mille cent  
4 cinquante mégawatts (2150 MW) pour vingt-deux -  
5 vingt-trois (2022-2023).

6 Selon nous, les quantités de puissance  
7 additionnelle requise pourraient être satisfaites  
8 par une combinaison de moyens d'approvisionnement  
9 avec ou sans la centrale TCE. L'important est de  
10 trouver une combinaison qui minimise les risques et  
11 les coûts du Distributeur.

12 Allons-y justement concernant les coûts de  
13 l'entente et les coûts de certaines autres options  
14 d'approvisionnement pour satisfaire les besoins de  
15 puissance en période hivernale du Distributeur.

16 Dans un premier temps, parlons du marché de  
17 court terme. Les marchés de court terme  
18 représentent un moyen envisageable pour satisfaire  
19 les besoins de puissance en hiver du Distributeur.  
20 On parle d'un potentiel de mille cinq cents  
21 mégawatts (1500 MW) pour les marchés de court  
22 terme; et là, je fais référence aux pages 6 et 7 de  
23 notre preuve.

24 Selon l'analyse faite par l'ACEF de Québec,  
25 en comptant sur les mille cinq cents mégawatts

1 (1500 MW) du marché de court terme, le Distributeur  
2 n'aurait pas besoin de puissance additionnelle  
3 jusqu'en deux mille vingt - vingt et un (2020-  
4 2021); un besoin de l'ordre de six cent cinquante  
5 mégawatts (650 MW) n'apparaîtrait qu'en deux mille  
6 vingt-deux - vingt-trois (2022-2023). Nos calculs  
7 cependant ne tiennent pas compte de la contribution  
8 potentielle de la nouvelle entente d'échange avec  
9 l'Ontario; et là, je fais référence à notre preuve  
10 à la page 8.

11 Par conséquent, les achats de puissance sur  
12 les marchés de court terme et la centrale de TCE  
13 sont donc deux options à considérer pour satisfaire  
14 les besoins de puissance additionnelle du  
15 Distributeur.

16 Parlons maintenant du prix d'achat de  
17 puissance sur les marchés de court terme.

18 À la page 9 de notre preuve, on peut  
19 constater que l'achat de puissance sur les marchés  
20 de court terme est une piste intéressante. Par  
21 exemple, en hiver deux mille quinze (2015), le  
22 Distributeur a pu acheter sur les marchés une  
23 quantité relativement importante de puissance pour  
24 satisfaire ses besoins de court terme; et là, on  
25 parle de sept cent cinquante mégawatts (750 MW). De

1 plus, les prix mensuels sont relativement faibles;  
2 et là, on fait référence à notre preuve à la page  
3 9.

4 (14 h 08)

5 Autre avantage à considérer, les achats de  
6 court terme se font au moment où les besoins sont  
7 plus ou moins sûrs, évitant ainsi au Distributeur  
8 d'avoir à payer des primes fixes pour les besoins  
9 de long terme qui ne se concrétisent pas.

10 Finalement, on peut conclure que les achats  
11 de court terme représentent donc un moyen flexible  
12 pour satisfaire les besoins de puissance du  
13 Distributeur, réduisant ses risques d'acheter des  
14 quantités trop élevées.

15 Allons maintenant du côté des engagements  
16 de long terme et la décision D-2014-205. Dans le  
17 cadre du Plan d'approvisionnement deux mille  
18 quatorze - deux mille vingt-trois (2014-2023), le  
19 Distributeur cherchait à se procurer des appels  
20 d'offres de mille mégawatts (1000 MW) de puissance  
21 en hiver pour une durée de vingt (20) ans, et là on  
22 parle de long terme, à partir de deux mille dix-  
23 huit - deux mille dix-neuf (2018-2019).

24 Plusieurs intervenants étaient en désaccord  
25 avec le Distributeur pour diverses raisons, entre

1 autres, un potentiel plus élevé des marchés de  
2 court terme ou de gestion de la demande et le  
3 contexte d'incertitude économique et énergétique.

4 La Régie émet, en décembre deux mille  
5 quatorze (2014), l'opinion que le Distributeur  
6 devrait faire preuve de prudence avant d'engager  
7 une ressource à la hauteur de mille mégawatts  
8 (1000 MW) en puissance pour une durée de vingt (20)  
9 ans. Elle considère, dans sa décision, qu'un appel  
10 d'offres en puissance de mille mégawatts (1000 MW)  
11 n'est pas justifié et qu'une quantité de cinq cents  
12 mégawatts (500 MW) serait suffisante.

13 Au niveau des approvisionnements, le  
14 Distributeur s'engage déjà pour vingt (20) ans  
15 auprès du Producteur pour l'achat de cinq cents  
16 mégawatts (500 MW) de puissance en hiver par le  
17 biais de l'appel d'offres 2015-01. Si le  
18 Distributeur obtient l'approbation de la Régie pour  
19 l'entente avec TCE de cinq cent... cinq cent  
20 soixante-dix mégawatts (570 MW) de puissance, son  
21 engagement pour le long terme, c'est-à-dire vingt  
22 (20) ans, totaliserait alors mille soixante-dix  
23 mégawatts (1070 MW), plus précisément cinq cents  
24 mégawatts (500 MW) plus les cinq cent soixante-dix  
25 (570 MW) de TCE. Dans ce cas, il y aurait

1 dépassement du seuil de cinq cents mégawatts  
2 (500 MW) d'engagement de long terme mentionné dans  
3 la décision 2014-205.

4 Malgré ce dépassement, il serait  
5 intéressant de vérifier si le coût de l'entente  
6 vaut la peine. En effet, le Distributeur soumet un  
7 projet d'acquisition de puissance au coût fixe  
8 équivalent à la moitié de celui qu'il vient tout  
9 juste d'acquérir du Producteur. Plus précisément,  
10 on parle de cent six dollars du kilowatt par année  
11 (106 \$/kW/an) pour l'appel d'offres 2015-01 et de  
12 cinquante et un virgule cinq dollars du kilowatt  
13 par année (51,05 \$/kW/an) pour les coûts fixes de  
14 l'entente avec TCE. Et là on fait référence à notre  
15 preuve aux pages 11 et 12.

16 Justification économique de l'entente.  
17 Notons que, dans un premier temps, il est difficile  
18 d'évaluer l'estimation du Distributeur concernant  
19 les coûts fixes de l'entente puisque cette  
20 estimation repose sur des données qui sont  
21 confidentielles.

22 À la page 13 de notre preuve, nous portons  
23 à l'attention de la Régie certains aléas de la  
24 demande climatiques qui pourraient influencer sur  
25 le long terme l'évaluation de la pertinence de la

1 justification économique. Et là on fait référence à  
2 une baisse potentielle de la demande de puissance.  
3 On fait référence au respect de l'orientation de la  
4 Régie sur les engagements à long terme pour la  
5 puissance de pointe, aux avantages de l'achat de  
6 court terme par rapport à l'entente, et caetera, et  
7 caetera.

8 Comparaison avec les coûts évités. Le  
9 Distributeur évalue le coût évité de long terme en  
10 puissance à quarante-cinq dollars du kilowatt-hiver  
11 (45 \$/kW-hiver) comparativement au coût fixe de  
12 cinquante et un dollars du kilowatt par année  
13 (51 \$/kW/an) associé aux ententes avec TCE et Gaz  
14 Métro. Et là on fait référence à notre preuve à la  
15 page 13.

16 Selon l'évaluation que nous avons  
17 effectuée, c'est la façon correcte de comparer les  
18 coûts. Il n'y a pas d'erreur dans la méthodologie  
19 d'établissement des coûts évités adoptée par le  
20 Distributeur. Et on fait référence aux pages 13 et  
21 14 de notre preuve.

22 L'objectif d'un fonctionnement de la  
23 centrale durant l'équivalent d'une centaine  
24 d'heures par année. Le Distributeur énonce que les  
25 ententes avec TCE et Gaz Métro ont pour objectif de

1 permettre le fonctionnement de la centrale durant  
2 l'équivalent d'une centaine d'heures par année  
3 pendant les périodes de grand froid au cours  
4 desquelles la capacité des moyens actuels dont  
5 dispose le Distributeur est insuffisante. Et là on  
6 fait référence à notre preuve à la page 15.

7 Notons que la quantité de cent (100) heures  
8 représente un virgule un pour cent (1,1 %) des huit  
9 mille sept cent soixante (8760) heures totalisant  
10 une année. Cette quantité de cent (100) heures par  
11 année est un élément déterminant pour évaluer la  
12 pertinence de l'entente selon nous. Nous invitons  
13 la Régie à soupeser les paramètres soulignés aux  
14 pages 16 et suivantes de notre preuve.

15 Possibilité de non-utilisation de la  
16 centrale de TCE. L'entente vise à satisfaire une  
17 partie des besoins en puissance du Distributeur.  
18 Or, ce besoin dépend grandement des conditions  
19 climatiques et des activités socio-économiques de  
20 la clientèle du Distributeur.

21 À titre d'exemple, nous portons à  
22 l'attention de la Régie le tableau 2-4 sur les  
23 aléas sur les besoins en puissance à la pointe  
24 d'hiver, on parle alors d'une fluctuation de plus  
25 ou moins mille huit cent quarante mégawatts



1 (1840 MW) à l'horizon de deux mille seize - deux  
2 mille dix-sept (2016-2017). Et là on fait référence  
3 à notre preuve à la page 18. Il serait donc  
4 possible que la puissance de TCE soit utilisée très  
5 peu ou ne soit pas utilisée pendant certaines  
6 années.

7 (14 h 14)

8 Parlons maintenant des moyens pour mitiger  
9 les risques du Distributeur. Nous portons à  
10 l'attention de la Régie nos recherches de solutions  
11 sur les moyens de mitiger les risques associés lors  
12 des situations de peu d'utilisation ou de non-  
13 utilisation de la centrale de TCE en hiver. On  
14 parle alors de partage de capacité de la centrale  
15 avec le producteur ou d'autres utilisateurs, on  
16 parle de l'utilisation de la centrale par d'autres  
17 utilisateurs, et caetera. Et là on fait référence à  
18 la page 19 de notre preuve.

