

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

DEMANDE RELATIVE AU PROGRAMME  
GDP AFFAIRES

DOSSIERS : R-4041-2018 Phase 2

RÉGISSEURS : Me LISE DUQUETTE, présidente  
M. FRANÇOIS ÉMOND et  
Mme ESTHER FALARDEAU

AUDIENCE DU 26 MAI 2021  
PAR VISIOCONFÉRENCE

VOLUME 12

CLAUDE MORIN  
Sténographe officiel

COMPARUTIONS :

Me ANNIE GARIÉPY  
avocate de la Régie

REQUÉRANTE :

Me SIMON TURMEL  
avocat d'Hydro-Québec Distribution (HQD)

INTERVENANTS :

Me SERENA TRIFIRO  
avocate de l'Association coopérative d'économie  
familiale de Québec (ACEFQ);

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

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

Me MARIE-ANNICK TOURILLON  
avocate de l'Association des stations de ski du  
Québec (ASSQ);

Me ANDRÉ TURMEL  
avocat de la Fédération canadienne de l'entreprise  
indépendante (Section Québec) (FCEI);

Me GENEVIÈVE PAQUET  
avocate du Groupe de recommandations et d'actions  
pour un meilleur environnement (GRAME);

Me ÉRIC McDEVITT DAVID  
avocat d'Option consommateurs (OC);

Me GABRIELLE CHAMPIGNY  
avocate du Regroupement des organismes  
environnementaux en énergie (ROÉÉ);

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

Me DOMINIQUE NEUMAN  
avocat de Stratégies énergétiques (SÉ);

Me HÉLÈNE SICARD  
avocate de l'Union des consommateurs (UC).

---

TABLE DES MATIÈRES

	<u>PAGE</u>
PRÉLIMINAIRES	5
PLAIDOIRIE PAR Me SIMON TURMEL	5
PLAIDOIRIE PAR Me SERENA TRIFIRO	58
PLAIDOIRIE PAR Me SYLVAIN LANOIX	81
PLAIDOIRIE PAR Me ANDRÉ TURMEL	94
PLAIDOIRIE PAR Me GENEVIÈVE PAQUET	111
PLAIDOIRIE PAR Me ÉRIC McDEVITT DAVID	125
PLAIDOIRIE COMPLÉMENTAIRE PAR Me ANDRÉ TURMEL	148
PLAIDOIRIE PAR Me JOCELYN OUELLETTE	152
PLAIDOIRIE PAR Me GABRIELLE CHAMPIGNY	181
PLAIDOIRIE PAR Me STEVE CADRIN	213

---

1 L'AN DEUX MILLE VINGT ET UN (2021), ce vingt-  
2 sixième (26e) jour du mois de mai :

3

4 PRÉLIMINAIRES

5

6 LA GREFFIÈRE :

7 Protocole d'ouverture. Audience du vingt-six (26)  
8 mai deux mille vingt et un (2021) par  
9 visioconférence. Dossier R-4041-2018 Phase 2 :  
10 Demande relative au programme GDP Affaires.  
11 Poursuite de l'audience.

12 LA PRÉSIDENTE :

13 Alors, bonjour à tous. Nous sommes rendus à l'étape  
14 de la plaidoirie et on commence avec maître Turmel.  
15 Est-ce qu'il y a des remarques préliminaires qu'il  
16 y a à faire avant de... Je n'en vois pas. Alors,  
17 Maître Turmel, c'est à vous.

18 PLAIDOIRIE PAR Me SIMON TURMEL :

19 Merci beaucoup. Bonjour, Madame la Présidente.  
20 Monsieur le Régisseur, Madame la Régisseur. Donc,  
21 nous sommes ici en Phase 2 du dossier GDP Affaires  
22 dont la portée a été circonscrite par notamment les  
23 décisions D-2019-164 et D-2021-010.

24 Il s'agit essentiellement d'examiner les  
25 modalités et le texte des tarifs de la nouvelle

1 offre tarifaire optionnelle en prenant en  
2 considération différentes caractéristiques qui ont  
3 déjà été décidées par la Régie.

4 Je crois utile, d'entrée de jeu, de  
5 souligner effectivement à nouveau la portée de  
6 cette Phase 2 parce qu'il y a eu quand même  
7 certains intervenants qui ont eu tendance à  
8 déborder quelquefois le cadre ou l'objet de cette  
9 Phase 2. Donc, c'était, je crois, nécessaire de  
10 recadrer le tout.

11 De l'avis du Distributeur, la proposition  
12 d'option tarifaire qu'il a présentée dans la  
13 présente phase répond aux demandes de la Régie  
14 évoquées dans sa décision D-2019-164.

15 En fait, en me préparant hier soir, j'ai  
16 commencé à me préparer avant hier soir, mais  
17 notamment hier soir, j'ai constaté qu'il y a un mot  
18 qui revenait souvent dans l'argumentation écrite  
19 qui est déposée, c'est le mot « équilibre ». Donc,  
20 je vous dirais, d'entrée de jeu, que c'est  
21 probablement le mot qui caractérise le mieux la  
22 proposition du Distributeur au présent dossier.  
23 Donc, vous me pardonneriez d'avance de répéter  
24 souvent le mot « l'équilibre » dans le cadre de  
25 cette argumentation.

1                   La décision que rendra la Régie dans le  
2                   cadre du présent dossier ou de la présente phase  
3                   est particulièrement importante. En fait, toutes  
4                   les décisions de la Régie sont importantes, mais  
5                   dans le cadre de la présente phase, les modalités  
6                   de l'option tarifaire qui seront décidées auront  
7                   des répercussions concrètes quant à l'équilibre  
8                   offre/demande en puissance pour les prochaines  
9                   années.

10                  Les modalités du tarif devront donc  
11                  permettre de maintenir un intérêt de la part des  
12                  participants actuels, mais également d'aller  
13                  chercher des quantités supplémentaires sur  
14                  l'horizon du Plan. Les modalités qui seront  
15                  approuvées et déterminées par la Régie devront donc  
16                  envoyer le bon signal auprès des participants et  
17                  des participants potentiels.

18                  La décision qu'aura à rendre la Régie est  
19                  d'autant plus importante qu'avec le cadre  
20                  réglementaire en place depuis la loi sur la  
21                  simplification, il ne sera pas possible de procéder  
22                  à des ajustements à la marge quant, par exemple, au  
23                  prix avant le dossier tarifaire de deux mille  
24                  vingt-cinq (2025), donc qui seraient des  
25                  modifications qui seraient effectives pour l'hiver

1 deux mille vingt-cinq, deux mille vingt-six (2025-  
2 2026). Donc, si le tarif devait être mal calibré,  
3 les impacts sur le bilan pourraient se faire sentir  
4 pendant quelques années sans possibilité de  
5 corriger le tir avant plusieurs hivers.

6 Il s'agit donc d'un exercice délicat et  
7 particulièrement important que la Régie doit  
8 effectuer qui, comme je le mentionnais, doit  
9 permettre d'envoyer un signal clair aux  
10 participants et futurs participants. Et permettre à  
11 l'option tarifaire d'atteindre ce pourquoi elle  
12 existe, soit repousser les besoins de puissance à  
13 long terme.

14 Je suis maintenant rendu à la section  
15 « Établissement de l'appui financier moyen » au  
16 paragraphe 8. On l'a vu dans la preuve, le  
17 Distributeur propose un appui financier moyen de  
18 soixante dollars du kilowatt (60 \$/kW). C'est  
19 ressorti clairement, il s'agit d'une valeur qui a  
20 pris appui, qui s'est appuyé sur une valeur  
21 commercialement éprouvée, le soixante-dix dollars  
22 par kilowatt (70 \$/kW) duquel le Distributeur a  
23 déduit le coût d'implantation chez les clients,  
24 lequel est estimé à dix et cinquante (10,50 \$).

25 La justesse du montant de dix et cinquante

1 (10,50 \$) se trouve par ailleurs conforté par la  
2 moyenne pondérée pour de tels coûts, comme en  
3 témoignent les résultats du premier audit réalisé  
4 par Technosim qui arrivaient à une moyenne pondérée  
5 de onze et vingt-six (11,26 \$).

6 Ceci étant, il est important de remettre en  
7 contexte la question de la détermination de l'appui  
8 financier. Je crois que ça ressort assez clairement  
9 de la preuve et des débats qui ont eu lieu la  
10 semaine dernière. La détermination de l'appui  
11 financier relève peut-être plus de l'art que de la  
12 science. En fait, il n'est pas établi sur la base  
13 des coûts pour le client. D'ailleurs, on l'a vu,  
14 c'est variable d'un client à l'autre. En fait, la  
15 détermination de l'appui financier, c'est une  
16 indication commerciale qui est recherchée, laquelle  
17 doit tenir compte des objectifs que souhaite  
18 atteindre le Distributeur en termes de réduction de  
19 puissance sous l'option tarifaire.

20 Bien qu'effectivement les coûts que  
21 pourrait encourir un client constituent un intrant  
22 à considérer, de même que les analyses économiques,  
23 il s'agit d'abord et avant tout de déterminer un  
24 niveau d'appui financier qui incite la  
25 participation des clients. Donc, il s'agit, et je

1 me répète, mais d'un exercice d'abord et avant tout  
2 commercial et non pas fondé sur des mathématiques.

3 Ceci étant, l'appui financier moyen doit  
4 donc être établi de façon à permettre une juste  
5 rémunération pour le client et de compenser,  
6 au-delà des coûts directs encourus, les  
7 inconvénients et les risques subis par ces  
8 derniers. En fait, c'est ce que monsieur Chakra  
9 qualifiait de coûts non énergétiques. C'est cette  
10 juste rémunération qui fera en sorte qu'un client  
11 aura un attrait pour l'option.

12 Or, une particularité qu'on a au présent  
13 dossier, c'est d'avoir quelques années d'expérience  
14 et donc quelques années de vécu derrière la  
15 cravate. Ces quelques années ont démontré qu'avec  
16 un signal de soixante-dix dollars du kilowatt  
17 (70 \$/kW), le programme évoluait de façon adéquate,  
18 mais sans non plus de débordements dans l'offre des  
19 clients. Et je le mentionnais, le soixante dollars  
20 du kilowatt (60 \$/kW) est dérivé de ce soixante-dix  
21 dollars (70 \$/kW).

22 Il est donc soumis que ces quelques années  
23 d'expérience démontrent le caractère équilibré et  
24 adéquat de l'appui financier offert en regard des  
25 objectifs poursuivis. Sans revenir sur la preuve

1 qui a été faite en Phase 1 du dossier, le  
2 Distributeur rappelle également que ce niveau  
3 d'appui financier fixé à soixante-dix dollars du  
4 kilowatt (70 \$/kW) avait été testé à l'occasion  
5 d'un projet pilote. Une cinquantaine de clients  
6 majeurs et de partenaires du Distributeur avaient  
7 été rencontrés afin de valider l'acceptabilité  
8 commerciale des modalités.

9 À cette preuve déposée en Phase 1,  
10 s'ajoutent maintenant les deux audits dont le  
11 premier a été réalisé en réponse à une demande de  
12 la Régie. On rappelle que l'audit numéro 1 visait à  
13 établir un portrait de la consommation des  
14 principales mesures ayant permis l'effacement  
15 réalisé par chacun des participants durant les  
16 derniers hivers.

17 L'audit numéro 2, pour sa part, illustre  
18 les attentes des clients non participants afin de  
19 participer à une telle option tarifaire. Cet audit  
20 a dans un premier temps fait ressortir l'intérêt  
21 des participants par une telle option tarifaire.  
22 Mais il ressort de celui-ci que cet intérêt dépend  
23 du prix offert et donc, qu'un appui financier moyen  
24 trop bas est susceptible de rendre difficile le  
25 recrutement des futurs participants.

1                   Le Distributeur est donc d'avis que la  
2                   rémunération moyenne de soixante dollars par  
3                   kilowatt (60 \$/kW) présentée est celle la plus à  
4                   même d'atteindre les objectifs de l'option  
5                   tarifaire. C'est celle qui est la plus équilibrée.  
6                   Puis c'est elle qui découle justement de  
7                   l'expérience emmagasinée ces dernières années.

8                   Je suis maintenant rendu dans la section  
9                   « dégressivité ». Abordons maintenant justement  
10                  effectivement la question de la dégressivité qui  
11                  est particulièrement importante au niveau des  
12                  modalités. Le Distributeur soumet qu'il est  
13                  important d'avoir une structure dégressive  
14                  équilibrée qui va permettre de conserver l'intérêt  
15                  de la part des participants actuels tout en  
16                  permettant à l'option de se développer, donc  
17                  d'aller chercher d'autres clients.

18                  Pour ce faire et donc à cette fin, la  
19                  proposition du Distributeur présente un écart de  
20                  rémunération de cinq dollars (5 \$) entre les  
21                  différentes strates, allant de soixante-cinq  
22                  dollars par kilowatt (65 \$/kW) à quarante-cinq  
23                  (45 \$/kW) pour la strate de mille huit cents  
24                  kilowatts (1800 kW) ou plus.

25                  Le Distributeur estime que sa proposition

1 est équilibrée et doit être privilégiée par rapport  
2 aux autres propositions qui ont été soumises par  
3 les différents intervenants au dossier. Il s'agit  
4 de la proposition qui est la plus à même d'assurer  
5 un équilibre entre, d'une part, le respect du  
6 principe d'une rémunération dégressive, tel que  
7 demandé par la Régie, le reflet de la distribution  
8 de la contribution à l'effacement de chacune des  
9 strates, ainsi qu'un maintien de l'intérêt des  
10 abonnements à fort potentiel d'effacement pour les  
11 strates élevées de réduction de puissance.

12 C'est important de mentionner que la  
13 proposition du Distributeur vise aussi à maximiser  
14 la contribution des petits clients, qui étaient  
15 auparavant sous agrégateur. On se rappelle, les  
16 petits clients qui étaient sous agrégateur ne  
17 recevaient pas l'entièreté de la rémunération. Le  
18 Distributeur estime que le prix pour les premières  
19 tranches devrait donc constituer un incitatif pour  
20 ces plus petits clients à participer à l'option de  
21 leur propre chef.

22 En ce qui concerne la dernière strate, le  
23 Distributeur réitère l'importance de fixer un  
24 niveau de rémunération qui demeure compétitif afin  
25 de maintenir un incitatif pour tous les clients,

1        dont ceux pouvant offrir un fort potentiel  
2        d'effacement, à participer à des niveaux de  
3        réduction de puissance importants.

4                Pour ce faire, le Distributeur est d'avis  
5        que l'appui financier proposé de quarante-cinq  
6        dollars du kilowatt (45 \$/kW) pour la dernière  
7        strate de réduction de puissance est optimal  
8        puisqu'il permet à la fois de respecter la demande  
9        de la Régie d'harmonisation, notamment avec les  
10       options d'électricité interruptible, et de  
11       maintenir, voire de susciter un intérêt de la part  
12       des abonnements présentant un fort potentiel  
13       d'effacement.

14                En effet, quant à l'harmonisation, la  
15       rémunération maximale d'un grand contributeur se  
16       situe à quarante-cinq dollars par kilowatt  
17       (45 \$/kW), soit une rémunération légèrement  
18       supérieure au maximum que ce même client pourrait  
19       avoir en vertu de l'Option 1 de l'OÉI, ce qui  
20       démontre une continuité de la proposition du  
21       Distributeur avec l'OÉI.

22                Si le prix offert pour la dernière strate  
23       d'effacement devait être trop bas, les risques  
24       d'effritement de la contribution à l'option  
25       tarifaire sont réels. Ça ne veut pas nécessairement

1       dire qu'on perdrait ces clients, mais que ceux-ci  
2       pourraient diminuer leur participation aux seules  
3       strates qu'ils considèrent intéressantes eu égard  
4       aux différents inconvénients non énergétiques  
5       qu'ils subiraient.