19 Ce qui nous amène la recommandation  
20 suivante. Plus particulièrement, nous recommandons  
21 que, dans le cas où la Régie approuve l'entente,  
22 nous recommandons qu'elle exige que le Distributeur  
23 lui présente, dans le plus bref délai possible, un  
24 plan indiquant comment il mitige les risques  
25 financiers associés à l'entente et la rentabilise

1 au profit de sa clientèle.

2           Parlons maintenant des frais fixes annuels  
3 à payer à TCE et à Gaz Métro. Selon les calculs de  
4 l'ACEF de Québec, les frais fixes annuels  
5 augmenteront de deux pour cent (2 %) par année et,  
6 selon nous, la répartition de ces frais fixes dans  
7 le temps de l'entente met plus de poids économique  
8 pour les premières années. Cette caractéristique  
9 pourrait être utile à la Régie dans sa réflexion  
10 sur l'échéance de l'entente et invitons la Régie à  
11 analyser nos calculs aux pages 20 et suivantes de  
12 notre preuve.

13           Avantages et inconvénients de diverses  
14 options d'approvisionnement de puissance. Pour  
15 satisfaire les besoins de puissance additionnelle  
16 du Distributeur, l'électricité interruptible et les  
17 achats de puissance de court terme sont deux  
18 options les plus aptes à concurrencer l'entente  
19 avec TCE.

20           Pour l'entente, l'offre est de cinq cent  
21 soixante-dix mégawatts (570 MW) pour vingt (20) ans  
22 alors que, pour l'électricité interruptible,  
23 l'ampleur de la puissance additionnelle à celle des  
24 contrats existants est incertaine, car elle dépend  
25 de différentes conditions des appels d'offres. Et,

1 de plus, et c'est un fait à souligner, la durée des  
2 contrats d'électricité interruptible est  
3 généralement plus courte que vingt (20) ans. Et là  
4 on fait référence à notre preuve à la page 23.

5 L'achat de puissance de court terme est à  
6 un coût nettement inférieur à celui de l'entente.  
7 Cependant, la flexibilité des achats de court terme  
8 permet au Distributeur de programmer des quantités  
9 selon l'évolution de ses besoins. Cependant, la  
10 disponibilité n'est pas garantie et son prix peut  
11 fluctuer significativement.

12 De son côté l'entente avec TCE offre, selon  
13 nous, plusieurs avantages. Et là on parle d'une  
14 disponibilité pour vingt (20) ans, des primes fixes  
15 prévisibles. On parle d'une quantité de puissance à  
16 livrer pouvant être inférieure à la capacité  
17 maximale de la centrale. On parle d'un délai de  
18 livraison relativement court, on parle de douze  
19 (12) heures. On parle de possibilité pour la  
20 centrale de TCE de fonctionner plus de trois cents  
21 (300) heures par année et de redevenir une centrale  
22 de production d'électricité de base. Et,  
23 finalement, la localisation au coeur de la charge  
24 du réseau d'Hydro-Québec est un élément à  
25 considérer.

1 L'entente a cependant un inconvénient  
2 notable, la possibilité que la centrale ne soit pas  
3 utilisée pendant les hivers chauds et la centrale  
4 est, par conséquent, inutilisée à quatre-vingt-dix-  
5 neuf pour cent (99 %) du temps. Et là on fait  
6 référence à notre preuve à la page 23.

7 Dépense de un virgule deux million (1,2 M)  
8 de Gaz Métro. Dans sa preuve, le Distributeur  
9 mentionne que si les ententes n'étaient pas  
10 conclues, il n'encourra aucuns frais à l'égard de  
11 TCE alors qu'une compensation monétaire, pouvant  
12 atteindre un virgule deux million (1,2 M), en  
13 décembre deux mille quinze (2015), devra être  
14 versée à Gaz Métro pour couvrir les frais encourus  
15 et souhaite que le montant de un virgule deux  
16 million (1,2 M) soit inclus dans ses coûts  
17 d'approvisionnement qui seraient refileés à sa  
18 clientèle.

19 Selon nous, l'inclusion ou l'exclusion de  
20 ce genre de dépenses devrait être examinée dans le  
21 cadre de l'examen des budgets du Distributeur ou  
22 d'un dossier spécial traitant des coûts échoués.

23 Ce qui nous amène à la recommandation  
24 suivante. Dans le cas où la Régie n'approuve pas  
25 l'entente avec TCE, nous recommandons qu'elle

1 précise que son refus ne signifie pas que le  
2 montant de un virgule deux million (1,2 M) de  
3 dépenses de Gaz Métro mentionné ci-haut sera admis  
4 automatiquement comme coûts d'approvisionnement à  
5 faire supporter par la clientèle du Distributeur.

6 Abordons maintenant la demande de dispense.  
7 Le Distributeur invoque l'article 12 de l'entente  
8 avec TCE et l'ampleur de ses surplus énergétiques  
9 pour demander à la Régie de le dispenser de faire  
10 approuver annuellement la suspension temporaire de  
11 la centrale de TCE. Et là on fait référence à notre  
12 preuve aux pages 25 et suivantes.

13 Cependant, selon cet article, le  
14 Distributeur doit donner un avis de trois (3) ans  
15 s'il veut mettre fin à la période de suspension, ce  
16 qui demande, selon nous, un suivi régulier des  
17 besoins énergétiques et des besoins  
18 d'approvisionnement.

19 Par conséquent, il est nécessaire que le  
20 Distributeur continue de faire un suivi fréquent de  
21 ses besoins énergétiques, d'autant plus que des  
22 changements non prévus, tels que par exemple  
23 l'arrivée d'une grande industrie, pourraient venir  
24 changer les perspectives.

25 Ce qui nous amène la recommandation

1           suivante. Considérant l'importance de faire un  
2           suivi régulier de la situation énergétique du  
3           Distributeur et de sa capacité de fournir de  
4           l'énergie à sa clientèle, conformément aux critères  
5           de sécurité et de fiabilité fixés par la Régie,  
6           nous recommandons que la Régie rejette la demande  
7           de dispense du Distributeur.

8           (14 h 19)

9                        Ce qui m'amène à parler d'un élément qui  
10           n'était pas présent lors de l'analyse initiale du  
11           dossier, et là je fais référence à l'Entente finale  
12           qui a été déposée par le Distributeur le vingt-  
13           quatre (24) août, et c'est la pièce HQD-1, Document  
14           4. Et plus précisément, je voudrais porter à votre  
15           attention l'article 3.1, au paragraphe D.

16                       Je vous fais grâce de la lecture du  
17           paragraphe, mais le paragraphe prévoit le transfert  
18           en tout temps des... comment dire, des vertus, de  
19           l'Entente comme telle du Distributeur vers le  
20           Producteur. Dans l'entente initiale, pardonnez-moi,  
21           je ne me souviens plus exactement de l'article,  
22           mais dans l'entente initiale, il y avait ce type de  
23           modalité là de transfert, mais cette modalité-là  
24           était assortie d'une condition et c'était si la  
25           Régie n'accepte pas en totalité l'Entente ou si la

1 Régie accepte en partie, ou s'il y a des conditions  
2 qui ne sont pas satisfaisantes de par les parties,  
3 alors là, il y avait un article permettant un  
4 transfert vers le Producteur de l'Entente.

5 Ce qui est inquiétant, c'est qu'il n'y a  
6 plus cette espèce de caractère conditionnel. En  
7 tout temps, le Producteur pourrait se voir  
8 transférer les vertus, si vous me permettez  
9 l'expression, de cette entente. Et on considère que  
10 c'est, comment je pourrais dire, une disposition  
11 qui est très, comment dire, impliquante en termes  
12 de conséquences.

13 Je n'ai pas été en mesure de faire de  
14 recherches en termes jurisprudentielles et ainsi de  
15 suite, mais je pense que c'est inédit, je ne pense  
16 pas que dans d'autres dossiers il y a eu de telles  
17 dispositions de faits. Et si vous me permettez, par  
18 analogie, je vous ferais un parallèle avec le  
19 principe voulant que des pouvoirs délégués ne  
20 peuvent pas être redélégués.

21 À mon avis, c'est un peu le même type de  
22 raisonnement que la Régie devrait adopter  
23 concernant le paragraphe 3.1 D. C'est-à-dire que si  
24 le Distributeur veut transférer l'Entente, les  
25 capacités de cette entente-là au Producteur puisque

1 dans le fond, c'est un peu comme un permis, là, je  
2 comprends que c'est un contrat que vous avez à  
3 examiner, mais le résultat, c'est un peu comme un  
4 permis que vous avez et c'est rare qu'on voit un  
5 transfert de permis entre un détenteur vers un  
6 autre.

7 Et c'est pour ces deux analogies-là que je  
8 vous demande, Madame la Présidente, si vous en  
9 venez à la conclusion d'accorder la demande  
10 d'Hydro-Québec concernant cette entente-là de soit  
11 d'interdire l'utilisation de 3.1 D ou sinon,  
12 d'obliger le Distributeur à venir devant la Régie  
13 demander l'autorisation de faire ce transfert-là  
14 vers le Producteur.

15 Ce qui nous amène aux conclusions et  
16 recommandations. Le bilan de puissance mis à jour  
17 par le Distributeur démontre que ses besoins en  
18 puissance additionnels attendraient mille cinq  
19 cents mégawatts (1500 MW) seulement en deux mille  
20 vingt-deux mille vingt et un (2020-2021). Si l'on  
21 maintenait le niveau potentiel des achats de  
22 puissance de mille cinq cents mégawatts (1500 MW)  
23 sur les marchés de court terme retenu par la Régie  
24 dans sa décision 2014-205 et confirmé par le  
25 Distributeur dans le présent dossier, la



1 satisfaction des besoins en puissance du  
2 Distributeur pourrait se réaliser sans la  
3 contribution de la centrale de TCÉ jusqu'en deux  
4 mille vingt-vingt et un (2020-21).

5 L'appréciation de l'utilité, des avantages  
6 et l'inconvénient de l'Entente devraient donc se  
7 faire dans une perspective de très long terme, à  
8 l'horizon de deux mille trente-six (2036).

9 L'Entente permettrait au Distributeur d'avoir accès  
10 à une quantité de puissance relativement  
11 importante, et là, on fait référence au cinq cent  
12 soixante-dix mégawatts (570 MW), sur une période de  
13 vingt (20) ans.

14 Ceci constituerait un avantage de l'Entente  
15 qui vise à sécuriser l'approvisionnement en  
16 puissance du Distributeur sur un horizon de long  
17 terme. En échange, le Distributeur devrait  
18 s'engager à payer à TCÉ et à Gaz Métro des frais  
19 fixes annuels relativement importants. Et là, on  
20 parle d'environ trente-trois virgule trois millions  
21 (33,3 M) par année à partir de l'hiver deux mille  
22 dix-huit (2018), et ceci indexé à deux pour cent  
23 (2 %).

24 Ces frais fixes devraient être payés même  
25 si la centrale ne donne aucun service au

1 Distributeur à une année donnée. L'Entente est  
2 conçue pour un fonctionnement de la centrale pour  
3 une centaine d'heures par année, soit seulement un  
4 virgule un pour cent (1,1 %) du temps. Pour des  
5 hivers chauds, la centrale serait inutile au  
6 Distributeur. La conception des caractéristiques  
7 techniques et économiques de l'Entente serait donc  
8 non-optimale.

9 Dans le cas où la Régie approuve l'Entente,  
10 nous recommandons qu'elle exige que le Distributeur  
11 lui présente, dans le plus bref délai possible, un  
12 plan indiquant comment il mitige les risques  
13 financiers associés à l'Entente et la rentabilise  
14 au profit de sa clientèle. Les achats de puissance  
15 sur les marchés de court terme constitueraient une  
16 alternative intéressante à l'Entente.

17 Ces deux options ont des avantages et  
18 inconvénients différents qui méritent d'être  
19 comparés de façon approfondie pour aider la Régie  
20 dans sa réflexion. Outre la dimension des coûts de  
21 différentes options, la Régie pourrait prendre en  
22 considération le fait que l'Entente permettrait au  
23 Distributeur de diversifier davantage son  
24 portefeuille des moyens de satisfaire ses besoins  
25 en puissance. C'est le panier de provisions que je

1 vous parlais tout à l'heure, Madame la Présidente.

2 Dans le cas où la Régie n'approuve pas  
3 l'Entente avec TCÉ, nous recommandons qu'elle  
4 précise que son refus ne signifie pas que le  
5 montant d'un virgule deux million (1,2 M\$) de  
6 dépenses de Gaz Métro sera admis automatiquement  
7 comme coût d'approvisionnement à supporter par la  
8 clientèle du Distributeur.

9 Nous recommandons également que la Régie  
10 rejette la demande de dispense du Distributeur à  
11 l'égard de son obligation de faire approuver  
12 annuellement la suspension de la centrale de TCÉ  
13 pour des raisons exposées dans le mémoire.

14 (14 h 25)

15 Finalement, concernant l'article 3.1D de  
16 l'entente finale, nous recommandons que le  
17 Distributeur demande l'accord de la Régie avant de  
18 transférer l'entente au Producteur.

19 Merci, Madame la Présidente.

20 LA PRÉSIDENTE :

21 Merci, Maître Falardeau. Je n'aurai pas de  
22 questions à votre attention. Je ne sais pas si les  
23 gens ont besoin d'une pause, ou on peut  
24 poursuivre... s'il n'y a pas de demande  
25 particulière, moi, je suis prête à poursuivre.

1 Maître Cadrin, pour l'AHQ-ARQ?

2 PLAIDOIRIE PAR Me STEVE CADRIN :

3 Alors, Steve Cadrin, pour l'AHQ-ARQ. Tant que j'ai  
4 votre attention, Madame la Présidente, entière,  
5 tout va bien, et celle de mes collègues évidemment  
6 d'Hydro-Québec, bien sûr.

7 Alors tout d'abord, parlant d'attention  
8 justement, on a porté attention sur votre décision  
9 que vous avez rendue dans le dossier du Plan  
10 d'approvisionnement et ce matin, j'ai été un peu  
11 surpris de voir monsieur Zayat qualifier votre  
12 décision de déraisonnable, bien qu'indirectement.

13 À l'époque, nous avons parlé de marché de  
14 court terme abondamment dans la preuve de l'AHQ-ARQ  
15 avec l'expert de l'AHQ-ARQ, nous avons suggéré  
16 qu'il y avait plus que mille cinq cents mégawatts  
17 (1 500 MW) qui étaient disponibles sur le marché de  
18 court terme, on avait beaucoup d'explications à ce  
19 sujet-là. Et à l'époque, vous aviez décidé, et vous  
20 étiez alors présidente de la Formation, que mille  
21 cinq cents mégawatts (1 500 MW), on pouvait rester  
22 à ce niveau-là et qu'on devait regarder des  
23 solutions pour en chercher même plus parce qu'il y  
24 en aurait possiblement plus sur les marchés de  
25 court terme qui étaient disponibles compte tenu de

1 plusieurs sujets.

2 Je ne refais pas la preuve, je ne fais que  
3 vous citer la décision dont on a déjà parlé, 2014-  
4 205, page 39, page 40 pour votre décision plus  
5 spécifiquement. Et on était déjà à mille cinq cents  
6 mégawatts (1 500 MW), étant confortables, disons-  
7 le, avec le mille cinq cents mégawatts (1 500 MW).  
8 Aujourd'hui, on appelle ça « déraisonnable » de  
9 penser dans le futur qu'on va pouvoir avoir ces  
10 éléments-là, ce mille cinq cents mégawatts  
11 (1 500 MW) de présent, on va appeler ça même « non  
12 sécuritaire » ou « non prudent » de penser que ces  
13 marchés-là vont nous aider à couvrir le tout.

14 Moi, j'y vois une demande de révision de  
15 votre propre décision sur ce sujet-là et ceci dit,  
16 sans aucune preuve autre que des affirmations de  
17 monsieur Zayat, qui peuvent être démontrées et qui  
18 seront démontrées en temps et lieu mais qui ne le  
19 sont pas à l'heure actuelle.

20 Alors ça commence peut-être à ce niveau-là,  
21 voici le problème que l'on a, en fait, on a appelé  
22 ça même « le maximum théorique », pour utiliser  
23 l'expression de monsieur Zayat ce matin, alors pour  
24 vous dire tout simplement qu'on est loin de  
25 l'époque où, il n'y a pas si longtemps, on disait

1 que, effectivement, il y avait d'autres capacités  
2 et on n'a pas jamais fait la preuve à l'effet  
3 inverse, et il y a toute une démonstration à faire  
4 ceci dit.

5 Alors vous aviez mentionné qu'il y en avait  
6 probablement plus, on nous demandait de faire  
7 rapport dans le futur sur la capacité d'aller  
8 chercher plus de capacité sur le marché de court  
9 terme, alors excusez-moi deux fois pour le mot  
10 « capacité », alors il y avait des problématiques  
11 au niveau des échanges qui pouvaient se faire avec  
12 différents autres marchés, l'Ontario; je ne refais  
13 pas la preuve mais si on relie tout ça, on voit  
14 qu'il y avait quand même passablement d'endroits où  
15 on pouvait s'approvisionner.

16 Alors on vous dit aujourd'hui, sans autre  
17 preuve et simplement avec des affirmations vous  
18 disant : « Bien, vous savez, le marché, c'est de  
19 plus en plus difficile... on nous demande de plus  
20 en plus des engagements à plus long terme  
21 donc... », mais sans explications spécifiques à ce  
22 niveau-là, tout simplement en vous le mentionnant  
23 de façon, je dirais, empirique, là, et sans  
24 démonstration que ce marché-là, on n'y croit plus  
25 sur déjà l'horizon alors qu'il y a deux ans, on en

1 parlait; il n'y a pas deux ans, en fait, on a fait  
2 la preuve basée sur ce mille cinq cents mégawatts  
3 (1 500 MW) à l'époque, là, donc on le prévoyait  
4 dans le Plan d'approvisionnement et c'est toujours  
5 le même Plan d'approvisionnement qui est en  
6 vigueur.

7           Alors avec cet approvisionnement de court  
8 terme, puis même s'il y en a un peu moins peut-être  
9 parce que possiblement, on nous dit qu'il y en  
10 aurait peut-être moins, une démonstration sujet à  
11 être faite éventuellement, il n'y a certainement  
12 plus d'urgence ou pas d'urgence à contracter TCE et  
13 l'appel d'offres en même temps. On a déjà fait des  
14 commentaires relativement à l'appel d'offres, on  
15 parlait de mille mégawatts (1 000 MW) au départ, on  
16 a réduit à cinq cents mégawatts (500 MW), tant  
17 mieux; ceci étant dit, devons-nous prendre les deux  
18 moyens en même temps de front, et c'est un peu le  
19 sujet qu'on soulevait dans notre mémoire également.

20           Alors vous avez déposé à nouveau  
21 aujourd'hui, avec le fameux mille cinq cents  
22 mégawatts (1 500 MW) de marchés court terme, un  
23 tableau aujourd'hui dans le cadre de vos questions;  
24 tout à fait, on voit deux mille vingt-deux/deux  
25 mille vingt-trois (2022-2023) pour les besoins si

1 on tient compte du marché court terme à mille cinq  
2 cents mégawatts (1 500 MW), ce qui pour l'instant  
3 reste à démontrer qu'ils ne seraient pas présents.

4 Donc certains, et comme je vous ai dit, je  
5 vous fais dans le fond la conclusion en commençant,  
6 notre demande est tout simplement de faire les  
7 études comparatives de ce qu'on a comme moyens  
8 devant nous, ce qu'on veut nous présenter comme  
9 moyens, qu'on traite dans des dossiers distincts,  
10 ce qui est encore peut-être plus troublant parce  
11 qu'on ne les voit pas tous en même temps et chacun  
12 a ses éléments.

13 Alors tout d'abord, une étude comparative,  
14 c'est évident, entre l'appel d'offres 2015, qu'on a  
15 déjà suggérée au mémoire, et je vous dirais même  
16 versus les marchés de court terme, et si on a à  
17 faire une preuve pour l'indisponibilité de marchés  
18 de court terme, qu'on la fasse, et qu'on la  
19 démontre, et qu'on démontre également les  
20 indisponibilités, les risques associés, les  
21 contraintes économiques qui vont avec, parce que  
22 tout se mesure et tout se calcule, comme vous le  
23 savez très bien.