6               Autrement dit, pour des clients, aller  
7       chercher plus d'effacement implique plus d'efforts,  
8       que ce soit en investissement opérationnel ou en  
9       inconfort. Donc, certains clients pourraient se  
10      demander : est-ce que le jeu en vaut la chandelle,  
11      d'aller chercher ces... cette contribution  
12      supplémentaire?

13             Je trouve sur cette question  
14      particulièrement intéressant le témoignage de  
15      monsieur Vézina de la CIFQ, à l'effet que les  
16      entreprises allaient revoir leur position  
17      dépendamment de la tranche dans laquelle elles  
18      allaient se retrouver et qu'il pourrait y avoir un  
19      désintérêt à faire certaines actions qui sont plus  
20      lourdes de gestion ou de l'impact de la production.  
21      Puis en fait je cite un extrait du témoignage de  
22      monsieur Vézina à la page 27 du volume 10 des notes  
23      sténographiques, c'est le troisième paragraphe qui  
24      est reproduit à la page 9 de l'argumentation :

25                   Alors j'ai été naturellement traité

1 d'oiseau de mauvais augure et dans le  
2 contexte ce qu'on m'a dit c'est que le  
3 développement des situations  
4 naturellement, les entreprises  
5 allaient revoir leur position  
6 dépendamment de la tranche dans  
7 laquelle elles allaient se retrouver  
8 et la réduction à laquelle ils  
9 s'attendent. Naturellement, dans notre  
10 secteur on peut observer que la  
11 situation va quand même  
12 particulièrement bien. Ce qui fait en  
13 sorte que naturellement les  
14 industriels dans ces conditions-là se  
15 montrent moins intéressés à faire des  
16 actions qui sont parfois plus lourdes  
17 de gestion, qui peut-être risquent  
18 d'avoir des impacts sur la production,  
19 dont la valeur est relativement élevée  
20 et qui pourrait entraîner  
21 naturellement des pertes.

22 Donc, on voit ici du témoignage de monsieur Vézina  
23 quelle est, finalement, la réalité de ces  
24 entreprises qui sont appelées à contribuer et quel  
25 genre de réflexion celles-ci pourraient être

1 amenées à avoir.

2 Ceci étant, le Distributeur souligne que  
3 d'autres éléments doivent également être  
4 considérés, au-delà de l'harmonisation, afin que  
5 l'option tarifaire puisse maintenir l'intérêt et  
6 qu'elle favorise le recrutement de nouveaux  
7 participants. D'autant, et je pense que ça ressort  
8 clairement de la preuve, qu'il y a un très faible  
9 intérêt, donc une très faible adhésion de la part  
10 des clients aux tarifs M et LG à l'OÉI. Intérêt qui  
11 se manifestait, d'ailleurs, avant l'arrivée du  
12 programme.

13 Donc, oui à une harmonisation, mais pas au  
14 point, non plus, de rendre non-attractive l'option  
15 tarifaire de GDP pour les clients présents dans les  
16 strates d'effacement les plus importants.

17 Le Distributeur rappelle d'ailleurs que les  
18 abonnements dont l'effacement était supérieur à  
19 mille kilowatts (1000 kW), bien que ne constituant  
20 que trois pour cent (3 %) des participants, ceux-ci  
21 génèrent quand même près du tiers de l'effacement  
22 global. En fait, trente pour cent (30 %). Donc,  
23 tout ça pour dire que les clients au fort... avec  
24 un fort potentiel d'effacement contribuent de façon  
25 importante au succès de l'option. Donc, il y a

1 lieu, justement, de favoriser leur participation à  
2 l'option.

3 Bon, on vient de parler des clients  
4 actuels, des clients participants, mais le  
5 Distributeur souligne que sa proposition ne vise  
6 pas que le maintien des grands abonnements M et LG  
7 actuels, mais doit également permettre de susciter  
8 l'intérêt de d'autres grands contributeurs  
9 potentiels dans les prochaines années.

10 Donc, la proposition, ou l'option  
11 tarifaire, doit permettre de susciter un intérêt  
12 chez les clients dont les barrières à l'entrée sont  
13 plus élevées que ceux des clients actuels  
14 participant à l'option, d'où l'importance d'une  
15 rémunération plus élevée pour les dernières strates  
16 de réduction de puissance.

17 Donc, on revient à ce que j'ai mentionné un  
18 petit peu plus tôt. La rémunération pour les  
19 dernières strates doit faire en sorte que pour ces  
20 clients potentiels, le jeu en vaudra la chandelle.  
21 Autrement dit, un appui financier trop faible pour  
22 la dernière strate est susceptible de nuire  
23 considérablement aux efforts pour augmenter le  
24 bassin de clients avec un tel fort potentiel  
25 d'effacement.

1           Le Distributeur est donc d'avis que sa  
2 proposition est celle qui offre un meilleur  
3 équilibre entre la rémunération offerte tant aux  
4 plus petits qu'aux plus grands clients et qui  
5 minimise les écarts entre l'appui versé par strate  
6 de réduction de puissance et le versement d'un  
7 appui uniforme.

8           Maintenant, prochain sujet, parlons du  
9 montant d'appui financier minimal, le MAFM. Je vous  
10 dirais que sur ce sujet, il y a la théorie, ou ce  
11 qui devrait peut-être être le mieux dans le  
12 meilleur des mondes, mais aussi la vraie vie, ce  
13 qui est le plus pragmatique et simple  
14 d'application.

15           À cet effet, le Distributeur maintient sa  
16 position d'utiliser la puissance maximale appelée  
17 comme donnée à utiliser dans le calcul du MAFM,  
18 puisqu'il s'agit d'une donnée qui est fiable, qui  
19 est non sujette à contestation, qui est simple et  
20 qui est facile à comprendre.

21           Le Distributeur rappelle que le MAFM  
22 constitue une forme de compensation offerte aux  
23 clients afin de mitiger leur risque dans le cas où  
24 aucun événement de pointe critique ne surviendrait  
25 au cours d'un hiver donné, ce qui est plus

1 susceptible d'arriver, par ailleurs.

2 Mais, même en l'absence d'événement de  
3 pointe, le client était prêt à participer et à  
4 subir les inconvénients associés à une  
5 participation à l'option. De même, de cette simple  
6 disponibilité de la part du client à participer, le  
7 Distributeur retire un avantage en pouvant  
8 l'inscrire dans son bilan.

9 Il ne s'agit donc pas ici d'une  
10 compensation qui peut être rapprochée à des coûts  
11 précis, mais plutôt d'un montant que le  
12 Distributeur estime raisonnable d'offrir, afin que  
13 les clients puissent mitiger leur risque.

14 Donc, l'important n'est pas que le MAFM  
15 reflète ou non les coûts que pourrait théoriquement  
16 avoir à supporter un client. Mais plutôt de  
17 s'assurer que cette somme soit suffisamment élevée,  
18 aux yeux des participants, pour compenser le risque  
19 de ne pas être appelés un hiver donné, mais aussi  
20 faire en sorte que le client voudra toujours être  
21 un adhérent à l'occasion de l'hiver suivant.

22 Bien que l'utilisation d'un concept de  
23 réduction de puissance attendue, donc une  
24 estimation qui est basée sur les effacements réels  
25 constatés, puisse être une bonne évaluation du

1 niveau d'efforts consenti par le client pour  
2 participer aux événements de pointe critique, le  
3 Distributeur signale qu'il s'agit tout de même d'un  
4 estimé. En effet, rien ne garantit que les  
5 équipements en place une année seront les mêmes  
6 l'année suivante.

7 Il s'agit également d'une approche qui est  
8 davantage sujet à contestation de la part du  
9 client.

10 Donc, le Distributeur réitère que  
11 l'utilisation, aux fins de la détermination du  
12 MAFM, de la puissance maximale appelée constitue la  
13 meilleure valeur puisqu'il s'agit d'une donnée  
14 mesurée, donc connue, et utilisée aux fins de  
15 facturation.

16 De plus, si on devait aller vers un concept  
17 de réduction de puissance attendue, ça implique  
18 nécessairement une révision plus en profondeur de  
19 l'Option tarifaire. En effet, si le client devait  
20 soumettre une réduction de puissance attendue, le  
21 Distributeur s'attend à ce que ce client « livre »  
22 cette réduction de puissance attendue, à défaut de  
23 quoi, des pénalités devraient lui être demandées.

24 Donc, c'est l'idée d'engagement qui  
25 revient, puis ce n'est pas en phase avec les

1 modalités de l'Option tarifaire, suivant les  
2 modalités présentées par le Distributeur.

3 Donc, pour ces raisons, le Distributeur  
4 maintient sa proposition au texte des Tarifs.

5 Maintenant, je suis à la section suivante,  
6 relativement au seuil d'admissibilité au crédit.  
7 Paragraphe 42, exactement.

8 Le Distributeur réitère sa position à  
9 l'effet que le maintien d'un seuil minimal de  
10 réduction de puissance de quinze kilowatts (15 kW)  
11 par abonnement est optimal pour l'Option tarifaire.

12 C'est important de se rappeler, de le  
13 souligner l'Option succède au Programme.

14 On est dans une continuité. Or, le  
15 programme n'a jamais été pensé et conçu comme un  
16 programme de masse, comme la tarification  
17 dynamique, par exemple. Puis, il en est de même de  
18 la proposition tarifaire.

19 Puis d'ailleurs, je réfère ici à un extrait  
20 des notes sténographiques de madame Caron, où elle  
21 mentionne :

22 Le seuil de quinze kilowatts (15 kW),  
23 il a été réfléchi dans une perspective  
24 où on ne souhaitait pas, dans la  
25 transformation du programme en tarif,

1                    passer d'une clientèle ciblée à une  
2                    clientèle de masse.

3                    Donc, on se trouve dans une continuité au  
4                    niveau de la perspective du tarif.

5                    Un autre élément important ici, qui doit  
6                    être pris en compte, c'est que l'Option, tout comme  
7                    le Programme précédemment, vise une clientèle qui  
8                    en mesure de fournir un double effort soit  
9                    l'effacement durant les périodes de pointe  
10                    critique, mais également s'assurer de contrôler  
11                    leur reprise.

12                    Donc, il est en mesure de comprendre c'est  
13                    quoi les conséquences, pour eux, pour leur facture,  
14                    d'une reprise non contrôlée, qui est susceptible  
15                    d'amener un pic de puissance.

16                    Le Distributeur rappelle que le seuil  
17                    d'admissibilité à quinze kilowatts (15 kW) implique  
18                    une augmentation importante quant au nombre de  
19                    clients directs potentiels par rapport au  
20                    Programme.

21                    Et je dis bien ici direct par rapport à une  
22                    participation via un agrégateur. Il y a surtout, en  
23                    fait, il y a également un message qui est envoyé  
24                    par ce seuil, au client, soit que l'Option vise une  
25                    contribution que je qualifierais de substantielle

1 et soutenue. Elle vise à s'assurer de la part du  
2 participant d'un effort tangible en termes  
3 d'effacement.

4 Par ailleurs, une baisse du seuil à dix  
5 kilowatts (10 kW) aurait, puis ça, c'est  
6 mentionné, c'est monsieur Pelletier qui le  
7 mentionnait, je pense, la première journée, un  
8 impact marginal sur les quantités d'effacement  
9 supplémentaires.

10 Donc, tout ça pour mentionner que les  
11 inconvénients d'aller chercher cette contribution  
12 supplémentaire en baissant le seuil à dix kilowatts  
13 (10 kW) serait marginale. Les inconvénients  
14 dépassent largement les avantages.

15 Également une baisse du seuil ou l'absence  
16 d'un seuil minimal serait susceptible de causer une  
17 hausse des coûts d'exploitation de l'Option,  
18 puisque ça impliquerait une augmentation du volume  
19 d'abonnements à traiter.

20 Donc, il y aurait des impacts importants  
21 sur la charge de travail relative à l'évaluation  
22 des demandes d'adhésion, le suivi des événements,  
23 le calcul et la vérification des crédits, l'analyse  
24 des courbes de référence des clients atypiques.  
25 Donc, beaucoup plus de gestion.



1 quinze kilowatts (15 kW) pourrait relever davantage  
2 de l'inadvertance ou d'une variation normale de la  
3 consommation que de l'effort réel.

4 On parle encore d'équilibre. Or, de l'avis  
5 du Distributeur la fixation d'un seuil de quinze  
6 kilowatts (15 kW) assure un équilibre entre la  
7 recherche des contributions significatives tout en  
8 minimisant les coûts d'exploitation de l'Option.

9 Je suis maintenant rendu à la section  
10 Rentabilité. Quelques mots sur la rentabilité de  
11 l'Option et l'analyse économique, puisqu'on en a  
12 quand même beaucoup parlé, puis c'est important  
13 dans un premier temps de recadrer en rappelant ce à  
14 quoi sert et ce à quoi ne sert pas l'analyse  
15 économique.

16 Les analyses économiques en fait c'est un  
17 outil. C'est un outil d'aide à la prise de décision  
18 qui permet d'évaluer si une mesure a un impact  
19 économique favorable.

20 L'analyse économique ne sert toutefois pas  
21 à déterminer quel devrait être le niveau de l'appui  
22 financier. On l'a déjà abordé. On l'a déjà  
23 mentionné un petit peu plus tôt.

24 Ce sont des considérations commerciales qui  
25 déterminent et qui guident la détermination du

1 niveau d'appui financier.

2 Qu'est-ce que les analyses produites au  
3 présent dossier nous démontrent? Elles nous  
4 démontrent sans le moindre doute que l'Option est  
5 beaucoup plus avantageuse pour le Distributeur que  
6 l'approvisionnement additionnel, puis cette  
7 conclusion est encore davantage renforcée,  
8 lorsqu'on regarde ou lorsqu'on utilise le plus  
9 récent bilan de puissance qui a été déposé.

10 Dans ce dernier cas, avec le dernier bilan,  
11 l'Option montre une VAN, une valeur actuelle nette  
12 sur dix (10) ans de quatre-vingt-dix millions  
13 (90 M\$) et de deux cent onze millions (211 M\$) sur  
14 vingt (20) ans.

15 C'est exact que dans le présent dossier  
16 l'accent a été mis davantage sur les résultats de  
17 la VAN sur dix (10) ans, mais les analyses sur  
18 vingt (20) ans permettent également de dissiper  
19 tout doute quant à la rentabilité de l'Option pour  
20 le Distributeur, puis d'ailleurs, c'est intéressant  
21 de noter que la Régie allait accorder un intérêt  
22 dans sa décision D-2017-0119 à une analyse sur  
23 vingt (20) ans, afin justement d'apprécier la  
24 robustesse des analyses.

25 Maintenant, sur la question de

1 l'utilisation du coût évité de long terme.  
2 L'analyse de rentabilité que le Distributeur a  
3 présentée respecte la décision de la Régie et  
4 utilise les coûts évités de puissance de court  
5 terme avant deux mille vingt-quatre, deux mille  
6 vingt-cinq (2024-2025), année charnière qui a été  
7 ramenée à deux mille vingt-trois, deux mille vingt-  
8 quatre (2023-2024) suite à la dernière mise à jour  
9 du bilan.

10 Pour ce faire, le Distributeur utilise un  
11 bilan de puissance duquel l'Option GDP est exclue,  
12 ce qui permet de confirmer qu'en l'absence de  
13 l'Option, un approvisionnement de long terme serait  
14 nécessaire, et ce dès deux mille vingt-trois, deux  
15 mille vingt-quatre (2023-2024). Enfin, le  
16 Distributeur ici souligne que c'est l'approche qui  
17 est la plus représentative du rôle que l'Option  
18 tarifaire est appelée à jouer, soit justement de  
19 repousser un appel d'offres de long terme.

20 Puis madame Hudon, c'est au paragraphe 64,  
21 en fait pose la bonne question à la question qui  
22 doit être posée, que l'on doit se poser :

23 [...] quel est l'impact de ne plus  
24 avoir la GDP Affaires?