24 On parle tout simplement de justification  
25 économique, une justification économique qui n'est



1 pas présente ici et qui, à première vue, nous  
2 laisse croire qu'on va surapprovisionner et on va  
3 créer la problématique qui, je dirais, est la  
4 problématique de TCE. Je me souviens du tout début  
5 de TCE, le problème de TCE, c'est qu'on l'a  
6 contracté puis on n'en a pas besoin, alors on ne va  
7 pas les contracter encore une autre fois pour en  
8 avoir besoin éventuellement en bout de piste.

9 (14 h 30)

10 Mais ceci étant dit, tout ça, ça se discute  
11 parce que nous étions d'accord avec l'idée de  
12 contracter quelque chose avec TCE comme produit  
13 pour venir nous aider parce que tant qu'à payer,  
14 pourquoi pas trouver une solution qui fait en sorte  
15 que nos investissements qui sont chez TCE puissent  
16 être récupérés d'une certaine façon. Alors, dans le  
17 même dossier d'approvisionnement, on vous suggérait  
18 même de mettre trois cents mégawatts (300 MW), si  
19 je me souviens bien, déjà dans la contribution de  
20 puissance, prématuré peut-être à l'époque, vous  
21 nous avez dit, donc on le mettra quand on y  
22 viendra, là on nous parle de d'autres chiffres,  
23 mais peu importe.

24 On vous dit, bien, regardez, nous TCE ça  
25 demeure toujours une option à étudier. On n'est pas

1       contre. Je vais faire peut-être un peu une phrase  
2       comme mon confrère maître Falardeau, on n'est pas  
3       contre, on n'est pas pour en même temps. C'est la  
4       proposition d'un seul moyen ou d'un seul produit  
5       sans aucune autre justification économique qui nous  
6       pose problème. On est prêt à regarder toutes sortes  
7       d'autres options, dans le mémoire, on en évoque  
8       quelques-unes, je n'y reviendrai pas.

9                En fait, je vous dirais, toutes les  
10       conclusions de notre mémoire demeurent intouchées,  
11       malgré la preuve, malgré votre demande de  
12       renseignements numéro 2 ou la numéro 3 de ce matin,  
13       verbale, que vous avez faite et l'engagement à  
14       venir qu'on n'a toujours peut-être pas.

15               Alors, problématique, donc on vous présente  
16       un choix, on vous dit « c'est ça, il n'y en a pas  
17       d'autre, alors c'est le meilleur ». Il y aurait  
18       peut-être d'autres façons de faire fonctionner  
19       cette centrale-là qui ne nous amènent pas à faire  
20       un autre investissement dans une centrale. Ici, on  
21       parle de trois cent quatre-vingt-neuf millions  
22       (389 M\$) en valeur actualisée. Alors, pour les  
23       coûts fixes de cette centrale-là, pour la  
24       transformer, pour lui permettre de s'adapter à  
25       notre demande actuelle, la façon dont on a monté le

1 contrat en négociation.

2 Alors, je n'entre pas dans la question  
3 d'appel d'offres ou autres, mais chose certaine,  
4 avant d'investir un autre trois cent quatre-vingt-  
5 neuf millions de dollars (389 M\$) dans cette  
6 centrale de TCE, j'y vais avec beaucoup de retenue.

7 Alors, on a suggéré qu'il n'y avait pas  
8 d'analyse d'étude économique, mais il y a surtout  
9 une comparaison qui est faite un peu rapidement  
10 avec différents produits. D'abord, on va vous  
11 comparer puis on va vous dire « écoutez, il y a un  
12 produit qui est similaire, regardez ça coûte  
13 beaucoup plus cher quand on regarde les résultats  
14 de l'appel d'offres avec le Producteur », pas avec  
15 le Producteur, mais l'appel d'offres tout court et  
16 c'est le Producteur qui y a répondu pour les trois  
17 séquences.

18 Alors, vous avez les chiffres, on vous dit  
19 « bien, regardez, c'est des produits équivalents,  
20 il y a de petites différences entre les deux. »  
21 Avec respect, ce ne sont pas de petites  
22 différences, ce sont des différences importantes  
23 entre les deux et il n'y a pas de comparaison  
24 économique comme normalement on en ferait, pour  
25 comparer ces deux produits-là.

1                   Vous avez mis le doigt sur certains  
2 problèmes, douze (12) heures versus quatre heures  
3 pour l'appel donc d'utilisation de la puissance et  
4 également toutes les questions de délai, vous avez  
5 le tableau. Je pense que le tableau vaut mille  
6 mots, là. Les chiffres sont petits, c'est pas des  
7 gros chiffres, alors on s'imagine que ce n'est pas  
8 nécessairement important, mais juste le douze (12)  
9 heures versus quatre heures, en soi, c'est quand  
10 même majeur. Et il faudrait le voir traduit en  
11 mégawattheures... en mégawatts, pardon. Il faudrait  
12 le voir aussi traduit en dollars. Alors, avant de  
13 dire que le produit est plus cher versus l'autre,  
14 il y a tout un pont, toute une rivière à traverser  
15 et on n'est même pas arrivé encore au pont. Alors,  
16 il faudrait faire l'exercice avant et les comparer  
17 les deux en même temps, ce qu'on vous a suggéré de  
18 faire.

19                   Alors, ce n'est pas une question de refuser  
20 l'entente avec TCE, c'est de la comparer avec ce  
21 qu'on a sur la table et aussi de nous revenir  
22 toujours avec la question du marché de court terme.  
23 On ne lâchera pas le morceau là-dessus, là, on est  
24 convaincu qu'il y en a plus que mille cinq cents  
25 mégawatts (1500 MW) déjà. Alors, avant d'éliminer

1 mille cinq cents mégawatts (1500 MW), on est,  
2 encore une fois, beaucoup de chemin à faire,  
3 beaucoup de chemin à parcourir.

4 Oui. Il faut que je ralentisse, hein!  
5 Monsieur le sténographe veut une pause. Je m'excuse  
6 d'aller vite, si vite. Je respire entre les deux  
7 bouchées.

8 Alors, contribution de marché court terme,  
9 comme je vous le mentionne. Pourquoi est mise cette  
10 possibilité? Pourquoi systématiquement l'enlever  
11 quand on nous présente des bilans, même encore  
12 aujourd'hui, là, vous déposer un bilan pour encore  
13 en tenir compte, alors que, bon, à chaque fois  
14 qu'on demande des mises à jour de ces tableaux-là  
15 ou des éléments additionnels, ça disparaît  
16 systématiquement.

17 Écoutez, quant à nous, encore une fois,  
18 avec les produits qu'on a face à nous, il faut  
19 pouvoir comparer tout en même temps et c'est ce  
20 qu'on n'a pas fait et on le présente, de façon  
21 individuelle et en silo. Et on le voit bien, on a  
22 déposé le dossier vendredi pour la question de  
23 l'appel d'offres deux mille quinze (2015). Alors,  
24 c'est la problématique que l'on a.

25 Quant à nous, il n'y a rien qui urge. De

1 toute façon, on voit que les besoins ne sont pas  
2 nécessairement demain matin. Il y a quand même  
3 encore des marchés court terme, même si c'est pas  
4 mille cinq cents mégawatts (1500 MW). Donnons-nous  
5 le temps de faire bien les choses pour ne pas  
6 arriver encore une fois à payer deux fois pour TCE.

7           Finalement, et c'est peut-être un peu  
8 particulier ce dossier-ci, c'est qu'on demande des  
9 modifications à un contrat, mais, en bout de piste,  
10 on demande dans le fond un investissement de trois  
11 cent quatre-vingt-neuf millions (389 M\$) dans  
12 l'actif de quelqu'un d'autre. Alors, ça, c'est  
13 problématique en soi, là. Si ça avait été un  
14 investissement chez le Distributeur à partir de dix  
15 millions (10 M\$), on aurait eu un dossier  
16 d'investissement. On aurait fait une discussion du  
17 dossier d'investissement en vertu de l'article 73  
18 et on vous aurait... on aurait fonctionné avec un  
19 guide de dépôt qui nous aurait expliqué toute la  
20 justification économique et les autres scénarios  
21 envisagés parce qu'il y en aurait eu d'autres. On  
22 aurait dû vous en présenter d'autres.

23           On a tendance à en présenter juste deux,  
24 règle générale, là, depuis quelques années, mais il  
25 y en aurait peut-être eu d'autres. Et donc d'autres

1       façons même d'utiliser TCE, si on voulait juste  
2       rester chez TCE. Il y a d'autres options qui  
3       pourraient exister sur le marché. On est resté très  
4       succinct, ça se tient sur quelques lignes.

5               Comme je vous disais tantôt, résultat de  
6       l'appel d'offres deux mille quinze (2015) ou  
7       l'étude de Merrimack pour venir nous appuyer sur  
8       les coûts qu'on prévoirait pour un nouvel  
9       équipement. Écoutez, avec beaucoup de respect, ça  
10      prendrait un peu plus que ça.

11              Puis on le voit avec les montants d'argent  
12      qui sont en jeu, malgré la petitesse du dossier,  
13      malgré qu'on veut aller rapidement, la célérité est  
14      nécessairement une vertu, mais c'est pas la fin en  
15      soi. Vraiment dans ce cas-ci, il faudrait prendre  
16      le temps de bien faire les choses et d'obtenir  
17      cette fameuse justification économique qu'on  
18      demande et qu'on est en droit de s'attendre,  
19      surtout pour l'ampleur des montants en jeu ici.

20              (14 h 35)

21              Donc, avant de s'engager sur vingt (20) ans  
22      aux coûts de trois cent quatre-vingt-neuf millions  
23      (389 M\$), comme on le mentionnait, pourquoi ne pas  
24      réunir les deux dossiers et demander au  
25      Distributeur de nous présenter les analyses

1 économiques entre les deux, déjà on n'est pas trop  
2 certains lequel des deux est meilleur. À première  
3 vue, le prix de l'un semble meilleur que l'autre;  
4 la flexibilité de l'un, manifestement, quatre (4)  
5 heures, est meilleure que l'autre à douze (12)  
6 heures, et caetera. Mais, tout ça, ça se calcule.  
7 Ce n'est pas nécessairement... c'est relativement  
8 complexe, j'en conviens, là, mais ce n'est pas si  
9 complexe que ça vaille la peine qu'on s'engage sur  
10 vingt (20) ans sans l'avoir fait au départ. Surtout  
11 lorsqu'on a toujours, et je vous le mentionne, et  
12 je termine avec ça, le spectre du marché de court  
13 terme, qu'on élimine complètement maintenant à nos  
14 bilans, on ne peut plus compter sur le marché de  
15 court terme. Avec beaucoup de respect, on avait  
16 beaucoup de difficulté à aller jusque-là avec le  
17 Distributeur, surtout face à votre décision sur  
18 cette question-là, où on a débattu longuement, dans  
19 le plan d'approvisionnement. Merci.

20 LA PRÉSIDENTE :

21 Merci, Maître Cadrin. Je n'aurai pas de question  
22 pour vous. Merci. Donc, je pense que, si tout le  
23 monde est d'accord, on va peut-être terminer avec  
24 la plaidoirie de Turmel, pour la FCEI. Puis on va  
25 prendre une longue pause après.



1 Me HÉLÈNE SICARD :

2 Madame la Présidente, si vous pouviez me donner  
3 cinq (5) minutes après maître Turmel, je vous  
4 déposerais une plaidoirie qui est très courte,  
5 parce qu'on... je vous dirai ça, si vous pouvez me  
6 donner cinq (5) minutes après maître Turmel, ce qui  
7 m'éviterait de revoyager demain.

8 LA PRÉSIDENTE :

9 C'est bon. Accordé.

10 PLAIDOIRIE PAR Me ANDRÉ TURMEL :

11 Bonjour, Madame la Présidente. En cette fin  
12 d'après-midi, André Turmel pour la FCEI. Alors,  
13 j'étais dubitatif quant à vos mots, est-ce que ça  
14 va prendre beaucoup de temps pour digérer ce que je  
15 vais vous dire ou j'ai compris que c'était la somme  
16 des arguments entendus aujourd'hui? Alors, il n'y a  
17 pas de difficulté. Je vous remets un cahier  
18 d'autorités et je vais vous passer dès maintenant  
19 un petit plan d'argumentation pour nous aider.  
20 Évidemment, il y aura nécessairement de redite  
21 parce que je suis loin dans la queue, mais quand  
22 même. Je peux déjà en remettre deux copies à mon  
23 collègue... trois. Bon.

24 Alors, c'est, en quelque sorte, la rentrée,  
25 d'une certaine manière, même s'il fait beau dehors,

1       alors il faut se remettre dedans. Je vais essayer  
2       de ne pas vous ennuyer trop avec les rappels, mais  
3       quand même. Depuis plusieurs années, à la Régie,  
4       quand on vient ici, on nous dit toujours de bien  
5       regarder quelle est la demande concrète et  
6       effective que fait le Distributeur, dans ce cas-ci.  
7       Et, déjà, quand on lit la demande de mon confrère,  
8       il y a une petite ambiguïté, que je souligne, qui  
9       n'est peut-être pas une vraie ambiguïté mais que  
10      demande-t-on d'autoriser devant vous aujourd'hui?  
11      Si on se fie à l'article 3 de la demande de HQD, on  
12      dit :

13                   Par la présente, le Distributeur  
14                   demande l'approbation du protocole  
15                   d'entente intervenu le trente (30)  
16                   avril deux mille quinze (2015) entre  
17                   Hydro et TransCanada portant sur  
18                   l'utilisation de la centrale de  
19                   Bécancour durant les heures de pointe.

20      Or, si on va à la conclusion, la conclusion est  
21      différente. La conclusion c'est :

22                   Par la présente, le Distributeur  
23                   demande à la Régie d'approuver le  
24                   protocole d'entente (HQD-1, document  
25                   2) - que nous avons - et l'entente

1 finale à intervenir avec TCE qui sera  
2 déposée ultérieurement.  
3 C'est correct mais je note quand même une  
4 différence. Je le dis d'entrée de jeu puis je vais  
5 revenir plus tard parce que, dans le dossier, au  
6 moment où on se parle, nous avons le protocole  
7 d'entente, signé initialement en anglais puis  
8 traduit en français. Nous avons le texte de  
9 l'entente, je dirais, longue, qu'on appelle... je  
10 cherche le nom en anglais, là... le « tolling  
11 agreement », d'une certaine manière. Et nous  
12 n'avons pas, au moment où on se parle, l'entente en  
13 français formelle. Je ne la vois pas au dossier,  
14 j'ai vérifié avec mon confrère, elle n'est pas là.  
15 Mon confrère, tout à l'heure, me disait que c'était  
16 à venir mais... Donc, aujourd'hui, vous êtes  
17 appelée à statuer sur... comment dire? Un contrat  
18 en français, en anglais, d'accord? Et un contrat en  
19 anglais mais il manque le contrat français. Donc,  
20 on l'appelle... c'est l'entente finale à  
21 intervenir. Elle est intervenue, je comprends qu'on  
22 m'a dit qu'elle est sous la traduction ou en  
23 traduction. Mais je vous ferai quelques remarques  
24 sur ces questions-là plus tard, mais je constate  
25 que le contrat n'est pas encore là.

1                   Alors donc, je reviens donc à notre plan  
2 d'argumentation. Vous avez bien dans  
3 l'introduction, évidemment, de quoi il s'agit. Je  
4 viens de vous faire ma remarque sur ce qu'on  
5 demande d'accepter, donc je vais aux conclusions.  
6 Nos conclusions portent sur deux ententes, il en  
7 manque une.

8                   (14 h 42)

9                   J'ai pris la peine de rappeler que,  
10 évidemment... puis je me rappelle parce que j'étais  
11 là à l'époque, en deux mille trois (2003), et  
12 quelques-uns dans la salle y étaient aussi, lors de  
13 l'approbation des contrats initiaux avec  
14 TransCanada. On va y revenir tout à l'heure parce  
15 qu'à l'époque, la Régie avait quand même pris le  
16 soin de bien identifier... c'était littéralement le  
17 premier exercice d'approbation des trois contrats  
18 issus du premier appel d'offres, deux avec HQP, un  
19 avec TransCanada. Et à l'époque, je ne sais pas si  
20 on se rappelle, mais on avait eu des débats durant  
21 l'été puis on était revenu à l'automne. La Régie  
22 avait posé beaucoup de questions et j'y reviendrai.  
23 Mais donc, je vais revenir pour vous dire qu'il est  
24 important de regarder, en deux mille trois (2003),  
25 qu'est-ce qu'on adoptait et qu'est-ce qu'on vous

1 demande d'adopter aujourd'hui.

2 Je passe rapidement aux paragraphes 5 à 6  
3 sur les suspensions qui ont eu lieu durant les  
4 années récentes pour arriver au droit applicable,  
5 là, c'est ce qui nous importe. Sans surprise, vous  
6 le savez, la Régie a tous les pouvoirs exclusifs  
7 pour surveiller, d'une part, les opérations du  
8 Distributeur en matière d'approvisionnement et on  
9 en arrive aux articles 74.1 où, notamment,  
10 lorsqu'il y a des appels d'offres ou qu'il pourrait  
11 y avoir des appels d'offres qu'un traitement égal à  
12 toutes les sources d'approvisionnement soit présent  
13 et qu'il soit favorisé l'octroi des contrats  
14 d'approvisionnement sur la base du prix le plus  
15 bas.

16 Et enfin, 74.2, suivant l'application de la  
17 procédure d'appels d'offres comme telle, et bien  
18 sûr un contrat ne peut être conclu par le  
19 Distributeur sans être approuvé. C'est ce qui nous  
20 a amené au dossier présent.

21 Je rappelle le règlement sur les conditions  
22 et j'en arrive, le droit étant dit, à ce que, quand  
23 même nous rappeler, nous sommes en deux mille  
24 quinze (2015), au sortir de grandes discussions  
25 dans notre société sur l'absence d'appels d'offres,

1 les extras, les ententes de gré à gré. Et j'ai pris  
2 la peine quand même de sortir des grands principes  
3 que la Cour d'appel nous enseigne de manière  
4 générale et j'en suis donc au paragraphe 10 qui  
5 fait référence à l'onglet 5. La Cour d'appel nous  
6 dit, en matière d'appel d'offres :

7 Le but de l'appel d'offres est  
8 effectivement de protéger les  
9 contribuables en permettant à  
10 l'organisme public de choisir l'offre  
11 la plus avantageuse. Plus  
12 spécifiquement, l'obligation de  
13 procéder par appel d'offres a pour but  
14 d'obtenir le meilleur produit au  
15 meilleur prix, d'éliminer le patronage  
16 et le favoritisme et de reconnaître le  
17 droit à l'égalité devant le service  
18 public. Ce dernier élément est  
19 essentiel au bon déroulement d'un  
20 appel d'offres. Tous les  
21 soumissionnaires doivent être  
22 traités...

23 Bon, on n'est pas dans un cas ici, mon confrère l'a  
24 mentionné, il n'y a pas de soumissionnaire qui se  
25 plaint. Mais nous, on dit : « Il n'y a pas eu

1 d'appel d'offres, il n'y a pas d'appel d'offres  
2 pour ce type de produit-là et vraisemblablement, il  
3 aurait dû y en avoir un, et voici pourquoi. » Bon,  
4 les deux ententes soumises, là, les questions en  
5 litige que nous voyons, c'est les deux ententes,  
6 parce qu'il y en a deux, soumises à l'approbation  
7 de la Régie n'ont pas fait l'objet d'une nouvelle  
8 procédure d'appel d'offres, HQD estimant que ces  
9 contrats ne sont pas des nouveaux contrats mais  
10 bien des modifications aux contrats qui datent de  
11 deux mille deux (2002), deux mille trois (2003).

12 Tel que nous l'avons mentionné dans notre  
13 preuve déposée le vingt-sept (27) juillet deux  
14 mille quinze (2015), la FCEI, et je vous renvoie,  
15 donc, quant au questionnement sur l'approche, je  
16 dirais, économique de l'Entente et je vous dirais  
17 même que... il n'est pas impossible, c'est  
18 difficile de juger, que, stricto sensu, l'Entente  
19 soit intéressante du point de vue du prix. Mais au-  
20 delà de tout ça, nous vous disons que si, se  
21 faisant, malgré ça, vous approuvez une entente pour  
22 laquelle ils iront en appel d'offres, on n'est pas  
23 plus avancé et ça crée un précédent qui n'est pas  
24 souhaitable pour les consommateurs.