25 Elle répond également :

1                   Ça débouche sur un devancement du  
2                   signal de prix de long terme et par la  
3                   suite, ça nous indique la marge de  
4                   manœuvre pour verser un appui  
5                   financier.

6           En fait, utiliser une autre approche, c'est-à-dire  
7           une approche qui reposerait sur un bilan qui  
8           intègre l'Option tarifaire constituerait une erreur  
9           méthodologique. Selon cette approche, en raison de  
10           l'éloignement du signal de prix de long terme, on  
11           pourrait en conclure que l'Option n'est pas  
12           rentable pour le Distributeur et, ce faisant, il  
13           pourrait devenir logique de vouloir retirer  
14           l'Option du bilan ou encore en réduire la portée.

15                   Or, ce faisant, qu'est-ce qui se passerait?  
16           On rapprocherait le signal de prix de long terme,  
17           ce qui rendrait l'Option à nouveau rentable et  
18           conduirait finalement à vouloir la remettre en  
19           place ou la faire croître. Si autrement, si on  
20           devait utiliser un bilan qui tient compte de la  
21           GDP, on viendrait affecter la rentabilité de la  
22           GDP, donc la pénaliser du seul fait de son  
23           existence. On serait donc dans une situation  
24           particulièrement circulaire et contre productive,  
25           surtout dans la mesure où, justement, la GDP

1       remplit exactement le rôle pour lequel elle a été  
2       mise sur pied, soit repousser le recours à un appel  
3       d'offres de long terme. Bref, c'est la GDP qui  
4       repousse le coût évité de long terme.

5               En somme, considérer un bilan qui intègre  
6       l'Option aux fins d'analyser sa rentabilité  
7       viendrait offrir une vision déformée de la réalité  
8       et amènerait à tirer des conclusions erronées quant  
9       à sa rentabilité pour le Distributeur. Par  
10       ailleurs, le Distributeur appelle à la prudence  
11       quant à la lecture du bilan de puissance afin de  
12       déterminer le besoin d'un nouvel approvisionnement  
13       de long terme, notamment en ce qui a trait à  
14       l'utilisation du marché de court terme.

15               En fait, ça a été mentionné, le marché de  
16       court terme n'est pas un moyen de gestion, mais  
17       sert à équilibrer finement le bilan. Donc, le  
18       Distributeur souhaite conserver une marge de  
19       manoeuvre suffisante pour équilibrer le bilan à  
20       court terme, ce qui implique de ne pas planifier  
21       l'utilisation du potentiel d'achat sur les coûts de  
22       marché de court terme de onze cents mégawatts  
23       (1100 MW). Tout ça pour dire que toute analyse qui  
24       tablerait sur l'utilisation en priorité du marché  
25       de court terme, pour des quantités importantes,

1           serait imprudente et déconnectée de la stratégie  
2           d'approvisionnement du Distributeur.

3                       Je vais me permettre finalement de faire un  
4           pont avec ce que j'ai dit d'entrée de jeu. Le  
5           Distributeur insiste sur l'importance de l'Option  
6           aux fins de l'équilibre ou aux fins d'équilibrer  
7           son bilan de puissance. Toute réduction notable de  
8           sa contribution serait susceptible de mettre à  
9           risque l'équilibre énergétique du Distributeur.

10                      Enfin, le Distributeur rappelle également  
11           qu'il a utilisé, aux fins de ses analyses, les  
12           coûts évités et le plafond des approvisionnements  
13           de court terme, le onze cents mégawatts (1100 MW)  
14           tels qu'ils ont été reconnus par la Régie. Donc, la  
15           détermination de revoir ces paramètres, tel que  
16           certains intervenants l'ont souhaité, ne fait pas  
17           partie du présent dossier.

18                      Maintenant je vais passer à quelques autres  
19           éléments un peu plus... un petit peu plus en bref  
20           dans le cadre de l'argumentation. La question des  
21           clients atypiques. En fait, le Distributeur  
22           maintient sa position par rapport aux clients  
23           atypiques. Est-il justifié qu'un crédit versé à un  
24           client qui fait un effort à chaque événement de  
25           pointe critique soit plus élevé que celui qui n'a

1 pas fait un tel effort pour réduire sa consommation  
2 à chaque événement?

3 D'ailleurs, la proposition du Distributeur  
4 est en phase avec ce qu'écrivait la Régie dans la  
5 Régie dans la décision D-2019-164, au paragraphe  
6 279. Que le client soit à profil non atypique,  
7 atypique, prévisible ou non prévisible, qu'une ou  
8 plusieurs courbes de référence doivent être  
9 utilisées, ce qui est important pour le  
10 Distributeur c'est d'établir le juste effacement de  
11 ces clients. Et le Distributeur estime que sa  
12 proposition permet de répondre à ces différents  
13 éléments.

14 Maintenant l'article 4.77. On a parlé...  
15 effectivement, on a parlé à un certain moment donné  
16 durant les audiences de l'article 4.77, de la  
17 nécessité ou non de le maintenir. Puis pour rappel,  
18 c'est l'article qui vise la limitation relativement  
19 à l'acceptation de nouveaux clients, donc il y a eu  
20 un certain... il y a eu certains débats quant à la  
21 pertinence ou non de maintenir l'article 4.77.

22 En fait, le Distributeur est tout à fait  
23 conscient que lorsqu'on regarde les bilans qui sont  
24 devant nous, les bilans qui sont au présent  
25 dossier, que le... du faible niveau de recourir à

1 l'article 4.77. Malgré ça, le Distributeur estime  
2 qu'il demeure opportun de maintenir celui-ci. Parce  
3 qu'il ne faut pas oublier que les modalités que la  
4 Régie va approuver pour l'Option présentent un  
5 caractère pérenne. Ce n'est donc pas qu'à la  
6 lumière du bilan tel qu'il est aujourd'hui, qu'on  
7 doit examiner l'opportunité de garder ou non  
8 l'article 4.77. La situation énergétique pourrait  
9 évoluer dans les prochaines années et dans dix  
10 (10), quinze (15), vingt (20) ans et l'Option  
11 pourrait toujours être présente. Et voilà.

12           Donc, cet article, 4.77, procure une  
13 flexibilité pour le Distributeur afin de limiter  
14 l'accroissement de ce moyen si jamais la situation  
15 énergétique future devait le commander.

16           Donc, maintenant mon premier point c'est  
17 relativement au tarif provisoire pour l'hiver deux  
18 mille vingt-vingt et un (2020-2021). À cet effet,  
19 le Distributeur demande à la Régie de confirmer le  
20 tarif tel qu'il a été appliqué aux participants  
21 présents lors de l'hiver vingt et un (2021).

22           Le Distributeur estime que de ne pas  
23 confirmer le tarif tel qu'il a été... finalement  
24 facturé tel qu'il a été appliqué enverrait un  
25 mauvais signal aux participants du dernier hiver,

1 ce qui n'est pas souhaitable.

2           Donc, en conclusion, le Distributeur a  
3 présenté une proposition tarifaire qui est conforme  
4 aux caractéristiques qui ont été demandées par la  
5 Régie dans sa décision D-2019-164. L'appui  
6 financier moyen de soixante dollars du kilowatt (60  
7 \$/kW) résulte de l'expérience du Distributeur  
8 depuis les débuts du Programme. C'est un appui qui  
9 a permis d'aller chercher les quantités nécessaires  
10 pour équilibrer le bilan, tel que je le mentionnais  
11 plus tôt ni plus ni moins. C'est un appui - je  
12 reviens encore avec le mot « équilibré » - qui  
13 devrait permettre de maintenir un signal de prix  
14 qui permettrait à l'Option justement d'obtenir le  
15 succès et espérer de continuer à contribuer au  
16 bilan en puissance durant les prochaines années.

17           Quant au niveau de dégressivité proposé par  
18 le Distributeur et les strates, il s'agit encore  
19 une fois de la proposition la plus équilibrée, qui  
20 permet de trouver un juste équilibre entre la  
21 rémunération des plus petits et des plus grands  
22 contributeurs.

23           Donc, la proposition du Distributeur  
24 constitue une juste mesure sans surcompenser. Puis  
25 l'analyse économique du Distributeur illustre

1 également que l'Option est plus avantageuse pour le  
2 Distributeur ainsi que sa clientèle, qu'un  
3 approvisionnement additionnel de long terme.

4 Donc, pour ces raisons, le Distributeur  
5 demande à la Régie justement d'accueillir ou  
6 d'approuver l'Option tarifaire conformément au  
7 texte déposé à la pièce HQD-6, Document 3.1, avec  
8 la petite modification qu'il y a eu à l'article  
9 4.81. Merci.

10 LA PRÉSIDENTE :

11 Vous vous en doutez, Maître Turmel, j'ai quelques  
12 questions.

13 Me SIMON TURMEL :

14 Je m'en doutais. Le contraire m'aurait déçu.

15 LA PRÉSIDENTE :

16 Je vous amènerais au paragraphe 38 de votre  
17 plaidoirie. Et on est sur la section du MAFM.

18 Me SIMON TURMEL :

19 Oui.

20 LA PRÉSIDENTE :

21 Vous avez parlé dans votre plaidoirie de la  
22 proposition de l'AHQ-ARQ...

23 Me SIMON TURMEL :

24 Effectivement.

25

1 LA PRÉSIDENTE :

2 ... mais vous n'avez pas parlé de la proposition de  
3 l'ACEFQ, qui était de rajouter une puce - là, j'y  
4 vais de mémoire, je m'excuse si jamais la  
5 terminologie n'est pas tout à fait correcte -  
6 c'était un quinze pour cent (15 %) du montant de la  
7 contribution financière reçue lors d'un... d'hivers  
8 précédents, pour des participants qui étaient là.

9 Alors, l'article se lirait, là, à 4.80, ou  
10 enfin, le paragraphe se lirait : « Le montant  
11 maximal... le plus élevé de quinze pour cent (15 %) de  
12 la PMA fois le soixante dollars (60 \$), quinze  
13 pour cent (15 %) de la contribution financière  
14 reçue lors d'un hiver précédent ou vingt mille  
15 dollars (20 000 \$). »

16 Le Distributeur se situe... Quelle est la  
17 position du Distributeur, par rapport à cette  
18 proposition de l'ACEFQ?

19 Me SIMON TURMEL :

20 Regardez... Je pense que c'est une position... une  
21 proposition qui s'en vient compliquée, là. À un  
22 moment donné, il y a comme trois éléments à  
23 considérer : c'est « A », « B » ou « C ». Ça s'en  
24 vient assez compliqué. Nous, ce qu'on propose, ce  
25 que le Distributeur propose, c'est quelque chose

1 qui est... qui est simple, qui est compréhensible.

2 Puis, je pense que c'est important,  
3 justement, quand on fixe des tarifs, que le tarif  
4 soit compréhensible, justement, de la part des  
5 participants, puis qu'il ne porte pas... qu'il  
6 n'apporte pas un risque d'interprétation, à savoir  
7 « dans quelle situation, dans laquelle des trois  
8 situations je me situe » et qui n'amène pas plus de  
9 questionnement qu'autrement de la part... de la  
10 part du client, là.

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Mais, est-ce que ça ne réglerait pas la  
13 difficulté... Puis, je ne sais pas, là, si le  
14 quinze pour cent (15 %) de la contribution  
15 financière reçue avant... Mais, la difficulté qui  
16 était en lien avec le fait qu'il y avait, de  
17 mémoire, une année, trente-sept (37) participants  
18 et de l'autre année trente-huit (38) participants  
19 qui auraient reçu des sommes plus élevées que s'ils  
20 avaient participé en fonction du MAFM. Dans une  
21 réponse à une DDR, là, qu'on avait posée, il y  
22 avait quelques participants... très peu, on en  
23 convient...

24 Me SIMON TURMEL :

25 Très peu, effectivement.

1 LA PRÉSIDENTE :

2 ... qui auraient reçu des montants plus élevés.  
3 Est-ce que cet ajout, qui dirait... bien... qu'un  
4 participant ne pourrait pas recevoir, avec le MAFM,  
5 un montant plus élevé que qu'est-ce qu'il aurait  
6 reçu autrement, est-ce que ça, ce n'est pas  
7 raisonnable, ou prudent, ou enfin... de l'ajouter,  
8 selon vous?

9 Me SIMON TURMEL :

10 Bien, regardez... Je pense que ça apporte une  
11 couche de complexité pour des cas que je  
12 qualifierais des cas de lune, finalement. Des cas  
13 qui sont peu susceptibles d'arriver, compte tenu du  
14 fait, notamment... On est plus susceptible,  
15 justement, d'avoir à recourir à la MAFM. Et,  
16 partant de là, effectivement, nous, on est dans...  
17 on pense que ces cas sont suffisamment peu... On  
18 est suffisamment peu susceptibles d'avoir recours à  
19 la FA... à la MAFM que, finalement, apporter une  
20 couche de complexité pour ça, bien, ça ne serait  
21 pas nécessairement opportun, une couche de  
22 complexité au tarif. Et apporter cet élément-là, ça  
23 ne serait pas nécessairement opportun.

24 LA PRÉSIDENTE :

25 En fait, ce que vous me dites, c'est que les coûts

1 engendrés par le fait que vous auriez payé plus ne  
2 valent pas les inconvénients à ajouter...

3 Me SIMON TURMEL :

4 Exactement. C'est ça.

5 LA PRÉSIDENTE :

6 ... cette couche de complexité.

7 Me SIMON TURMEL :

8 Voilà, voilà. C'est ça. Vous traduisez... vous  
9 traduisez les mots qui se bousculent dans ma tête.

10 LA PRÉSIDENTE :

11 Parfait. Je vous amènerais au paragraphe sur le  
12 seul d'admissibilité au crédit, donc le quinze  
13 kilowatts (15 kW).

14 Me SIMON TURMEL :

15 Oui. Quinze kilowatts (15 kW), oui.

16 LA PRÉSIDENTE :

17 Aux paragraphes... particulièrement 43, 45 et 46.

18 Me SIMON TURMEL :

19 Oui.

20 LA PRÉSIDENTE :

21 Ma mémoire, mais elle peut être défectueuse, là,  
22 mais particulièrement sur le... au niveau du  
23 paragraphe 45, ça dit...

24 Me SIMON TURMEL :

25 Oui.

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Le Distributeur rappelle que le seuil  
3 d'admissibilité à quinze kilowatts  
4 (15 kW) implique une augmentation  
5 importante quant au nombre de  
6 participants directs potentiels par  
7 rapport au Programme.

8 Me SIMON TURMEL :

9 Oui.

10 LA PRÉSIDENTE :

11 Mais si je me souviens bien de la réponse de  
12 monsieur Pelletier, le Distributeur n'a pas calculé  
13 quelle serait potentiellement l'augmentation?

14 Me SIMON TURMEL :

15 Effectivement. Par contre, s'il a mentionné le  
16 nombre de clients qui seraient vraisemblablement,  
17 sauf erreur, qui seraient vraisemblablement  
18 admissible, c'est parce qu'on viendrait élargir la  
19 portée du bassin de clients qui pourraient venir  
20 s'ajouter à l'option, donc, je ne me souviens plus  
21 c'est quoi le chiffre exact, mais il a quand même  
22 mentionné finalement le nombre, Monsieur Pelletier,  
23 sauf erreur, là, le nombre de clients potentiels  
24 qui pourraient...

25

1 LA PRÉSIDENTE :

2 En fait, non, c'est ça mon point, c'est que, ce  
3 qu'il mentionnait, c'était le nombre de clients qui  
4 étaient admissibles au tarifs mais ils sont déjà  
5 tous, tous les clients du tarifs sont admissibles  
6 déjà. C'était le seuil d'admissibilité qui pouvait  
7 restreindre les mêmes participants au tarif et il  
8 n'avait pas calculé le potentiel de ceux qui  
9 pouvaient penser qui seraient restreints ou qui ne  
10 pourraient pas participer au programme, s'ils  
11 passaient de quinze (15) à dix (10).

12 Donc, dans le fond, sur quoi vous vous  
13 basez pour dire que c'est une augmentation  
14 importante.

15 Me SIMON TURMEL :

16 Regardez, je pourrais faire les vérifications puis  
17 vous revenir peut-être avec un élément  
18 supplémentaire par rapport à ça en réplique.

19 LA PRÉSIDENTE :

20 Oui, bien si vous voulez faire vos vérifications,  
21 là.

22 Me SIMON TURMEL :

23 Oui, oui.

24 LA PRÉSIDENTE :

25 Ça m'est... parce que je me souvenais de cette

1 chose-là.

2 Me SIMON TURMEL :

3 Ça se peut, il s'est dit beaucoup de choses.

4 LA PRÉSIDENTE :

5 Oui, exactement. Et puis si vous... quand vous  
6 allez faire votre vérification...

7 Me SIMON TURMEL :

8 Oui.

9 LA PRÉSIDENTE :

10 C'est parce que la question en était une de  
11 conciliation ou de cohérence avec le fait que le  
12 taux d'adhésion des G au tarif Flex, bien, avait  
13 été seulement de un pour cent (1 %). Alors,  
14 évidemment, là, on parle des mêmes G, ceux qui  
15 seraient, potentiellement, là, ce que j'en  
16 comprends, là, si on diminue de quinze (15) à dix  
17 (10), par exemple, ça serait possible.

18 De la même façon, toujours sur ce même  
19 sujet-là, vous n'indiquez pas, dans votre  
20 plaidoirie, ce que vous pensez de la proposition de  
21 la FCEI. La FCEI avait proposé, et elle a déposé  
22 hier un engagement à cet effet-là, une approche  
23 décroissante, là, où on baisserait, année après  
24 année, le seuil d'admissibilité, pour passer... là,  
25 je ne l'ai pas sous les yeux, mais je pourrais

1 aller le chercher si vous en avez besoin, de quinze  
2 kilowatts (15 kW) à finalement deux, je pense... en  
3 vingt vingt-cinq (2025).

4 Me SIMON TURMEL :

5 Je pensais....

6 LA PRÉSIDENTE :

7 Pouvez-vous nous donner la position du  
8 Distributeur?

9 Me SIMON TURMEL :

10 En fait, je pense, pour l'ensemble des éléments  
11 qu'on a mentionnés, je pense que le Distributeur  
12 n'est pas d'accord avec cette proposition de la  
13 FCEI, parce que ça reviendrait justement à venir  
14 baisser le seuil, puis ça aurait cet impact-là,  
15 finalement, de venir baisser le seuil de façon  
16 étalée sur plusieurs années.

17 Donc, tous les enjeux mentionnés ici,  
18 notamment les enjeux système demeurerait, puis  
19 effectivement, il y aurait comme de la  
20 programmation de chaque année plus on n'irait pas  
21 nécessairement chercher des grandes quantités  
22 supplémentaires d'une part.

23 D'autre part, je vous dirais, en plus de  
24 ça, que ça doit amener de la... ça amènerait de la  
25 confusion auprès des participants et des

1 participants potentiels de voir chaque année  
2 justement le seuil, changer le seuil à être  
3 modifié, quant à l'option. Donc, ça n'enverrait pas  
4 nécessairement un bon signal, non plus, aux  
5 participants potentiels relativement à une certaine  
6 pérennité dans les modalités de l'option.

7 LA PRÉSIDENTE :

8 D'accord. Oui, je vous amène ensuite sur la  
9 rentabilité.

10 Me SIMON TURMEL :

11 Oui.

12 LA PRÉSIDENTE :

13 Je vous amène aux paragraphes 54 et 55.

14 Me SIMON TURMEL :

15 Oui.

16 LA PRÉSIDENTE :

17 Vous nous dites, à 54 :

18 L'analyse économique sert d'outil  
19 d'aide à la prise de décision. En  
20 d'autres termes, elle permet d'évaluer  
21 si une mesure a un impact économique  
22 favorable.

23 55. Toutefois, elle ne sert pas à  
24 déterminer quel devrait être le niveau  
25 de l'appui financier. Tel que

1                   précédemment mentionné, ce sont des  
2                   considérations commerciales qui  
3                   guident la détermination du niveau  
4                   d'appui financier.

5           J'aimerais vous ramener à la décision D-2019-164  
6           qui nous a guidés tout le long de la...

7           Me SIMON TURMEL :

8           Oui.

9           LA PRÉSIDENTE :

10           ... Phase 2, dans son paragraphe 229, où on  
11           disait :

12                   La Régie estime également qu'une  
13                   optimisation de la valeur de l'appui  
14                   financier du programme telle que  
15                   traitée ci-après pourrait assurer la  
16                   neutralité tarifaire, voire exercer  
17                   une pression à la baisse...

18           Si je reprends le paragraphe 54, est-ce que vous  
19           seriez d'accord avec moi, si on voit et je reprends  
20           la deuxième phrase :

21                   En d'autres termes elle permet  
22                   d'évaluer si une mesure a un impact  
23                   économique défavorable.

24           Si on devait s'apercevoir que l'aide financière,  
25           l'appui financier tel qu'il est proposé a un impact

1 économique défavorable, est-ce qu'on ne pourrait  
2 pas se servir de ça, puis essayer de calibrer  
3 l'appui financier en fonction des considérations  
4 commerciales, mais également en fonction de  
5 s'assurer que le tarif ait un impact économique  
6 favorable ou à tout le moins neutre?

7 Me SIMON TURMEL :

8 En fait, ça va être un outil qui va vous aider dans  
9 la prise de décision, mais ce n'est pas, puis c'est  
10 ce que j'écris ici, ce n'est pas l'outil qui va  
11 déterminer quel devrait être le prix à considérer  
12 pour l'option.

13 L'analyse économique demeure un outil à la  
14 prise de décision. C'est ça qu'on doit comprendre  
15 justement de ces paragraphes-là.

16 LA PRÉSIDENTE :

17 Donc, vous êtes d'accord avec moi qu'on pourrait se  
18 servir de l'outil pour déterminer s'il y a une  
19 optimisation de la valeur de l'appui financier.  
20 Donc, on pourrait s'en servir. Ça ne serait pas le  
21 maître, mais ça serait un outil...

22 Me SIMON TURMEL :

23 C'est un outil. C'est ce que je vous dis. Oui.

24 LA PRÉSIDENTE :

25 ... pour déterminer la valeur de l'appui financier,

1           mais on peut s'en servir comme outil.

2           Me SIMON TURMEL :

3           Oui.

4           LA PRÉSIDENTE :

5           C'était juste, parce que vous étiez assez  
6           catégorique à 55 :

7                           Elle ne sert pas à déterminer quel  
8                           devrait être le niveau de l'appui  
9                           financier.

10          On peut quand même s'en servir à cet effet-là?

11          Me SIMON TURMEL :

12          Oui. Regardez, on a déposé toutes ces analyses  
13          économiques au dossier, mais l'analyse économique  
14          ce n'est pas ça qui vient établir. Ce n'est pas ça  
15          qui doit déterminer.

16                        Ce sont les considérations commerciales qui  
17          doivent déterminer le prix offert pour l'option  
18          pour savoir justement si oui ou non les clients  
19          vont être intéressés à participer à l'option du  
20          GDP. C'est d'abord et avant tout ça.

21                        Donc, l'analyse économique sert à autre  
22          chose. C'est un outil d'aide à la décision.

23          LA PRÉSIDENTE :

24          Oui, mais qui pourrait nous aider à servir à  
25          calibrer l'appui financier pour respecter l'aspect

1 commercial, mais également donc calibrer l'appui  
2 financier en fait.

3 Me SIMON TURMEL :

4 Ça ça fait partie de votre coffre d'outils.

5 LA PRÉSIDENTE :

6 Parfait. Merci.

7 Me SIMON TURMEL :

8 Mais ce n'est pas le seul outil. Ce n'est pas  
9 l'outil premier pour déterminer c'est quoi le prix  
10 optimal pour aller chercher l'intérêt.

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Je suis d'accord avec vous. C'est pour ça qu'il y a  
13 des gens qui décident et non pas des ordinateurs.  
14 Il faut exercer un certain jugement.

15 Je vous amène à la page 19 à votre  
16 paragraphe 78 ou en fait toute la section sur  
17 l'article 4.77.

18 Me SIMON TURMEL :

19 Oui.

20 LA PRÉSIDENTE :

21 L'article 4.77, je comprends que vous voulez le  
22 garder dans sa nouvelle mouture.

23 Me SIMON TURMEL :

24 Oui.

25

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Parce que c'est bien que vous ne prévoyez pas en  
3 avoir besoin pour à tout le moins les dix (10)  
4 prochaines années selon le bilan en puissance que  
5 vous nous avez déposé récemment.

6 Il faut dire CPM, mais pour cette même  
7 raison-là, est-ce qu'il ne serait pas prudent de  
8 prévoir également le besoin de réduire, la  
9 réduction des clients ou est-ce que vous pensez que  
10 le Distributeur ne voudra jamais réduire la  
11 contribution de l'option GDP peu importe la hauteur  
12 de cette contribution-là?

13 Me SIMON TURMEL :

14 Regardez, je ne pense pas que ce soit optimal de  
15 venir jouer au yoyo avec un client donné, un client  
16 qui participe à l'option, puis d'une année à  
17 l'autre venir jouer avec sa contribution.

18 Je ne pense que ce soit le genre de chose  
19 qui amènerait un bon signal pour ce client ou pour  
20 ces clients-là pour qui on viendrait réduire la  
21 réduction.

22 Donc, pour cette raison, on pense plutôt  
23 justement que l'article 4.77 se trouve à être le  
24 meilleur compromis en permettant justement de  
25 réduire ou de fermer le robinet de nouveaux

1 arrivants si jamais la situation devait le  
2 demander.

3           Donc, ça permet justement de faire en sorte  
4 que les clients qui participent vont continuer de  
5 participer tel qu'ils le faisaient. On n'envoie pas  
6 de signal contradictoire à l'effet qu'on en a un  
7 peu moins une année donnée et qu'on monte l'année  
8 suivante, puis que le client ne sait pas  
9 nécessairement sur quel pied danser, mais ça permet  
10 en même, c'est ça, comme je vous disais, de fermer  
11 le robinet si besoin est pour les nouveaux  
12 arrivants.

13 LA PRÉSIDENTE :

14 Parfait. Ça fait que c'est... juste mettre les  
15 points sur les I puis les barres sur les T. Donc,  
16 si jamais ça devait monter par exemple à neuf cents  
17 mégawatts (900 MW) et puis que tout d'un coup il y  
18 avait une situation où vous avez fait un nouvel  
19 appel d'offres et caetera, il n'est pas question  
20 pour le Distributeur de redescendre en bas du neuf  
21 cents (900), ça va rester tout le temps au niveau  
22 le plus haut que vous avez accepté?

23 Me SIMON TURMEL :

24 Bien, regardez, ça se peut qu'il y ait des clients  
25 aussi qui partent en cours de route d'eux-mêmes

1 pour d'autres raisons...

2 LA PRÉSIDENTE :

3 Oui, oui. Oui, oui.

4 Me SIMON TURMEL :

5 ... faisant en sorte que ça ne sera pas... ça  
6 pourrait être huit cent soixante-quinze (875) parce  
7 que le... la variation normale du bassin de clients  
8 fait en sorte qu'une année donnée, on en a un petit  
9 peu... un petit peu moins. Mais pour répondre à  
10 votre... pour répondre à votre... pas à votre  
11 réponse, mais pour répondre à votre question, oui.

12 LA PRÉSIDENTE :

13 Oui. Ça fait que ce serait de l'attrition  
14 naturelle, pas une demande de votre part.

15 Me SIMON TURMEL :

16 Exact.

17 LA PRÉSIDENTE :

18 Parfait. Et je vous amènerais finalement à votre  
19 point 81.

20 Me SIMON TURMEL :

21 Oui.

22 LA PRÉSIDENTE :

23 Et ça sera peut-être en réplique, là. Je voulais  
24 juste... il y a une distinction à faire et vous  
25 avez raison. L'hiver deux mille vingt, deux mille

1 vingt et un (2020-2021), c'est un tarif qui était  
2 provisoire. Par contre, les années précédentes,  
3 c'était un programme et c'était une ordonnance de  
4 sauvegarde.

5 Me SIMON TURMEL :

6 Oui.

7 LA PRÉSIDENTE :

8 Est-ce que l'on doit ou pas confirmer les montants?  
9 Parce que c'étaient des ordonnances de sauvegarde  
10 et, par nature, elles sont... elles peuvent être  
11 provisoires, mais là je ne les ai pas regardées  
12 récemment. Je vais vous avouer, je ne les ai pas  
13 regardées depuis deux mille dix-huit (2018), en  
14 fait.

15 Me SIMON TURMEL :

16 Ah!

17 LA PRÉSIDENTE :

18 Si vous pouviez regarder et nous indiquer si vous  
19 pensez qu'on doit rendre des ordonnances en  
20 fonction des ordonnances de sauvegarde qui ont été  
21 émises dans la première phase du dossier,  
22 j'apprécierais.

23 Me SIMON TURMEL :

24 Je vais vérifier, je vais vérifier puis je vais  
25 vous revenir là-dessus.

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Je vous remercie beaucoup. Ça va être l'ensemble de  
3 mes questions, Maître Turmel.

4 Me SIMON TURMEL :

5 Merci.

6 LA PRÉSIDENTE :

7 Ah! C'est vrai. Oui. Je m'excuse.

8 Mme ESTHER FALARDEAU :

9 Oui. Bonjour, Maître Turmel. J'aurais juste une  
10 clarification à vous demander, là.

11 Me SIMON TURMEL :

12 Oui.

13 Mme ESTHER FALARDEAU :

14 Vous savez que le sujet de l'analyse économique m'a  
15 vraiment intéressée dans le cadre de cette  
16 audience. Et puis là, je comprends de la réponse  
17 que vous avez donnée à maître Duquette...

18 Me SIMON TURMEL :

19 Excusez, je vous entends très mal, Madame  
20 Falardeau.

21 Mme ESTHER FALARDEAU :

22 O.K. Est-ce que vous m'entendez mieux comme ça, là?

23 Me SIMON TURMEL :

24 Oui. Oui. C'est mieux. Merci. Merci.

25

1 Mme ESTHER FALARDEAU :

2 O.K. Je comprends. Donc, la question de l'analyse  
3 économique, ça m'a intéressée dans le cadre de  
4 cette audience-ci. Donc, notamment, la réponse à la  
5 question de maître Duquette où elle vous  
6 demandait : est-ce que le résultat de l'analyse  
7 économique, ce qu'on a appelé le test de  
8 rentabilité, là, ça pourrait éventuellement être  
9 utilisé pour déterminer le niveau d'appui  
10 financier? Vous avez dit, bien j'ai compris, là,  
11 que c'est pas le premier outil, mais ça serait un  
12 des outils sur lesquels on pourrait reposer notre  
13 décision, là.

14 Donc là, je lis par ailleurs vos notes que  
15 vous avez données aujourd'hui et que vous avez  
16 déposées aujourd'hui au dossier, notamment au  
17 paragraphe 55, vous dites :

18                   Toutefois, elle ne sert pas à  
19                   déterminer quel devrait être le niveau  
20                   de l'appui financier. [...]

21 Donc, je comprends que vous avez comme un peu  
22 changé cette position-là dans le cadre de votre  
23 réponse à maître Duquette. Puis c'est juste ça que  
24 j'aimerais clarifier, là, parce que je trouve qu'il  
25 y a eu beaucoup... C'est difficile de se retrouver,

1 là, dans la question de la rentabilité. Et  
2 j'aimerais ça que ce soit clair le plus possible,  
3 si c'était possible. Au moins pour qu'on comprenne  
4 bien votre position.