25 Alors quant à nous, et j'arrive à notre

1 point principal, l'Entente avec TCÉ est-il... est-  
2 ce que c'est un contrat... nouveau contrat  
3 d'approvisionnement en électricité ou pas? Alors  
4 quant à nous, cette entente constitue un nouveau  
5 contrat d'approvisionnement qui, tel que rédigé et  
6 présenté, tel qu'on l'a, aurait dû être octroyé par  
7 la suite d'une procédure d'appel d'offres. Ce  
8 constat doit être fait par la Régie puisque des  
9 modifications à des modalités essentielles du  
10 Contrat ont été apportées. On ne nie pas le droit  
11 d'HQ d'apporter des amendements. Mais là, la  
12 question qui se pose, c'est où se termine et où  
13 débute la frontière du substan... ce qui n'est pas  
14 substantiel et ce qui ne l'est pas. On va au-delà  
15 de l'arrêt Earthmowers, contrat A, contrat B, je  
16 pense qu'on est sorti du B carrément. Alors, on  
17 n'est pas dans la même dynamique que mon confrère  
18 Fraser ce matin.

19 Donc, cette question-là des modifications  
20 apportées à un contrat octroyé suite à une  
21 procédure d'appel d'offres a été traitée beaucoup,  
22 à certains égards en jurisprudence et en doctrine.  
23 Et la tenue... je suis au paragraphe 15... la tenue  
24 d'un nouvel appel d'offres dans le cas d'une  
25 modification substantielle du Contrat est la norme.



1 À titre d'analogie, et je dis bien d'analogie avec  
2 les exigences de la Loi sur la Régie de l'énergie,  
3 l'auteur Garant indique que la Loi québécoise sur  
4 les contrats des organismes publics énonce qu'un  
5 contrat ne peut être modifié lorsque la  
6 modification constitue un accessoire et n'en change  
7 pas la nature. Je vous renvoie à l'onglet en  
8 conséquence.

9 Dans un arrêt de la Cour d'appel du Québec,  
10 je suis au paragraphe 16, l'Honorable Juge Otis  
11 indique ce qui suit :

12 Toutefois, en l'espèce, l'ampleur des  
13 travaux exécutés et les modifications  
14 substantielles des types de travaux  
15 requis ont changé la nature du contrat  
16 au point d'en altérer la réalité et de  
17 rendre accessoire le contrat initial.  
18 Comme le souligne avec justesse  
19 l'auteur Langlois que l'on cite dans  
20 l'ouvrage précité : « Il ne faut  
21 évidemment pas que la technique de la  
22 modification d'un contrat devienne un  
23 moyen de contourner les dispositions  
24 législatives. »

25 Tel est là l'objet de votre détermination. Jusqu'ou

1 sommes-nous dans la réalité deux mille trois (2003)  
2 ou jusqu'où sommes-nous dans le nouveau besoin deux  
3 mille quinze (2015)?  
4 (14 h 47)

5 Je retourne à ma citation, pardon :  
6 [...] pour en assurer une saine  
7 concurrence entre les différents  
8 soumissionnaires de façon à ce que  
9 l'organisme municipal...

10 dans ce cas-ci

11 ... puisse bénéficier du meilleur prix  
12 à l'égard des biens, travaux et  
13 services visés au contrat.

14 L'auteur donc, Langlois, donc précédemment cité par  
15 la Cour d'appel, précise que :

16 De fait, les seules modifications qui  
17 peuvent être apportées aux modalités  
18 essentielles de l'engagement du  
19 cocontractant, que celles-ci soient  
20 faites avant l'octroi du contrat ou  
21 pendant son exécution, doivent porter  
22 sur des éléments accessoires [...]. un  
23 des éléments qui pourrait  
24 difficilement être qualifié  
25 d'accessoire est la durée du contrat.

1 Rappelons ici qu'à l'époque, c'est un contrat de  
2 vingt (20) ans. Et là ce qu'on nous demande,  
3 c'est... on n'est pas dans une modification à  
4 l'égard de six mois, douze (12) mois ou dix-huit  
5 (18) mois là, on est dans l'ajout de cinquante pour  
6 cent (50 %) du terme, ce qui n'est pas mince.

7 Notons enfin que la Cour fédérale d'appel,  
8 que je vous cite également ici dans l'affaire  
9 Profac, en pense la même chose :

10 Il est difficile ici d'admettre que le  
11 renouvellement, pour cinq autres  
12 années, de contrats de haute valeur,  
13 longtemps après l'expiration du délai  
14 imparti à l'origine pour exercer  
15 l'option, soit le genre d'ajustement  
16 mineur...

17 Alors, la Cour d'appel fédérale, elle, elle dit  
18 « cinq ans, pour moi, ce n'est nécessairement pas  
19 mineur » et je reviens au texte

20 ... que des parties peuvent, sans  
21 déclencher les obligations [d'aller en  
22 appel d'offres] prévues par l'Aléna,  
23 apporter pendant la durée d'un contrat  
24 afin de répondre à des nécessités.

25 Enfin, Pierre Lemieux indique, donc que je vous

1 cite en onglet... en onglet 8, indique que :  
2 [...] en présence d'une modification  
3 substantielle, une obligation  
4 d'appliquer les formalités  
5 essentielles à la formation initiale  
6 du contrat se trouve alors exigée sous  
7 peine de nullité de celle-ci.

8 Bon. Évidemment, là nous sommes à la Régie. Vous  
9 avez une attribution très, je dirais, pointue, mais  
10 il y a quand même des grands principes auxquels  
11 vous ne pouvez pas déroger. Un, il y a l'article de  
12 loi qui est là. Et dans votre appréciation des  
13 faits et de ce qui est présenté, vous devez quand  
14 même vous, entre guillemets « élever et regarder »  
15 un peu ce que les cours nous enseignent et la Régie  
16 ne peut pas vivre dans un silo et penser que dix  
17 (10) ans, ce n'est pas substantiel. La Cour  
18 fédérale, la Cour d'appel nous enseignent le  
19 contraire.

20 Qu'avons-nous devons nous ou qu'avez-vous  
21 devant vous plutôt, Madame la Présidente? Quatre  
22 changements, il y en a d'autres là, mais qui sont  
23 importants qui différencient le contrat de deux  
24 mille trois (2003) de ce celui d'aujourd'hui.

25 Bon. Premièrement, l'entente... bon, la

1 durée, on en a parlé. Deuxièmement, l'entente  
2 prévoit un approvisionnement d'électricité en  
3 période de pointe jusqu'à cinq cent soixante-dix  
4 mégawatts (570 MW) pour, bon, les caractéristiques  
5 que vous connaissez, pour un contrat pour trois  
6 cents (300) heures en hiver... par hiver et un  
7 maximum de deux appels par jour, alors que le  
8 contrat était sur cinq cent sept mégawatts  
9 (507 MW), c'est quand même soixante mégawatts  
10 (60 MW) là, c'est pas mince, c'est pas mineur, donc  
11 la quantité.

12 Troisièmement, alors que, dans le premier  
13 contrat, TCE était responsable, et je cite,  
14 d'obtenir et gérer les contrats  
15 d'approvisionnement, de transport et de  
16 distribution de gaz naturel. La responsabilité  
17 incombe maintenant à HQD en vue de l'article 6 de  
18 l'entente.

19 Ça, c'est fondamentalement nouveau, presque  
20 révolutionnaire au niveau réglementaire là. HQD va  
21 s'occuper d'aller... bien, va s'occuper... va  
22 s'occuper des approvisionnements gaziers en GNL.  
23 Ça, c'est un élément... on aurait dit ça en deux  
24 mille trois (2003), on aurait dit « oh! C'est de la  
25 science fiction ». En deux mille quinze (2015), ils

1 vous le suggèrent, mais c'est un élément qui n'est  
2 pas accessoire au contrat, c'est la moitié... bien,  
3 je veux dire, l'input gazier, l'input pour brûler  
4 pour produire de l'électricité change de  
5 fournisseur, c'est pas mince.

6 Quatrièmement, d'importants investissements  
7 devront être faits pour équiper la centrale d'un  
8 réservoir de GNL. Alors, effectivement, on nous...  
9 évidemment, Gaz Métro a déjà un site de GNL dans  
10 l'Est de la ville, mais on nous apprend dans cette  
11 entente, sauf erreur, que GNL... GNL, pardon, Gaz  
12 Métro devra effectuer de nouveaux  
13 approvisionnements. Alors, c'est pas mince.

14 Alors, ces changements-là que nous notons  
15 nous font croire qu'il s'agit certainement... on  
16 est plus près d'un nouveau contrat que d'une  
17 ancienne réalité.

18 Et là je vous rappelle une décision que,  
19 bon, de principe là, bien que la Régie connaît  
20 bien :

21 Pour satisfaire les besoins des  
22 marchés québécois excédant  
23 l'électricité patrimoniale, le  
24 Distributeur doit acquérir les  
25 approvisionnements requis par appel

1 d'offres. [...]

2 Bon. C'est la Régie qui appliquait 74.1 et 74.2. Et  
3 on ne croit pas non plus qu'on est dans un cas où  
4 HQD peut demander une dispense avec ce que l'on a,  
5 ce que nous avons entendu.

6 Maintenant, parlons de l'entente avec Gaz  
7 Métro qui, elle, est un petit peu particulière. On  
8 n'a jamais... bien, on a, de mémoire, jamais vu,  
9 jamais eu à traiter ce type de demande-là à la  
10 Régie. Qu'avons-nous dans...

11 Évidemment, la Régie a-t-elle un pouvoir  
12 formel d'approuver un contrat, le contrat entre HQD  
13 et Gaz Métro? C'est pas clair en le lisant, mais  
14 peut-être qu'il y a d'autres chemins pour y  
15 parvenir. Tel que mentionné précédemment, bon, la  
16 responsabilité d'alimenter la centrale en gaz  
17 naturel était, à l'origine, dévolue à TransCanada.  
18 (14 h 53)

19 À l'époque, d'une part, à l'audience du  
20 neuf (9) juillet deux mille trois (2003), la FCEI  
21 avait déjà exprimé ses craintes à savoir que le  
22 fardeau financier lié aux fluctuations des prix de  
23 gaz naturel allait être assumé par le Distributeur  
24 et donc in fine par les consommateurs. Et là je  
25 vous cite des commentaires extraits des notes sténo

1 de l'époque. Je ne veux pas me citer à l'époque  
2 mais ça m'a permis d'aller voir qu'est-ce qu'on  
3 disait à l'époque. C'était une question quand même  
4 d'intérêt.