5           Donc, est-ce que vous dites que vous seriez  
6 prêt à changer cette affirmation-là...

7 Me SIMON TURMEL :

8 Non, non.

9 LA PRÉSIDENTE :

10 ... et dire quelque chose comme « toutefois, c'est  
11 un facteur qui pourrait être considéré en second  
12 lieu ou en troisième lieu, dans la détermination de  
13 l'appui financier. » Malgré que ce ne soit pas le  
14 premier facteur.

15 Me SIMON TURMEL :

16 Non. Regardez. Je dois admettre que je ne suis pas  
17 prêt à changer, à changer mon paragraphe. En fait,  
18 ce qu'on vous dit, c'est qu'on ne doit pas  
19 regarder... dans le fond, on ne doit pas mettre de  
20 côté tous les aspects commerciaux et tout, et tout,  
21 et tout, toute la preuve qui a été faite  
22 relativement aux aspects commerciaux, les audits  
23 puis tout, puis juste regarder l'analyse économique  
24 puis c'est ça qui va servir... Le seul outil, c'est  
25 le seul élément qui doit servir à déterminer quel

1 sera le prix, quelle sera la rémunération. Non.

2 Ici, on est dans une situation où c'est  
3 d'abord et avant tout... dans le fond, c'est  
4 d'abord et avant tout commercial. C'est d'abord et  
5 avant tout des enjeux commerciaux qui servent...  
6 qui vont servir à déterminer quelle devrait être la  
7 rémunération.

8 Ensuite, l'analyse économique, ça permet  
9 effectivement de jauger, jauger le tout, mais ce  
10 n'est pas... ce n'est pas ce qui détermine ou ce  
11 n'est pas l'élément pris isolément qui vient  
12 déterminer, c'est un outil justement dans le coffre  
13 à outils.

14 Mme ESTHER FALARDEAU :

15 Bon. O.K. Écoutez, je vais vous laisser là-dessus.

16 Je ne vois pas que ça...

17 Me SIMON TURMEL :

18 O.K. Une...

19 Mme ESTHER FALARDEAU :

20 ... au paragraphe 55 ici qui dit :

21 [...] elle ne sert pas à déterminer  
22 quel devrait être le niveau de  
23 l'appuis financier. [...]

24 Me SIMON TURMEL :

25 Mais, c'est pas seulement ça.

1 Mme ESTHER FALARDEAU :

2 C'est pas un des outils qui peuvent être... sur  
3 lesquels on peut se baser pour déterminer, malgré  
4 que ce ne soit pas le premier, ça, j'ai compris, ni  
5 peut-être le deuxième, mais ça fait partie de la  
6 boîte à outils. Donc c'est un des éléments, ce  
7 test-là, que la Régie pourrait considérer dans son  
8 évaluation de savoir si l'appui financier est  
9 suffisant ou...

10 Me SIMON TURMEL :

11 En fait, je vais vous le dire de la façon suivante.  
12 Une fois qu'on a déterminé que l'option est  
13 préférable à un approvisionnement, c'est pas  
14 l'analyse économique qui nous aide à fixer le  
15 tarif. Ça nous permet de juger si l'option est plus  
16 intéressante qu'un appro. C'est à ça que nous sert  
17 l'analyse économique.

18 Mme ESTHER FALARDEAU :

19 O.K. Je vous remercie. C'est... ce sera ma seule  
20 question. Merci de votre commentaire.

21 Me SIMON TURMEL :

22 O.K. Merci.

23 LA PRÉSIDENTE :

24 Je vous remercie beaucoup, Maître Turmel. On va se  
25 reparler en réplique sur les deux points sur

1           lesquels on s'est laissé. Alors, là-dessus, bien je  
2           vous remercie beaucoup.

3           Me SIMON TURMEL :

4           Merci.

5           LA PRÉSIDENTE :

6           Et puis il est dix heures (10 h 00), je pense qu'on  
7           va prendre la pause immédiatement de quinze (15)  
8           minutes, jusqu'à dix heures... jusqu'à dix heures  
9           et vingt (10 h 20) et puis on revient avec, si je  
10          ne me trompe pas, avec l'ACEFQ au retour. Je vous  
11          remercie beaucoup.

12          SUSPENSION

13          LA PRÉSIDENTE :

14          Bonjour. Est-ce que maître Trifiro est là.

15          Me SERENA TRIFIRO :

16          Bonjour.

17          LA PRÉSIDENTE :

18          Bonjour.

19          Me SERENA TRIFIRO :

20          Vous m'entendez?

21          LA PRÉSIDENTE :

22          Absolument.

23          PLAIDOIRIE PAR Me SERENA TRIFIRO :

24          Merci. Donc, bonjour, Madame la Présidente,

25          Monsieur et Madame les Régisseurs. Serena Trifiro

1 pour l'ACEF de Québec. J'avais annoncé à peu près  
2 trente (30) minutes et je pense être en mesure de  
3 respecter le temps annoncé. Donc, je vais commencer  
4 tout de suite avec la proposition tarifaire.

5 Tel que mentionné à la phase 1 du présent  
6 dossier, l'ACEFQ est favorable à l'option GDP  
7 Affaires, et ce, dans la mesure où la participation  
8 permet de minimiser le coût d'approvisionnement  
9 total que supporte l'ensemble de la clientèle du  
10 Distributeur et réduire les risques financiers  
11 reliés aux prévisions de long terme.

12 Je suis maintenant à la page 3 du plan.  
13 Concernant l'établissement de l'appui financier et  
14 rémunération dégressive, l'ACEFQ présente dans sa  
15 preuve ses observations quant aux critères relatifs  
16 à la détermination de l'appui financier et le  
17 calibrage de l'option tarifaire.

18 Il s'agit de la préoccupation principale de  
19 l'ACEFQ. Les conclusions recherchées par le  
20 Distributeur sont... il demande à la Régie  
21 d'approuver un appui financier moyen au montant de  
22 soixante dollars (60 \$) par kilowatt. Il demande à  
23 la Régie d'approuver les strates et les montants  
24 d'appui financier dégressif, tels que prévus dans  
25 leur tableau 3, c'est-à-dire un appui financier

1 dégressif de soixante-cinq dollars (65 \$) par  
2 kilowatt à quarante-cinq dollars (45 \$) le  
3 kilowatt.

4 L'ACEFQ demande à la Régie de ne pas  
5 accueillir ces demandes, considérant que l'appui  
6 financier proposé par le Distributeur est trop  
7 élevé et insuffisamment dégressif.

8 L'ACEFQ propose plutôt un appui financier  
9 moyen au montant de cinquante dollars quarante-sept  
10 (50,47 \$) par kilowatt. Un appui financier  
11 dégressif passant d'un maximum de soixante dollars  
12 (60 \$) par kilowatt pour la strate d'effacement des  
13 premiers deux cents kilowatts (200 kW), à un  
14 minimum de trente-cinq dollars (35 \$) par kilowatt  
15 pour la strate d'effacement de deux mille kilowatts  
16 (2000 kW) et plus.

17 La proposition de l'ACEFQ est mieux  
18 calibrée et équitable pour l'ensemble des  
19 consommateurs. La proposition de l'ACEFQ prend en  
20 considération les objectifs du Distributeur tout en  
21 assurant que l'option s'harmonise avec les crédits  
22 applicables à l'OÉI et l'option de crédit hivernal.

23 La proposition de l'ACEFQ est calibrée en  
24 fonction du montant qu'il est raisonnable de  
25 dépenser pour acquérir un moyen de gestion de

1 puissance additionnel tout en maintenant l'intérêt  
2 pour les participants.

3 Lors de la présentation de sa preuve,  
4 l'analyste de l'ACEFQ a commenté certains aspects  
5 qui touchent l'établissement de l'appui financier  
6 proposé par le Distributeur. Donc, le premier  
7 aspect serait l'audit du programme GDP Affaires, la  
8 firme Technosim.

9 L'audit mandaté par le Distributeur à la  
10 demande de la Régie et effectué par la firme  
11 Technosim est basé sur les informations recueillies  
12 auprès d'un échantillon de trente-sept (37) clients  
13 correspondant à dix pour cent (10 %) des  
14 participants au GDP Affaires de l'hiver deux mille  
15 dix-neuf, deux mille vingt (2019-2020), donc trois  
16 cent cinquante-six (356), et ce que le Distributeur  
17 estime est représentatif des segments de marché.

18 La firme Technosim confirme que l'objectif  
19 de dix pour cent (10 %) a été choisi suite à des  
20 discussions avec le Distributeur. En réponse à la  
21 question 2.1 de la DDR no 2 de l'ACEFQ, le  
22 Distributeur qualifie la représentativité de  
23 l'échantillon en fonction de son poids relatif  
24 alors que Technosim la qualifie en fonction de sa  
25 composition.

1 L'ACEFQ constate plutôt que la composition  
2 de l'échantillon se démarque par rapport à la  
3 composition de la cohorte des participants au GDP  
4 Affaires de l'hiver deux mille dix-neuf, deux mille  
5 vingt (2019-2020), c'est-à-dire les clients  
6 industriels étant surreprésentés dans  
7 l'échantillon.

8 Technosim indique également que le nombre  
9 de clients ayant un effacement de plus de mille  
10 kilowatts (1000 kW) inclus dans l'échantillon de  
11 répondants ne pouvait être réduit davantage sans  
12 affecter sa fiabilité d'un point de vue  
13 statistique. En audience, le représentant de  
14 Technosim indique que la valeur statistique de  
15 l'échantillon de répondants comporte une marge  
16 d'erreur de treize pour cent (13 %) avec un niveau  
17 de confiance de quatre-vingt-dix pour cent (90 %).

18 L'ACEFQ est d'avis que l'échantillon de  
19 répondants du premier audit effectué par Technosim  
20 est très limité et n'a pas permis d'obtenir les  
21 informations plus élaborées souhaitées par la Régie  
22 aux paragraphes 269 et 270 de la décision  
23 D-2019-166 (sic).

24 De plus, tel que mentionné lors du  
25 témoignage de l'analyste de l'ACEFQ, la fiabilité

1 de l'audit est affectée par la présence de quelques  
2 valeurs extrêmes qui fragilisent les résultats. À  
3 ce sujet, l'ACEFQ mentionne que les coûts unitaires  
4 moyens estimés pour la strate des zéro à deux cents  
5 kilowatts (0-200 kW), un montant d'à peu près  
6 vingt-neuf dollars par kilowatt (29 \$/kW), sont  
7 surestimés par une marge de quatre à cinq dollars  
8 par kilowatt (4-5 \$/kW) compte tenu de l'influence  
9 de deux résultats extrêmes sur la moyenne des coûts  
10 d'exploitation. En d'autres mots, la moyenne des  
11 coûts d'exploitation récurrents pour cette strate  
12 qui sont indiqués à douze dollars vingt et un  
13 (12,21 \$) dans le premier audit de Technosim serait  
14 plutôt sept ou huit dollars par kilowatt (7-8 \$/kW)  
15 excluant les résultats extrêmes. Le coût total des  
16 participants est donc également surestimé d'environ  
17 cinq dollars (5 \$) pour la tranche de zéro à deux  
18 cents kilowatts (0-200 kW).

19 L'ACEFQ relève également l'utilisation  
20 d'hypothèses très libérales pour le calcul des  
21 coûts d'exploitation, notamment quant aux coûts du  
22 combustible et au nombre d'heures d'effacement par  
23 hiver. L'ACEFQ note également que, lors du premier  
24 audit, à peine plus du tiers des répondants étaient  
25 en mesure de déterminer leurs coûts récurrents en

1 dollars par kilowatt. Le Distributeur émet lui-même  
2 des réserves quant à la portée du premier audit de  
3 Technosim. Et je cite :

4 Pour ce motif, et sans remettre en  
5 question l'utilité de l'exercice  
6 réalisé, le Distributeur juge que les  
7 résultats de l'Audit, bien qu'ils  
8 puissent présenter un intérêt, offrent  
9 un socle insuffisant sur lequel  
10 s'appuyer afin de bâtir la structure  
11 et les prix associés à l'Option.

12 Maintenant, sur la question de l'appui financier  
13 moyen et l'évaluation des coûts récurrents liés à  
14 l'effacement. Donc, on sait déjà, on l'a entendu ce  
15 matin, l'appui financier moyen, on l'arrondit à  
16 soixante dollars (60 \$), cinquante-neuf et  
17 cinquante (59,50 \$), suggéré par le Distributeur,  
18 est basé sur l'appui financier proposé initialement  
19 qui est de soixante-dix dollars du kilowatt  
20 (70 \$/kW) moins une approximation des coûts  
21 d'équipement requis pour l'effacement de dix  
22 dollars cinquante (10,50 \$), ce qui égale à à peu  
23 près soixante dollars par kilowatt (60 \$/kW).

24 Le Distributeur indique ce qui suit dans sa  
25 preuve et je cite :

1                   Compte tenu de ce qui précède, du  
2                   caractère critique de la contribution  
3                   de l'Option au bilan de puissance, des  
4                   indications reçues de la Régie à ce  
5                   jour et de l'absence de données  
6                   précises [relativement] à l'ensemble  
7                   des coûts à considérer, le  
8                   Distributeur propose de fixer l'appui  
9                   financier moyen au montant de 60 \$/kW.

10               L'ACEFQ soumet que l'estimation des coûts effectuée  
11               dans le cadre du premier audit de Technosim fournit  
12               une indication des coûts encourus par les  
13               participants, mais ne satisfait pas entièrement les  
14               attentes exprimées par la Régie dans sa décision D-  
15               2019-164 quant à la connaissance des coûts à  
16               considérer.

17               En réponse à la question 13.1 du RNCREQ, le  
18               Distributeur confirme que les critères utilisés  
19               pour établir son offre d'appui financier en Phase 2  
20               se résument aux instructions données par la Régie  
21               dans sa décision D-2019-164.

22               À l'audience, le Distributeur confirme en  
23               contre-interrogatoire que l'appui financier moyen  
24               proposé par le Distributeur demeure le résultat de  
25               la soustraction de l'approximation de coûts que la

1 Régie avait suggéré à la Phase 1.

2 L'ACEFQ soumet que l'utilisation d'une  
3 approximation de coûts n'est pas suffisante à la  
4 lumière de la demande de la Régie au Distributeur  
5 de procéder à un audit afin de déterminer avec plus  
6 d'exactitude les coûts à considérer.

7 Tel que mentionné précédemment, compte tenu  
8 de la taille limitée de l'échantillon et de la  
9 présence de valeurs extrêmes qui fragilisent la  
10 validité des moyennes, l'ACEFQ conclut que les  
11 résultats du premier audit Technosim n'ont qu'une  
12 valeur indicative.

13 L'ACEFQ soumet également que la décision  
14 D-2019-164, n'ordonne pas la fixation d'un montant  
15 moyen de l'appui financier à soixante dollars par  
16 kilowatt (60 \$/kW). L'ACEFQ ne partage donc pas  
17 l'interprétation suggérée par d'autres intervenants  
18 à cet effet.

19 Au paragraphe 268 de la décision, la Régie  
20 demande au Distributeur de réduire le montant moyen  
21 de l'appui financier d'un montant « équivalent à la  
22 compensation pour le coût de l'installation  
23 d'équipements chez les participants ».

24 Maintenant sur la question de l'écart entre  
25 le montant d'appui financier proposé et les coûts

1 unitaires totaux actualisés, le Tableau 13. L'ACEFQ  
2 note un écart considérable dans coût unitaire total  
3 actualisé pour des participants, qui serait entre  
4 vingt-neuf dollars par kilowatt (29 \$/kW) pour la  
5 strate d'effacement zéro à deux cents kilowatts (0-  
6 200 kW) et cinq dollars quarante-quatre (5,44 \$)  
7 pour la strate d'effacement entre mille (1000 kW)  
8 et deux mille kilowatts (2000 kW).

9 L'ACEFQ observe également un écart  
10 considérable entre les coûts unitaires totaux tels  
11 qu'estimés et l'appui financier proposé par le  
12 Distributeur, le moyen de soixante dollars par  
13 kilowatt (60 \$/kW).

14 En réponse à la question 3.1 de la DDR no 2  
15 du GRAME, le Distributeur mentionne lui-même la  
16 faible utilité des coûts moyens estimés dans le  
17 cadre du premier audit aux fins de déterminer un  
18 appui financier :

19 Tout d'abord, le Distributeur tient à  
20 [remarquer] [...] qu'il existe une  
21 très grande dispersion dans la  
22 distribution des données de  
23 l'échantillon, qui se traduit [...] par un écart-type de 35,53 \$/kW et une  
24 médiane de 4,45 \$/kW. Dans de telles  
25

1                   circonstances, la valeur moyenne est  
2                   peu représentative de la distribution  
3                   de l'échantillon. Ainsi, l'application  
4                   d'un coût moyen ou d'un prix  
5                   exclusivement calculé à partir d'une  
6                   telle valeur ne se justifie pas.

7                   Le Distributeur justifie l'écart en disant  
8                   qu'au-delà des coûts, l'appui financier offert doit  
9                   compenser d'autres éléments - les inconvénients -  
10                  et inciter les clients à participer à l'Option.

11                  Le Distributeur maintient qu'il serait  
12                  erroné de tenter d'établir un lien direct entre le  
13                  niveau de l'appui financier et uniquement les coûts  
14                  que doivent absorber les clients.

15                  En effet, lors du contre-interrogatoire de  
16                  l'ACEFQ, le Distributeur indique :

17                                Il est clair que notre proposition  
18                                émane plus d'une stratégie  
19                                d'expérience plutôt que la couverture  
20                                strictement des coûts.

21                  Alors, la question primordiale est : c'est  
22                  quoi le juste équilibre, le juste écart, entre les  
23                  coûts, que le Distributeur dit pas capable de  
24                  chiffrer avec exactitude, et l'appui financier  
25                  offert qui réussira à inciter et maintenir une

1 participation à l'option?

2 Le Distributeur se... Le Distributeur dit  
3 se baser sur une stratégie d'expérience. Cette  
4 analyse est l'objet du rapport supplémentaire, le  
5 deuxième audit de Technosim, dont l'objectif était  
6 de déterminer le montant minimal nécessaire pour  
7 maintenir leur adhésion, accroître leur  
8 participation ou adhérer à l'option.

9 L'ACEFQ constate que l'estimation de  
10 l'appui financier requis, selon dix-huit (18) sur  
11 vingt-neuf (29) répondants, pour assurer la  
12 participation à l'option tarifaire comporte  
13 quelques résultats fantaisistes : un minimum de  
14 deux cents... euh... excuse-moi... un minimum de  
15 vingt kilowatts (20 kW) à un maximum de deux cent  
16 soixante et un kilowatts (261 kW), donc une très  
17 large marge, largement en dehors de ce qui serait  
18 raisonnable de payer pour le Distributeur.

19 De plus, les risques et pertes financières  
20 qui sont présumés être inclus dans les appuis  
21 financiers suggérés par les répondants, sans pour  
22 autant les chiffrer.

23 En conséquence, l'ACEFQ accorde peu de  
24 valeur au rapport supplémentaire de Technosim et  
25 soumet qu'elle n'aide pas à justifier l'écart entre

1 le prix unitaire et l'appui financier proposé par  
2 le Distributeur.

3 De façon générale, le Distributeur semble  
4 privilégier une offre d'appui financier visant à  
5 maintenir et augmenter la participation à l'option,  
6 plutôt qu'en fonction d'un prix raisonnable en  
7 comparaison avec d'autres options.

8 L'ACEFQ soumet respectueusement que  
9 l'analyse que doit guider la Régie repose plus sur  
10 l'harmonisation avec d'autres options tarifaires  
11 disponibles, ainsi qu'une analyse du prix  
12 raisonnable. L'ACEFQ soumet que l'offre d'un appui  
13 financier doit être au moins aussi intéressante,  
14 donc monétairement égale, ou légèrement supérieure  
15 aux autres options tarifaires.

16 Maintenant, sur la question de la  
17 définition des strates d'effacement et  
18 l'harmonisation avec les autres options tarifaires.  
19 Dans sa décision D-2019-164, la Régie demande au  
20 Distributeur de proposer un appui financier  
21 dégressif. Le Distributeur propose dans sa preuve  
22 un appui financier dégressif de soixante-cinq  
23 dollars par kilowatt (65 \$/kW) à quarante-cinq  
24 dollars par kilowatt (45 \$/kW).

25 L'ACEFQ est d'avis que le montant de

1 soixante-cinq dollars du kilowatt (65 \$/kw), offert  
2 pour la première strate d'effacement, est un peu  
3 trop élevé et que la dégressivité de l'appui  
4 financier des dernières strates d'effacement est  
5 insuffisante, car ils ne s'harmonisent pas avec  
6 l'OÉI et l'option de crédit hivernal.

7 Dans sa décision D-2019-164, la Régie  
8 indique :

9 [271] [...] il importe  
10 particulièrement d'assurer une  
11 meilleure cohérence entre le Programme  
12 et l'OÉI...

13 et

14 [272] [...] cette proposition d'appui  
15 dégressif devra s'harmoniser avec les  
16 crédits applicables à l'OÉI et  
17 l'option de crédit hivernal.

18 Lors de l'audience, le témoin du Distributeur  
19 confirme :

20 Nous estimons effectivement que la  
21 proposition qu'on a formulée [...] est  
22 cohérente avec autant avec l'option de  
23 crédit hivernal que celle [avec]  
24 l'option électricité interruptible.

25 La notion d'harmonisation ou de cohérence, selon

1 l'ACEFQ, se traduit par un appui financier, avec  
2 des strates qui demeurent égales ou supérieures au  
3 montant maximum payable en vertu d'autres options  
4 de gestion, mais pas inutilement trop généreuses.

5 Et voici la distinction avec la proposition  
6 du Distributeur : l'ACEFQ est d'avis que les  
7 montants d'appui financier proposés par le  
8 Distributeur doivent être légèrement ajustés à la  
9 baisse.

10 Tel qu'indiqué dans sa preuve écrite,  
11 L'ACEFQ est d'avis que pour susciter l'adhésion de  
12 clients du tarif G, l'appui financier offert doit  
13 être supérieur aux cinquante dollars par kilowatt  
14 (50 \$/kW) offert en vertu du crédit hivernal, et  
15 pour susciter la participation des plus gros  
16 clients, l'appui financier doit également être, au  
17 minimum, égal ou supérieur au montant maximal que  
18 peut atteindre le crédit offert par l'option 1 de  
19 l'OÉI, soit quarante dollars par kilowatt  
20 (40 \$/kW).

21 Questionné en audience à savoir si la  
22 proposition de l'ACEFQ d'abaisser à trente-cinq  
23 dollars par kilowatt (35 \$/kW) l'appui financier  
24 offert pour la strate d'effacement de deux mille  
25 kilowatts (2000 kW) et plus n'aurait pas pour effet

1 de faire perdre des kW d'effacement, l'analyste de  
2 l'ACEFQ a mentionné, d'abord, que le nombre de  
3 clients participants faisant partie de cette strate  
4 était limité.

5 Et on vous réfère à la preuve qui est déjà  
6 au dossier : en fait, à l'hiver deux mille dix-  
7 neuf-deux mille vingt (2019-2020), il y avait trois  
8 cent cinquante-six (356) clients participants  
9 regroupant mille quatre cent trente et un (1431)  
10 abonnements et de ce nombre, les strates de deux  
11 mille kilowatts (2000 kW) et plus regroupaient  
12 treize (13) abonnements qui ont fourni dix-sept  
13 pour cent (17 %) des kilowatts effacés.

14 Et la strate d'effacement de quatre mille  
15 kilowatts (4000 kW) et plus comprenait cinq  
16 abonnements qui ont fourni neuf pour cent (9 %) des  
17 kilowatts effacés.

18 L'analyste de l'ACEFQ a également fait  
19 valoir qu'il serait peu probable qu'un client  
20 participant disposant déjà des équipements requis  
21 pour son effacement de puissance décide de se  
22 priver des revenus additionnels à la marge que lui  
23 procurent les strates d'effacement les plus  
24 élevées, même si leur appui financier unitaire est  
25 moindre.

1                   Enfin, l'ACEFQ relève le constat mentionné  
2 par la FCEI dans le cadre de sa preuve orale à  
3 l'effet que l'appui financier effectif obtenu par  
4 les participants à l'OÉI a atteint un niveau  
5 maximum de vingt-cinq dollars par kilowatt  
6 (25 \$/kW) en deux mille treize-deux mille quatorze  
7 (2013-2014) et en deux mille quatorze-deux mille  
8 quinze (2014-2015) et est demeuré inférieur à  
9 quinze dollars par kilowatt (15 \$/kW) au cours des  
10 dernières années.

11                   Selon la structure d'appui financier  
12 dégressive proposée par l'ACEFQ, l'appui financier  
13 obtenu par un participant fournissant un effacement  
14 de quatre mille kilowatts (4000 kW) serait de  
15 trente-neuf et quatre-vingt-sept dollars par  
16 kilowatt (39,87 \$/kW), un montant significativement  
17 plus élevé que l'appui financier auquel les  
18 participants à l'OÉI peuvent s'attendre.

19                   Donc, en conclusion l'ACEFQ maintient sa  
20 recommandation quant à l'appui financier et  
21 rémunération dégressive : un appui financier moyen  
22 de cinquante et quarante-sept dollars par kilowatt  
23 (50,47 \$/kW) et une proposition comportant un appui  
24 financier dégressif de soixante dollars par  
25 kilowatt (60 \$/kW) pour la strate d'effacement des

1 premiers deux cents kilowatts (200 kW) à un minimum  
2 de trente-cinq dollars par kilowatt (35 \$/kW) pour  
3 la strate d'effacement de deux mille kilowatts  
4 (2000 kW) et plus.

5 Les objectifs recherchés par le  
6 Distributeur ont été décrits lors de la Phase 1 du  
7 dossier : assurer l'équilibre offre-demande de son  
8 bilan en puissance; respecter le critère de  
9 fiabilité de son réseau; et retarder la nécessité  
10 d'un appel d'offres de long terme en puissance.

11 L'ACEFQ soumet que sa recommandation  
12 respecte ces objectifs. Dans l'immédiat, il n'est  
13 pas approprié de payer inutilement trop pour la  
14 participation au GDP Affaires. Lorsque les coûts  
15 d'approvisionnements en puissance augmenteront  
16 significativement, c'est-à-dire en deux mille  
17 vingt-six-deux mille vingt-sept (2026-2027) il  
18 pourrait s'avérer nécessaire de bonifier l'offre,  
19 ce qui serait alors justifié en fonction d'un coût  
20 évité en puissance plus élevé de long terme.

21 Maintenant, sur la question du rôle des  
22 agrégateurs, je veux juste conclure sur notre  
23 position. Donc dans sa réponse aux demandes de  
24 renseignement de l'ACEFQ, le Distributeur confirme  
25 qu'un agrégateur ne peut pas être considéré comme

1 un client et ne pourra donc pas transiger avec le  
2 Distributeur.

3 Le Distributeur confirme également que  
4 l'appui financier ne pourra être versé que  
5 directement au client par le Distributeur et dans  
6 aucun cas à un agrégateur.

7 Dans sa preuve écrite l'ACEFQ se déclare  
8 satisfaite des réponses fournies par le  
9 Distributeur à ce sujet.

10 L'ACEFQ comprend par ailleurs que les  
11 participants de l'option tarifaire en particulier  
12 ceux des strates d'effacement inférieur pourront  
13 avoir un coût aux services d'entreprises  
14 spécialisées dans l'agrégation de charges, mais il  
15 serait désormais une relation d'affaires se situant  
16 en dehors de l'administration de l'option  
17 tarifaire.

18 Sur les modalités de calcul de la  
19 rémunération en l'absence de tout appel à  
20 effacement, donc la MAFM.

21 Dans sa décision D-2019-164, la Régie  
22 demande au Distributeur de corriger la situation  
23 voulant que certains participants reçoivent un  
24 montant plus élevé en n'étant pas sollicités pour  
25 s'effacer à la pointe que s'ils devaient faire

1 l'effort de le faire.

2 Dans sa preuve, le Distributeur conclut  
3 que :

4 Ainsi compte tenu du faible nombre de  
5 projets avantageés, du faible gain qui  
6 en découle, de la faible probabilité  
7 qu'aucun événement de pointe critique  
8 ne survienne au cours d'un hiver,  
9 ainsi que de l'importance de maintenir  
10 un moyen de mitigation du risque pour  
11 les clients participants, le  
12 Distributeur est d'avis qu'il n'y pas  
13 lieu de corriger le MAFM.

14 Dans sa décision D-2021-010, la Régie se questionne  
15 sur la méthodologie utilisée pour déterminer le  
16 MAFM et ordonne au Distributeur de déposer une  
17 formule de détermination basée sur  
18 la puissance d'effacement prévue au contrat  
19 d'engagement, validée par le Distributeur avant le  
20 début de chaque hiver.

21 Un coefficient multiplicateur plus élevé  
22 que le quinze pour cent (15 %) de la formule  
23 actuelle.

24 Dans son complément de preuve, le  
25 Distributeur indique que la méthode de calcul

1 proposée par la Régie ne pourrait donc être  
2 envisagée.

3 Selon l'ACEFQ on est plutôt d'avis que le  
4 MAFM ne devrait dans aucun cas excéder le montant  
5 d'aide financière qui serait accordé à un  
6 participant devant fournir un effacement équivalent  
7 à sa puissance engagée à au moins une occasion au  
8 cours d'un hiver.

9 L'ACEFQ recommande à la Régie d'ordonner  
10 l'inclusion d'une telle disposition dans les  
11 modalités d'attribution du MAFM.

12 À cette fin, la réduction de puissance  
13 attendue pourrait être basée sur la moyenne des  
14 effacements d'un participant pour les hivers  
15 précédents, jusqu'à 5 hivers précédents.

16 L'ACEFQ soumet également que, dans le cas  
17 d'un nouveau participant, la réduction de puissance  
18 attendue pourrait être estimée par le Distributeur  
19 sur la base de son historique et de son profil de  
20 consommation.

21 Cette réduction de puissance attendue  
22 pourrait être soumise à l'approbation du  
23 participant.

24 En conséquence, et tel qu'indiqué en  
25 contre-interrogatoire l'ACEFQ propose de modifier

1 le paragraphe 4.80 du texte de l'option tarifaire  
2 en ajoutant le troisième tiret ou puce :

3 Le produit de quinze pour cent (15 %)  
4 de la consommation financière  
5 historique pour sa participation au  
6 tarif GDP.

7 Donc, en conclusion, l'ACEFQ soumet que sa  
8 proposition pour la fixation du tarif de l'option  
9 GDP, telle que contenue à sa preuve, est juste et  
10 raisonnable, prend en considération les objectifs  
11 du Distributeur ainsi que les caractéristiques  
12 reconnues par la Régie.

13 Et ça ça complète mes représentations.

14 Merci.

15 LA PRÉSIDENTE :

16 J'ai une question pour vous Maître Trifiro et c'est  
17 sur le MAFM. Je ne sais pas si vous avez entendu le  
18 Distributeur ce matin quand questionné sur la  
19 position de l'ACEFQ sur l'ajout d'une troisième  
20 puce.

21 Me SERENA TRIFIRO :

22 Oui.

23 LA PRÉSIDENTE :

24 Le Distributeur indiquait que c'était un ajout qui  
25 complexifierait de façon inutile l'article 4.80.

1 Qu'est-ce que vous pensez de la position du  
2 Distributeur à cet égard?

3 Me SERENA TRIFIRO :

4 Oui. Donc, premièrement, on ne trouve pas que,  
5 l'ajout, ce serait une couche ou une nouvelle  
6 couche de complexité. On est d'accord on pense que  
7 l'inclusion est raisonnable. Aussi, le procureur du  
8 Distributeur avait mentionné qu'il y avait très peu  
9 de cas, trente-sept (37) ou trente-huit (38) cas.  
10 On ne pense pas que c'est une raison de ne pas  
11 inclure cette possibilité d'éviter...