5 L'approvisionnement donc en gaz naturel  
6 était alors assumé par TCE et des formules  
7 d'ajustement permettaient à TCE de refléter dans  
8 son prix de vente d'électricité des fluctuations de  
9 prix du gaz naturel. Alors, je vous ai dit que ce  
10 n'est pas seulement un nouvel interlocuteur qui  
11 arrive mais la structure juridique diffère  
12 également. J'en suis à 27. C'est désormais  
13 l'entièreté du risque ainsi que le coût de  
14 construction d'un réservoir de GNL, qui est assumé  
15 par le Distributeur, et donc le consommateur. La  
16 responsabilité de HQD d'approvisionner TCE en GNL  
17 est nouvelle, ce qui a logiquement mené à l'octroi  
18 d'un nouveau contrat. Alors, beaucoup de  
19 nouveautés.

20 Encore là, on ne vous dit pas que... et  
21 j'en suis sur le processus juridique, je n'en suis  
22 pas sur le fond. Mais je pense que la Régie doit  
23 être très, très... comment dire? Concernée. Je  
24 m'excuse de l'anglicisme. Doit être très prudente  
25 avant d'aller de l'avant à l'égard de ce qui est



1 peut-être une bonne idée économique mais qui  
2 utilise un mauvais chemin réglementaire.

3 Nous croyons que le Distributeur se doit de  
4 favoriser la concurrence, en général, dans l'octroi  
5 de contrat. Bon, là je vous cite l'article 7 de la  
6 Loi sur les contrats des organismes publics qui  
7 suit :

8 Les organismes autres que ceux  
9 mentionnés aux articles 4 à 6 et dont  
10 au moins la moitié des membres ou des  
11 administrateurs sont nommés ou élus  
12 par le gouvernement [...] doivent  
13 adopter une politique portant sur les  
14 conditions de leurs contrats [...]. La  
15 politique visée [...] doit respecter  
16 [...].

17 Bon, et caetera. Alors, puisque les administrateurs  
18 d'Hydro sont nommés par le gouvernement en vertu de  
19 l'article 4 et suivants de la Loi sur HQ, Hydro-  
20 Québec a adopté une telle politique, que l'on  
21 retrouve sur son site Web. Vous l'avez en note de  
22 bas de page.

23 Dans la politique d'Hydro-Québec concernant  
24 l'acquisition des biens meubles on voit bien que,  
25 de manière générale, Hydro-Québec, elle-même, dans

1 sa politique d'achat de fourniture : favoriser de  
2 façon générale des modes d'acquisition qui font  
3 appel à la concurrence entre les fournisseurs.

4 Alors, dans un premier pas, il y a cette  
5 approche. Au moment où... Et je pense que certains  
6 y ont fait référence avant, là. On apprend  
7 récemment que Stolt va construire une usine de GNL.  
8 Alors, du point de vue des consommateurs on se dit,  
9 bien, peut-être qu'il y aurait eu un intérêt. Je  
10 comprends, on ne peut pas blâmer Hydro-Québec, à  
11 l'époque, cette entente-là n'était peut-être pas  
12 connue et c'est vrai. Mais arrive cette nouvelle  
13 réalité là factuelle. Et vous devez apprécier les  
14 faits tels qu'ils sont devant vous aujourd'hui. Et  
15 donc, dans une situation où il y a un doute  
16 réglementaire quant au fait n'aurait-il pas dû  
17 faire un appel d'offres, arrive le fait qu'un  
18 nouveau fournisseur de gaz naturel vient d'avoir  
19 l'autorisation par le gouvernement de procéder,  
20 donc a tous ses permis environnementaux.

21 Donc, la Régie de l'énergie a, bien sûr,  
22 les pouvoirs dévolus à 31 (2.1) et (5) pour faire  
23 surveiller les opérations du distributeur  
24 d'électricité afin de s'assurer que les  
25 consommateurs paient selon un juste tarif.

1                   Lorsque Hydro-Québec attribue des contrats  
2 d'approvisionnement en carburant, notamment, pour  
3 des centrales thermiques, là, dans ses réseaux  
4 autonomes, ces contrats font l'objet d'appels  
5 d'offres, lorsque plus d'une option  
6 d'approvisionnement est disponible. Donc, ce n'est  
7 pas comme si HQ n'a jamais fait des appels d'offres  
8 pour obtenir des matières fossiles... du carburant,  
9 fossiles, il le fait en mazout.

10                  Dans le cadre... bon, là je vous donne un  
11 exemple que Cap-aux-Meules, qui a été fait  
12 récemment, que l'on connaît bien d'ailleurs.

13                  Tentant de justifier sur l'octroi du  
14 contrat en approvisionnement en GNL à Gaz Métro  
15 sans appel d'offres, HQD a indiqué notamment que  
16 l'usine LSR de Gaz Métro est la seule installation  
17 de liquéfaction de gaz naturel présentement en  
18 service. Aucun autre fournisseur ne peut garantir  
19 des livraisons de GNL en deux mille dix-huit  
20 (2018). Ils ne sont pas devins. À ma connaissance.  
21 Mais, évidemment, je vous reviens avec l'histoire  
22 de Stolt, qui est maintenant une réalité.

23                  HQD indique, par ailleurs, que Gaz Métro  
24 fera un appel d'offres pour ce qui est de la  
25 construction des infrastructures d'entreposage et

1 de vaporisation du GNL... D'ailleurs, c'est à se  
2 poser la question, dans contexte de Stolt, est-ce  
3 que Gaz Métro va aller de l'avant avec deux usines  
4 de GNL côte à côte? C'est quelque chose. ...  
5 ouvrant probablement la porte à une collaboration  
6 avec Stolt LNGaz, ce qui serait logique d'un point  
7 de vue économique. Alors, là-dessus, on a rien de  
8 garantie pour cette collaboration, on n'a pas plus  
9 d'information.

10 Alors, avec ce que nous avons entre les  
11 mains, Madame la Présidente, nous vous demandons  
12 d'être... d'adopter le principe de précaution  
13 réglementaire, d'une certaine manière, et d'être...  
14 Avant même d'apprécier l'entente sur le fond, sur  
15 le fond au sens économique, de vous poser la  
16 question s'il n'aurait pas dû procéder par un appel  
17 d'offres. Peut-être que l'appel d'offres aurait  
18 donné les mêmes résultats, meilleurs ou moins bons,  
19 mais autoriser une telle entente veut dire que,  
20 pour le futur, on pourra refaire de telles  
21 ententes. Et ça n'aidera pas le... ça ne sera pas  
22 au bénéfice des consommateurs.

23 (15 h 00)

24 Juste en terminant, un point, je reviens  
25 sur les deux ententes... sur l'entente, en anglais,

1       donc, l'entente finale à intervenir, en anglais, je  
2       pense que c'est... attendez, je cherche le terme,  
3       là. En tout cas, c'est le « Tolling Agreement » qui  
4       a quatre-vingt-une (81) pages, le protocole a  
5       quarante et une (41) pages, le « Tolling » a...  
6       bon. Au moment où on se parle, vous n'avez pour  
7       approbation qu'un seul contrat en anglais. Et la  
8       dernière fois que j'ai vérifié, Hydro-Québec était  
9       assujettie à la Charte de la langue française.  
10       Donc, nous avons entre les mains... vous avez, pour  
11       approbation, un contrat qui n'est pas dans la  
12       langue de l'administration. Je ne veux pas en faire  
13       un grand cas, là, mais ça ajoute à la petite  
14       difficulté. Ce n'est pas là mon point principal,  
15       mais écoutez, puis ce n'est peut-être pas une  
16       question de temps, ils n'ont pas eu la traduction,  
17       mais aujourd'hui, vous pourriez décider sur un  
18       texte en anglais alors que c'est le texte en  
19       français qui devrait faire foi. Puis y a-t-il des  
20       différences? On ne pourra pas les vérifier. Au  
21       minimum, je vous dirais que quand ce contrat-là  
22       sera déposé en français, vous nous donnerez le  
23       temps d'y voir, de regarder si, parfois, des...  
24       comment dire... une traduction mal... pas mal  
25       faite, mais une traduction mal amenée ne peut pas

1 amener à des contradictions dans les sens.

2 Alors donc, ça termine, Madame la  
3 Présidente, mes quelques notes sur ce dossier. Je  
4 suis disponible aux questions.

5 LA PRÉSIDENTE :

6 Merci, Maître Turmel. J'ai peut-être juste une  
7 question. Dans le cadre de sa plaidoirie, Maître  
8 Fraser a fait référence à une décision de la Régie  
9 qui est la D-2006-027 et, bon, je crois qu'il  
10 s'agissait d'une modification à un contrat relatif  
11 à l'intégration éolienne et où la Régie a précisé  
12 alors, bon, qu'elle était d'avis que le  
13 Distributeur doit lui soumettre, pour approbation  
14 préalable, toute modification importante à  
15 l'Entente. Donc, on ne parlait même pas de  
16 modification accessoire. Notamment, toute  
17 modification relative à sa durée, au produit,  
18 obligations, au prix, aux clauses d'indexation,  
19 ainsi que toute renonciation projetée à des  
20 éléments importants de l'Entente. Donc, vous nous  
21 dites : « Une modification importante doit  
22 nécessairement passer par un appel d'offres. »  
23 Apportez peut-être des précisions.

24 Me ANDRÉ TURMEL :

25 Voilà. D'accord.

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Allez-y.