12 Si on a l'opportunité d'éviter des choses  
13 qui ne sont pas équitables, on devrait le faire,  
14 même si les cas sont minimes. Ça, ça peut changer.  
15 Mais à la base, c'est quelque chose que l'ACEFQ  
16 pense est raisonnable, pas complexe et c'est  
17 justifié.

18 LA PRÉSIDENTE :

19 Ça fait que si je résume votre position, c'est que  
20 les inconvénients qui pourraient être causés par  
21 l'ajout d'une telle puce ne devrait pas justifier  
22 les iniquités que pourrait générer si on devait le  
23 laisser seulement à deux puces?

24 Me SERENA TRIFIRO :

25 Exact.

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Parfait. Je vous remercie beaucoup, Maître Trifiro.

3 Me SERENA TRIFIRO :

4 Merci.

5 LA PRÉSIDENTE :

6 Ça va être l'ensemble de nos questions. Merci  
7 beaucoup.

8 Me SERENA TRIFIRO :

9 Merci. Bonne journée.

10 LA PRÉSIDENTE :

11 Bonne journée. Est-ce que maître Lanoix est là?

12 Me SYLVAIN LANOIX :

13 Oui.

14 LA PRÉSIDENTE :

15 Bonjour, Maître Lanoix.

16 PLAIDOIRIE PAR Me SYLVAIN LANOIX :

17 Bonjour, Madame la Présidente. Bonjour, Madame la  
18 Régisseur, Monsieur le Régisseur. Alors, pour  
19 l'AQCIE et le CIFQ, voici nos représentations.

20 Globalement, l'AQCIE, l'AQCIE et le CIFQ  
21 sont favorables à la proposition du Distributeur  
22 avec quelques ajustements et commentaires.

23 L'AQCIE et le CIFQ privilégient, avec un  
24 ajustement donc au tarif de la première strate, le  
25 scénario d'appui financier dégressif soumis par le

1 Distributeur plutôt que celui qui avait été proposé  
2 par la Régie dans sa décision 2019-164.

3 En effet, l'appui financier résultant du  
4 scénario du Distributeur demeure supérieur à  
5 l'appui financier offert par le programme OÉI.  
6 Alors que, en vertu du scénario proposé par la  
7 Régie, cet appui financier devient inférieur à ce  
8 programme à partir de trois mille kilowatts  
9 (3000 kW) effacés, tel qu'en faisant part  
10 l'analyste Paul Paquin avec les graphiques de son  
11 mémoire.

12 Par cohérence, il faut éviter que l'appui  
13 financier unitaire offert aux participants à  
14 l'option GDP soit inférieur à l'appui financier  
15 reçu par les participants de l'OÉI, quelle que soit  
16 la capacité effacée. Il faut éviter également que  
17 des appuis financiers unitaires trop bas pour les  
18 strates de mille huit cents kilowatts (1800 kW) et  
19 plus d'effacement dissuadent les participants de  
20 faire les efforts nécessaires pour effacer  
21 davantage de capacité de puissance, alors qu'il  
22 aurait été rentable pour le Distributeur d'offrir  
23 un appui financier plus important pour ces  
24 kilowatts additionnels.

25 Soulignons que les abonnements des

1 participants actuels au GDP qui ont effacé mille  
2 huit cents kilowatts (1800 kW) et plus durant  
3 l'hiver deux mille vingt, deux mille vingt et un  
4 (2020-2021) représentent près de dix-huit pour cent  
5 (18 %) de l'effacement total de capacité de  
6 puissance durant cette période.

7           Soulignons également qu'aux conditions  
8 actuelles de l'OÉI, il n'y a aucun abonnement de  
9 moyenne puissance, de type M ou au tarif LG, à  
10 cette option tarifaire. Il est donc illusoire de  
11 penser, selon nous, qu'un appui financier pour les  
12 strates supérieures encore moins élevé dans le  
13 cadre de l'option GDP permettrait de maintenir les  
14 adhésions existantes et susciterait de nouvelles  
15 adhésions pour cette clientèle.

16           Par ailleurs, le seuil minimal d'appui  
17 financier identifié dans le cadre de l'audit de  
18 Technosim est en moyenne de soixante dollars le  
19 kilowatt (60 \$/kW), mais avec une médiane de  
20 soixante-dix dollars kilowatt (70 \$/kW). Par  
21 ailleurs, le seuil minimal d'appui financier  
22 identifié par ceux qui ne participent pas déjà au  
23 GDP est en moyenne de quatre-vingt-dix-sept dollars  
24 le kilowatt (97 \$/kW) avec une médiane de quatre-  
25 vingt-cinq dollars le kilowatt (85 \$/kW).

1 Or, même en retenant le scénario du  
2 Distributeur, considérant le niveau d'appui  
3 financier unitaire requis pour que les participants  
4 adhèrent ou maintiennent leur participation à  
5 l'option de gestion de demande de puissance,  
6 l'AQCIE et le CIFQ recommandent de hausser à  
7 soixante-dix dollars le kilowatt (70 \$/kW) l'appui  
8 financier unitaire offert à la première strate,  
9 donc de quinze à deux cents kilowatts (15-200 kW),  
10 ce qui correspondrait alors à l'appui financier  
11 unitaire uniforme du programme GDP Affaires qu'on  
12 vise à remplacer.

13 Cela permettra de fidéliser soixante-treize  
14 point quatre pour cent (73,4 %) des abonnements au  
15 GDP qui ne reçoivent actuellement que cette  
16 rémunération, donc qui sont à moins de deux cents  
17 mégawatts (200 MW) d'effacement, et qui... enfin  
18 qui recevraient uniquement cette rémunération et  
19 qui contribueraient à vingt-deux pour cent (22 %) de la capacité effacée de deux cent quatre-vingt-  
20 quinze mégawatts (295 MW) à l'hiver deux mille dix-  
21 neuf, deux mille vingt (2019-2020).

23 L'appui unitaire moyen de ce scénario  
24 serait alors de soixante-deux virgule trois  
25 kilowatts (sic) (62,3 \$/KW) au lieu de soixante

1 dollars le kilowatt (60 \$/kW) pour la proposition  
2 du Distributeur. Ce qui, selon nous, est  
3 relativement proche et similaire. Notons que le  
4 Distributeur ne prend actuellement aucun engagement  
5 à instaurer un programme ou une intervention en  
6 efficacité énergétique afin de compenser la  
7 diminution de l'appui financier au programme ou à  
8 l'option maintenant GDP.

9           Donc, comme première recommandation,  
10 L'AQCIE et le CIFQ considèrent que la proposition  
11 du Distributeur est préférable au scénario de la  
12 Régie en raison notamment d'un appui financier  
13 unitaire qui demeure supérieur à la rémunération  
14 reçue des participants à l'OÉI, quelle que soit la  
15 capacité effacée, et considérant l'importance que  
16 l'appui financier unitaire pour les strates  
17 correspondant aux capacités supérieures  
18 d'effacement soit suffisant pour ne pas constituer  
19 un désincitatif à des efforts supplémentaires du  
20 participant alors qu'une hausse de l'appui  
21 financier unitaire pour ces strates demeure  
22 rentable.

23           La deuxième recommandation. L'AQCIE et le  
24 CIFQ recommandent de hausser la contribution de la  
25 strate de quinze à deux cents kilowatts (15-200 kW)

1 à soixante-dix dollars le kilowatt (70 \$/kW) afin  
2 de s'assurer que l'option n'aura pas pour effet de  
3 provoquer une diminution de la participation par  
4 rapport aux conditions actuelles, notamment à  
5 l'égard de cette strate qui correspond à soixante-  
6 treize point quatre pour cent (73,4 %) des  
7 abonnements qui participent au GDP et ayant  
8 contribué en deux mille dix-neuf, deux mille vingt  
9 (2019-2020) à vingt-deux pour cent (22 %) de  
10 l'effacement.

11 La rentabilité de l'option. Sans l'option,  
12 les besoins en puissance nécessiteraient d'avoir  
13 recours à des approvisionnements additionnels de  
14 long terme à partir de l'hiver deux mille vingt-  
15 trois, deux mille vingt-quatre (2023-2024), selon  
16 la modification qui a été apportée en février deux  
17 mille vingt et un (2021) au bilan de puissance dans  
18 l'État d'avancement 2020 du Plan  
19 d'approvisionnement 2020-2029. C'est un an plus tôt  
20 que ce qui a été pris en compte dans l'analyse  
21 économique et financière initiale du Distributeur  
22 dans le présent dossier. Mais comme j'ai pu le  
23 constater, qui a été mise à jour dans le cadre  
24 d'une réponse, à la DDR 1 du RNCREQ à la pièce  
25 B-0109 et qui donnait donc avec cette révision une

1 VAN de quatre-vingt-dix millions (90 M\$) pour dix  
2 ans et deux cent onze millions (211 M\$) sur vingt  
3 ans. Ce qui rejoint l'analyse également de notre  
4 analyste Paul Paquin.

5 Cela signifie que la rentabilité du  
6 programme sera atteinte deux ans plus tôt, soit dès  
7 deux mille vingt-quatre, deux mille vingt-cinq  
8 (2024-2025), donc à la quatrième année au lieu de  
9 la sixième année. Il est à noter que, considérant  
10 l'indexation pré-établie des tarifs jusqu'au  
11 prochain dossier tarifaire deux mille vingt-cinq,  
12 deux mille vingt-six (2025-2026), les clients du  
13 Distributeur ne seront pas affectés par le fait  
14 qu'il y aurait un gain net négatif, si je peux  
15 m'exprimer ainsi, durant les premières années  
16 d'application de l'option.

17 L'analyse de sensibilité de l'option  
18 proposée démontre que celle-ci dans sa formule  
19 actuelle est rentable, peu importe les modulations  
20 prises pour évaluer les coûts. Et, ça, c'est tel  
21 qu'il appert des pages 15 à 17 de l'exercice  
22 effectué par l'analyste Paul Paquin.

23 L'analyse de rentabilité du Distributeur  
24 sous-évalue même la rentabilité de l'option en  
25 retenant comme hypothèse un taux de réserve, selon

1 nous, trop élevé à dix-sept pour cent (17 %) alors  
2 que l'historique démontre depuis deux mille seize,  
3 deux mille dix-sept (2016-2017) des écarts qui  
4 varient entre moins dix pour cent (-10 %) et plus  
5 quarante et un pour cent (+41 %) entre l'effacement  
6 réel et celui planifié.

7 L'AQCIÉ et le CIFQ considèrent que ce taux  
8 de réserve ne devrait donc pas excéder dix pour  
9 cent (10 %) dans les circonstances lorsque vient le  
10 temps d'évaluer la rentabilité.

11 Le scénario proposé par l'AQCIÉ et le CIFQ  
12 visant à ce que la première strate de quinze à deux  
13 cents kilowatts (15-200 kW) fasse l'objet d'un  
14 appui financier s'élevant à soixante-dix dollars du  
15 kilowatt (70 \$/kW) est également rentable selon les  
16 vérifications faites par l'analyste Paul Paquin,  
17 bien qu'un peu moins que le scénario du  
18 Distributeur, mais, comme nous l'avons indiqué plus  
19 tôt, permettrait de diminuer les risques de  
20 désintéressement des participants actuels suite au  
21 passage à des appuis financiers moins élevés et  
22 dégressifs avec l'entrée en vigueur de l'option.

23 Concernant le programme commercial ou une  
24 intervention en efficacité énergétique. L'analyse  
25 de sensibilité qui est faite par l'AQCIÉ et le CIFQ

1 confirme que l'Option demeure rentable avec un  
2 appui financier uniforme qui demeure de soixante-  
3 dix dollars le kilowatt (70 \$/kW).

4 Alors tel que l'a souligné le Distributeur,  
5 la réduction de l'appui financier unitaire moyen à  
6 soixante dollars le kilowatt (60 \$/kW) au niveau...  
7 en fait le Distributeur parlait plus spécifiquement  
8 des dernières strates, là, d'un tarif dégressif,  
9 mais à la base la réduction de l'appui financier à  
10 un niveau moyen de soixante dollars le kilowatt  
11 (60 \$/kW) est susceptible d'avoir un effet  
12 d'effritement de la participation des clients  
13 industriels au GDP et de rendre inintéressante  
14 cette option pour les non-participants de cette  
15 catégorie de clients.

16 En effet, tel que mentionné par... le seuil  
17 minimal d'appui financier identifié dans le cadre  
18 de l'audit de Technosim est en moyenne de soixante  
19 dollars le kilowatt (60 \$/kW), mais comme on vous a  
20 indiqué avec une médiane de soixante-dix dollars le  
21 kilowatt (70 \$/kW). Par ailleurs, le seuil minimal  
22 d'appui financier identifié par ceux qui ne  
23 participent pas déjà au GDP, rappelons-le, est de  
24 quatre-vingt-dix-sept dollars le kilowatt (97 \$/kW)  
25 en moyenne, avec une médiane de quatre-vingt-cinq

1 dollars le kilowatt (85 \$/kW) à titre de médiane.

2 Alors puisque même avec un appui financier  
3 uniforme de soixante-dix dollars le kilowatt (70  
4 \$/kW) l'Option demeure rentable, il ne faut pas  
5 hésiter à mettre sur pied un programme d'aide  
6 financière permettant de financer les coûts  
7 d'installation d'équipement chez les participants  
8 et qui viendra s'ajouter à l'appui financier  
9 dégressif.

10 Un tel programme ou intervention en  
11 efficacité énergétique devra correspondre à un  
12 montant annuel de dix point cinquante dollars le  
13 kilowatt (10,50 \$/kW) ou à la capitalisation d'un  
14 tel montant, pour compenser l'effet de dissuasion  
15 qui résultera de la diminution de l'appui financier  
16 unitaire moyen de l'Option GDP.

17 Sans cela, tel qu'il appert de l'audit de  
18 Technosim et des témoignages des représentants de  
19 l'AQCIE et du CIFQ, les modifications proposées à  
20 l'appui financier de l'actuel GDP auront un effet  
21 négatif sur la participation des adhérents actuels  
22 et sur l'arrivée de nouveaux adhérents sans que le  
23 test de la rentabilité ne le justifie. Alors je  
24 vous réfère au témoignage déjà cité par l'avocat du  
25 Distributeur, là, de monsieur Pierre Vézina et

1 également de monsieur Jocelyn Allard lors de leur  
2 témoignage.

3           Alors comme recommandation numéro 3,  
4 l'AQCIE et le CIFQ recommandent que le Distributeur  
5 mette en place dans les plus brefs délais une  
6 proposition de programme commercial ou une  
7 proposition d'intervention en efficacité  
8 énergétique visant à compenser le coût de  
9 l'installation d'équipements chez les abonnés qui  
10 adhèrent à l'Option.

11           Quant aux modifications au Tarif, le  
12 Distributeur est venu témoigner qu'il ne refusera  
13 pas d'effacement de puissance parmi les adhérents  
14 actuels. Alors c'est le témoignage qu'a rendu  
15 monsieur Frédéric Pelletier le dix-sept (17) mai  
16 dernier, à la page 154 des notes sténographiques.

17           Même à l'égard des nouveaux adhérents, le  
18 Distributeur ne peut expliquer l'utilité de se  
19 réserver le droit de refuser de nouvelles adhésions  
20 à l'Option prévue à l'article 4.77 du Tarif. Et je  
21 vous réfère donc aux propos tenus par madame  
22 Stéphanie Caron le dix-neuf (19) mai deux mille  
23 vingt et un (2021) à la page 153, où elle indiquait  
24 que les... que les risques que la participation au  
25 GDP excède « nos vastes besoins en puissance

1 surviene est très peu probable », que l'article  
2 4.77 est peut-être superflu, qu'« on ne craint pas  
3 déborder de GDP à un tel point qu'on en aurait  
4 trop » et qu'« il n'est peut-être pas nécessaire  
5 d'avoir une disposition de cet ordre ».