3 Me ANDRÉ TURMEL :

4 Alors, c'est une question de degrés. C'est vraiment  
5 une question de degrés. À l'époque, on a fait  
6 référence au changement de lieu, je le sais bien,  
7 Kruger et Aguanish, tout ça. Un changement de lieu  
8 alors que l'usine n'est pas construite, c'est  
9 papier, là. Mais dans notre cas, je parle d'usine  
10 construite éolien. Je pense c'est Aguanish ou  
11 Kruger, sauf erreur. Bon, modification importante  
12 et/ou modification substantielle, deux mille trois  
13 (2003), l'approvisionnement en gaz était fait par  
14 TransCanada et ici, l'approvisionnement en... -  
15 bien, GNL, c'est du gaz naturel, mais c'est quand  
16 même un traitement - est fait par une source  
17 légèrement différente, par une contrepartie  
18 différente, pour un site qui n'est pas encore, sauf  
19 erreur, construit. Il y a un risque, là. Et  
20 d'ailleurs plus, on a parlé du risque, le risque a  
21 été changé. En soi, ça, ça ne m'apparaît pas  
22 mineur. Ce n'est probablement pas important, ça  
23 m'apparaît substantiel. On ajoute à cela la durée.

24 Bref, si on prend isolément un point ici,  
25 un point là, un point là, c'est vrai que c'est,

1 bon, mineur, important. Mais la somme de points  
2 mineurs, c'est peut-être des changements  
3 importants, mais la somme de points importants,  
4 c'est substantiel. Et moi, je pense que là, vous  
5 devez faire une détermination où on trace la ligne  
6 puis j'admets que ce n'est pas évident, là. Il nous  
7 semble que pour le bénéfice des consommateurs,  
8 encore là, dans l'esprit de la loi, dans le  
9 contexte deux mille quinze (2015), on sort de... je  
10 ne vais pas vous dire de quelle commission on sort,  
11 mais tout le monde, tu sais, les ententes de gré à  
12 gré, et je ne prête pas aucune intention à personne  
13 ici, mais les ententes de gré à gré, il faut  
14 vraiment qu'on nous fasse la preuve très forte que  
15 c'est impossible de faire un appel d'offres. Je  
16 n'ai pas senti une preuve puissamment puissante là-  
17 dessus. En plus, et ça, ce n'est pas de leur faute  
18 à HQD, en plus, voici un concurrent qui s'annonce  
19 dans lequel, sauf erreur, le gouvernement du  
20 Québec, Stolt prend une participation, moi je pense  
21 que vous avez assez d'éléments pour renvoyer, pas  
22 parce qu'ils ont mal fait leurs devoirs, mais  
23 renvoyer en disant : « Regardez, un appel d'offres  
24 est peut-être dans la nouvelle réalité. Vous aurez  
25 peut-être, là, un concurrent ou deux



1 concurrents. Peut-être que non, peut-être que  
2 oui. » Et encore là, moi je ne commente pas ici,  
3 là, sur... bon, il y avait des questionnements de  
4 notre analyste sur la... Quand bien même ça serait  
5 intéressant au niveau économique, pour une question  
6 de principes et surtout de respect de la loi, je  
7 vous demande de jouer dans le degré de question  
8 importante, question substantielle. Je vous  
9 remercie.

10 LA PRÉSIDENTE :

11 C'est bon. Je vais faire ça à tête reposée, je  
12 pense. Merci, Maître Turmel.

13 (15 h 5)

14 PLAIDOIRIE PAR Me HÉLÈNE SICARD :

15 Merci beaucoup, Madame la Présidente. Hélène  
16 Sicard, pour l'Union des consommateurs. Alors je  
17 vais déposer un document (qui est court, c'est six  
18 pages; je suis normalement plus longue que ça) qui  
19 constitue notre argumentation. Je veux juste  
20 insister sur deux ou trois éléments, donnez-moi  
21 cinq minutes.

22 Dans un premier temps, l'Union des  
23 consommateurs, quand on a fait l'analyse économique  
24 de l'entente et des besoins, il y a un gros risque  
25 si vous décidez que vous pouvez approuver l'entente

1       juste pour dix ans. Parce que, selon nous, puis  
2       selon la preuve qu'on voit au dossier puis avec ce  
3       qu'on a entendu ce matin en plus, avant deux mille  
4       vingt-deux/deux mille vingt-trois (2022-2023), il y  
5       a des chances qu'on n'en ait pas vraiment besoin de  
6       cette entente-là.

7               Par contre, à partir de l'année vingt-  
8       deux/vingt-trois (2022-2023), puis avec ce qu'on a  
9       entendu ce matin en deux mille vingt-six (2026)  
10      parce qu'il y a des contrats qui n'existeront plus,  
11      là, il y aurait un besoin, qui est plus certain,  
12      qui fait que l'entente à long terme, donc si vous  
13      l'approuvez jusqu'à deux mille trente-six (2036),  
14      les risques deviennent mieux balancés et il y a  
15      beaucoup de chances, à ce moment-là, qu'elle va  
16      être bénéf... qu'elle va présenter un bénéfice pour  
17      les consommateurs (la journée a été longue). Et  
18      donc elle sera avantageuse et à ce moment-là, il  
19      faudrait l'approuver.

20              Mais si vous envisagez de ne le faire que  
21      pour dix ans, posez-vous même pas la question :  
22      est-ce que c'est une modification, une nouvelle  
23      entente, pas une nouvelle entente? Nous, ce qu'on  
24      vous dit, c'est que ce n'est pas rentable, le  
25      risque est trop grand si c'est sur dix ans.

1 Par contre, notre position, contrairement à  
2 EBM puis à d'autres qui sont venus vous le  
3 présenter, c'est : vous avez, la Régie, puis UC a  
4 fait des demandes à cet effet-là à plusieurs  
5 reprises, TCE, là, il fallait faire quelque chose  
6 avec. Ce que... le Distributeur a limité des  
7 contrats de transport de gaz, on a eu un petit  
8 retour, c'était une demande qui a été entendue, et  
9 là aujourd'hui, ils arrivent avec cette demande. Et  
10 dans votre décision procédurale, vous avez  
11 d'ailleurs reconnu que la présente demande répond  
12 aux préoccupations exprimées par la Régie dans  
13 certaines décisions lorsqu'elle invitait le  
14 Distributeur à trouver des alternatives.

15 C'est évident que ce serait beaucoup plus  
16 facile de lier cette nouvelle entente, ou  
17 modification d'entente à l'entente originale si on  
18 voyait une réduction de prix ou de coût de cette  
19 suspension dont on nous dit qu'elle demeure la  
20 même.

21 Je vous accorde qu'il y a un problème là  
22 mais il demeure qu'il n'y a pas un autre  
23 fournisseur qui est TCE et qui peut répondre aux  
24 demandes de la Régie quand elle dit : « Utilisez  
25 TCE. » Quand la Régie dit : « Utilisez TCE, faites

1 que ce soit rentable pour les consommateurs »,  
2 alors à ce moment-là, il s'agit de voir, et le  
3 Distributeur nous donne des chiffres, il nous dit :  
4 « Bien, les prix, ça, c'est les meilleurs prix et  
5 c'est des prix qui sont meilleurs que n'importe  
6 quoi qu'on pourrait obtenir d'autre pour une  
7 entente de vingt (20) ans. »

8 Est-ce qu'on va avoir besoin de puissance  
9 pendant vingt (20) ans? Peut-être pas parce que les  
10 premières années, on n'en aurait, selon nous, pas  
11 nécessairement besoin, mais à partir de deux mille  
12 vingt-deux (2022), on va en avoir besoin. Alors  
13 est-ce que les coûts en valent la chandelle? Selon  
14 les représentations, puis je n'ai aucune preuve au  
15 contraire vraiment devant moi pour un contrat de ce  
16 type-là et à long terme, c'est avantageux.

17 Le hic par contre, il faudrait vraiment que  
18 soit retirée de ce contrat-là toute référence au  
19 Producteur; en ce sens-là, on est d'accord avec SÉ-  
20 AQLPA puis on est d'accord avec SÉ pour d'autres  
21 choses, vous allez le retrouver dans la plaidoirie.

22 Pour ce qui est de l'entente Gaz Métro GNL,  
23 on a un problème par contre. Il faut voir de quelle  
24 façon le Distributeur lie ceci à l'entente complète  
25 parce que, comme vient de vous le dire maître

1 Turmel, c'est, vous allez le retrouver à la page 5,  
2 Gaz Métro GNL, ce n'est pas Gaz Métro qui était le  
3 fournisseur de gaz dans le contrat initial, c'est  
4 un nouveau fournisseur, Gaz Métro GNL Stolt parle  
5 de tout ce que vous a dit maître Turmel, je ne vous  
6 le répéterai pas, mais il y a un problème avec un  
7 contrat de plusieurs dizaines de millions de  
8 dollars qui, je pense, UC pense également, devrait  
9 être soumis à un appel d'offres ou, en tout cas, à  
10 un appel en concurrence des fournisseurs  
11 disponibles, qu'on puisse vraiment comparer les  
12 prix avant que la Régie ne puisse l'approuver.

13 (15 h 10)

14 Me HÉLÈNE SICARD :

15 Alors pour le reste, c'est écrit. Je vous remercie.

16 LA PRÉSIDENTE :

17 Merci beaucoup, Maître Sicard. Alors cela termine  
18 notre journée. Maître Fraser, peut-être nous  
19 indiquer à quel moment vous serez en mesure de  
20 déposer la réponse à l'engagement numéro 1, et pour  
21 faire un lien avec les propos de maître Turmel en  
22 ce qui a trait à la version française de l'entente  
23 finale, effectivement, cela serait bien qu'elle  
24 soit déposée dans les plus brefs délais.

25

1 Me ÉRIC FRASER :

2 La traduction est partie. Je vais vérifier, là, les

3 délais qui, parce que l'entente a quand même été

4 déposée, l'entente finale a été signée récemment,

5 la traduction... ah! attendez une seconde... Donc

6 je vais m'enquérir des délais puis je vais être en

7 mesure de vous revenir demain avec ça. Puis pour

8 l'engagement, normalement, il devrait être déposé

9 avant la fin de la journée, l'engagement numéro 1.

10 LA PRÉSIDENTE :

11 Parfait. Donc cela termine notre journée. On se

12 revoit demain, à compter de neuf heures (9 h).

13 Merci.

14  
15  
16

FIN DE L'AUDIENCE

---

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, le tout conformément à la  
9 Loi.

10

11 ET J'AI SIGNE:

12

13

14 \_\_\_\_\_  
Sténographe officiel. 200569-7