6 Notons d'ailleurs qu'il n'y a pas d'article  
7 équivalant à 4.77 à l'égard de l'OÉI pour la  
8 clientèle de moyenne puissance, contrairement pour  
9 la clientèle de grande puissance, à l'article 6.16.

10 Donc, l'AQCIE et le CIFQ retirent les  
11 recommandations qu'elles ont formulées dans leur  
12 mémoire concernant les articles 4.77 et 4.80, tel  
13 que vous l'indiquait l'analyste Paul Paquin dans  
14 son témoignage, qui parlait de la question du  
15 prorata eu égard aux réponses initiales qui avaient  
16 été formulées par le Distributeur aux DDR. Et  
17 l'AQCIE et le CIFQ, à la lumière de ces  
18 témoignages, de ces récentes précisions,  
19 privilégierait plus le retrait de l'article 4.77 du  
20 Tarif. Alors cela complète mes commentaires.

21 LA PRÉSIDENTE :

22 Une seule question. Sur l'article 4.77, vous avez  
23 probablement entendu ce matin le représentant,  
24 l'avocat du Distributeur indiquer qu'il demandait  
25 quand même l'inscription ou enfin que l'article

1 4.77 demeure dans les Tarifs et conditions pour les  
2 motifs de pérennité, là, que... le fait qu'un tarif  
3 est pérenne et, que même s'ils n'avaient pas  
4 l'intention de l'utiliser dans les prochaines  
5 années, il fallait le prévoir. Est-ce que... Quelle  
6 est votre position, par rapport à ces propos du  
7 Distributeur?

8 Me SYLVAIN LANOIX :

9 Écoutez... L'observation qu'on fait, lorsqu'on  
10 regarde le tarif, c'est qu'il n'existe pas  
11 systématiquement une clause de cette nature pour  
12 tous les types de programmes de gestion de  
13 puissance. Et l'analogie qu'on vous soulève, avec  
14 notamment l'OÉI pour les moyens de puissance, nous  
15 semble être bien adaptée ou, en tout cas, être,  
16 peut-être, l'approche la plus adaptée ou la plus  
17 similaire au programme que... qui est devant vous  
18 aujourd'hui.

19 Donc, je pense que la meilleure façon de  
20 démontrer que c'est pérenne pour la clientèle, eu  
21 égard au type de clientèle visé par le programme,  
22 eu égard aux analogies qui existent actuellement  
23 dans le tarif, justifierait, là, le retrait de  
24 4.77.

25

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Parfait, je vous remercie beaucoup.

3 Me SYLVAIN LANOIX :

4 Merci beaucoup.

5 LA PRÉSIDENTE :

6 Je vous remercie. Avec cela on va passer à  
7 l'argumentation de la FCEI. Bonjour, Maître Turmel.

8 PLAIDOIRIE PAR Me ANDRÉ TURMEL :

9 Oui, bonjour, Madame la Présidente. J'espère que  
10 vous m'entendez bien. Madame la Greffière, si vous  
11 pouvez mettre, donc, le plan d'argumentation à  
12 l'écran. Bonjour aux régisseurs, madame Falardeau  
13 et monsieur Émond.

14 Alors, donc, nous avons soumis un plan  
15 d'argumentation. Je vais le suivre, mais parfois,  
16 je vais quand même déborder de ce plan. Donc, en  
17 introduction, c'est un rappel et je ne vais pas  
18 vous les citer, là...

19 Donc, le cadre, bien bien encadré, je  
20 dirais, c'est le cas de le dire, de D-2019-064,  
21 mettait la table pour quels étaient les enjeux qui  
22 ont été identifiés aux paragraphes 272, 268, 234 de  
23 la décision 064.

24 Mais, par ailleurs, c'est toujours  
25 intéressant, puis je pense qu'un des témoins l'a

1 mentionné hier, ces audiences-là sont toujours  
2 intéressantes, parce qu'elles viennent non  
3 seulement confirmer des doutes, mais parfois...  
4 parfois, nous permet aussi d'évoluer. Et  
5 d'améliorer et de bonifier des... des propositions  
6 qui ont été faites il y a de ça deux mois, et  
7 parfois, qui vieillissent moins bien ou qui ont le  
8 mérite de, au contraire, de mieux vieillir.

9           Alors, dans ce cas-ci, et je suis au  
10 paragraphe 3, l'audience a été utile, parce que la  
11 FCEI a, je dirais, proposé, suite à un échange, là,  
12 et après avoir entendu aussi les témoins d'HQD, et  
13 avoir échangé avec la Régie, donc a proposé des  
14 modifications à sa preuve qui, croyons-nous, sera  
15 positive ou, surtout, est raisonnable.

16           Alors, rappelons l'objectif de l'option  
17 tarifaire. C'était bien fait, je pense, dans la  
18 preuve écrite de la FCEI. Mais, on avait noté quand  
19 même que HQD était enlignée sur un désir d'obtenir  
20 plus ou moins un effacement de la part de la  
21 clientèle qui était considéré dans l'élaboration de  
22 la grille d'appui financier... Ce que je veux dire,  
23 c'est que HQ démontrait qu'ils suivaient une  
24 certaine logique, selon laquelle l'objectif de  
25 l'option devrait être d'atteindre un apport

1 d'effacement prédéterminé. Et il en découle, de  
2 cette manière-là, que l'appui financier doit  
3 permettre d'atteindre cet apport.

4 HQD a... je pense, confirmé cette approche  
5 à l'audience, en gardant le cap sur cette prémisse.  
6 Et ce que... avec quoi la FCEI n'était pas tout à  
7 fait en accord.

8 Par ailleurs, on l'a... Je pense que tous  
9 sont en accord sur le principe de compenser  
10 justement, de trouver la juste mesure, donc... Le  
11 mot-clé, c'est ça, c'est « juste mesure sans  
12 surcompenser ». C'est ce que prône la FCEI et c'est  
13 ce qu'a confirmé à l'audience HQD, par son  
14 témoignage de madame Caron, notamment.

15 Je pense qu'on s'entend là-dessus, le plus  
16 difficile, c'est de trouver la juste mesure et  
17 comment le faire. Et donc, je vous ai mis ici  
18 l'échange avec les témoins d'HQ, simplement pour  
19 mentionner que... et en tentant, justement, de  
20 trouver cette juste mesure, on essaye de savoir si  
21 HQ avait pris en compte, quand était venu le temps  
22 de déterminer le choix des balises puis définir les  
23 strates, la répartition du nombre de clients et la  
24 répartition des abonnements.

25 Et là, le témoin d'HQ nous répondait que,

1 bon, quand venait le temps d'établir des strates,  
2 c'était surtout sur les statistiques et on nous  
3 parlait qu'on était un peu restés sur notre faim,  
4 sur cet aspect.

5 Ceci étant dit, à l'égard des intrants  
6 considérés dans l'élaboration de la grille de  
7 crédits proposée, je vous renvoie à la preuve  
8 écrite de la FCEI qui s'est basée sur une analyse  
9 de rentabilité du Distributeur et une analyse qu'a  
10 fait la FCEI. À l'audience, monsieur Gosselin avait  
11 indiqué, bon, qu'il apportait quelques bémols à  
12 cette analyse-là, mais que somme toute, ça ne  
13 changeait pas ses conclusions à l'égard donc de ce  
14 que la Régie, de ce que la FCEI proposait.

15 Donc, la proposition de la FCEI s'est  
16 appuyés sur quatre éléments que vous voyez,  
17 notamment, au premier chef :

18 L'harmonisation de l'Option avec l'OÉI  
19 et la tarification dynamique;

20 Deuxièmement :

21 Le besoin d'offrir une compensation  
22 suffisante pour susciter l'adhésion de  
23 la clientèle sans être inutilement  
24 élevée de manière à assurer que les  
25 tarifs soient justes et raisonnables;

1 Troisièmement :

2 Un appui financier moyen d'environ  
3 soixante dollars (60 \$), dans les  
4 faits, c'est près de cinquante-huit  
5 dollars (58 \$);

6 Et ici, ou également :

7 Les commentaires de la Régie et de HQD  
8 à l'audience,  
9 puisque cette audience a été déterminante à  
10 cet égard.

11 Donc, je vous remets le tableau de la  
12 proposition, de la preuve de la FCEI quant à la  
13 grille proposée. Cette grille propose un appui  
14 financier moyen de cinquante-huit dollars (58 \$),  
15 vous voyez les chiffres ici que je ne vais pas vous  
16 répéter, ne serait-ce que pour dire que bon, le  
17 soixante-quinze dollars (75 \$), vise les premiers  
18 cinquante kilowatts (50 kW) d'effacement.

19 Nous considérons que ce niveau de cinquante  
20 (50) du fait que la participation plus faible chez  
21 les plus petits clients suggère un besoin d'appui  
22 plus important pour cette clientèle. Les plus  
23 petits, dans tous les cas, ont besoin d'aide et on  
24 ne doit pas les prendre, les laisser tomber.

25 On parle souvent, entre guillemets, de

1 clientèle de masse, bien cette clientèle de masse  
2 là a besoin d'aide, a besoin qu'on leur tienne la  
3 main, un besoin d'amour réglementaire.

4 Par ailleurs, la FCEI propose un crédit de  
5 trente-cinq dollars le kilowatt (35 \$/kW) pour ce  
6 qui est de la strate de mille deux cents kilowatts  
7 (1200 kW) et plus.

8 On estime que ce crédit s'harmonise de  
9 manière raisonnable avec ce qui est déjà offert à  
10 la clientèle de l'OÉI, considérant qu'un effacement  
11 de cinquante heures (50 h) de l'OÉI offre une  
12 compensation de vingt-cinq dollars (25 \$/kW).

13 La FCEI propose des incréments de dix  
14 dollars (10 \$) par strate entre ces deux bornes.  
15 Seule l'expérience réelle va permettre de  
16 véritablement savoir si les crédits offerts sont  
17 adéquats. Il sera plus facile, selon la FCEI, de  
18 procéder à une évaluation du potentiel d'effacement  
19 inexploité après quelques années d'application de  
20 la nouvelle grille. Des ajustements pourront alors  
21 être apportés au besoin.

22 Et quelques constatations additionnelles  
23 sur le seuil minimal, bien sur l'aide de la  
24 dernière strate, pardon.

25 À notre avis, aucune preuve n'a été

1 rapportée par HQD à l'effet qu'une aide inférieure  
2 à quarante-cinq dollars (45 \$) causerait un exode  
3 massif de clients. On l'a dit mais il n'y a pas  
4 d'éléments de données à cet effet.

5 Les seules craintes qu'on a entendues, qui  
6 ont été évoquées, notamment la discussion avec un  
7 client de HQD et du CIFQ sont basées sur les  
8 clients industriels qui est le secteur le moins  
9 contributif à l'option et pour lesquels chaque  
10 client individuel a un apport de moins de deux  
11 mégawatts ou moins.

12 Par contre, la perte d'une part ou de la  
13 totalité de l'effacement de quelques-uns de ces  
14 clients ne pose pas de risque pour le bilan en  
15 puissance.

16 Par ailleurs, à l'égard de l'entrée en  
17 vigueur de l'Option, on l'a écrit. Donc, dans le  
18 contexte actuel du plan d'approvisionnement, qui  
19 est toujours sous discussion, où de nouveaux  
20 approvisionnements en puissance de long terme  
21 pourraient être requis à moyenne échéance et  
22 considérant l'incertitude quant aux impacts des  
23 ajustements aux paramètres et modalités de l'Option  
24 sur le niveau et la vitesse d'adoption par la  
25 clientèle, la FCEI estime qu'il serait prudent

1 d'ouvrir l'adhésion à Option dès l'hiver deux mille  
2 vingt et un-vingt-deux (2021-2022) même si  
3 l'équilibre immédiat du bilan en puissance ne  
4 l'exige pas.

5 Maintenant, sur le point, le dernier point,  
6 mais le point qui nous apparaît important, c'est le  
7 seuil minimal de réduction de puissance.

8 HQD, on l'a vu, propose un seuil minimal de  
9 réduction de puissance de quinze kilowatts (15 kW)  
10 par abonnement. En deçà de ce seuil, aucune  
11 compensation n'est proposée au client en  
12 contrepartie de son effacement.

13 Cette restriction a pour effet d'exclure  
14 environ cinq cents (500) abonnements qui sont  
15 actuellement inclus, qui sont déjà là, mais, là, on  
16 va les sortir du dossier, dans le programme et  
17 plusieurs autres abonnements potentiels qui n'y ont  
18 pas eu accès jusqu'ici.

19 Pour HQD, ça ne leur pose pas de problèmes,  
20 parce que c'est dans leur zone de confort. Ça  
21 représente un bon compromis entre les efforts liés  
22 à la gestion de l'Option et le maintien du nombre  
23 de clients admissibles à celle-ci, et par  
24 conséquent, de la réduction de puissance provenant  
25 auparavant des agrégateurs.

1                   HQD a indiqué sans réelle preuve concrète  
2 que les efforts liés à la gestion de l'Option  
3 peuvent comprendre le traitement d'une très grande  
4 quantité d'abonnements, plutôt que d'un nombre  
5 limité de projets.

6                   La vérification des effacements et des  
7 abonnements aux fins du calcul du crédit à verser  
8 ou la validation du caractère sérieux des clients,  
9 ainsi que la valeur de l'Option.

10                  Nous avons interrogé HQD à cet effet sur  
11 ces problèmes à l'audience, et quant à nous, il en  
12 est ressorti que ces problèmes n'étaient pas  
13 insurmontables.

14                  Je vous ai mis un passage que je ne vais  
15 pas vous reciter, mais pour HQD, si on résume les  
16 problèmes, c'est que oui, mais ça a été un peu  
17 réitéré par leur procureur ce matin « Vous savez,  
18 c'est les coûts de systèmes. Nous, on ne vise pas  
19 la masse. On vise la crème presque. »

20                  Pour, nous HQD, il n'y a pas de petits  
21 effacements et HQD a tort de lever le nez sur ces  
22 effacements-là.

23                  Leur présidente, madame Brochu, l'a bien  
24 dit. Bien, les prochaines années vont être  
25 déterminantes en matière de bonne gestion de ce qui

1 peut être fait.

2 Notamment l'effacement en est une, parce  
3 qu'on l'a vu, les approvisionnements vont devenir  
4 de plus en plus serrés et on ne voit pas pourquoi  
5 et sur quelles bases HQD se permet de dire « Ah  
6 c'est des coûts de systèmes. ».

7 D'ailleurs ces coûts n'ont pas été  
8 chiffrés. On a simplement dit « Ça va coûter cher.  
9 Les coûts d'opération et de tout ça vont être  
10 chers. ».

11 L'exemple le plus drôle, je dirais, c'est  
12 oui, mais quand vient le temps d'informer le client  
13 de la pointe critique, peser sur le piton pour cent  
14 ou cinquante mille.

15 Vraiment, à part de dire que « Ah ça prend  
16 un peu de travail informatique. », on n'a pas eu de  
17 coûts. Ça n'a pas été estimé et nous on considère  
18 que c'est important.

19 Par ailleurs, on semble dire que « Oui,  
20 mais ces gens-là, vous savez, les petits  
21 connaissent peu. Manquent d'éducation réglementaire  
22 à l'égard de l'effacement. ». Nous, on considère  
23 que ce n'est pas acceptable. Que ça ça doit être  
24 pris en charge.

25 Il y a certainement un coût à ça, mais on

1 pense qu'à long terme, il n'y a rien comme...

2 L'éducation est toujours gagnante à terme.

3 Un client éduqué, même s'il est petit en  
4 matière d'effacement, pourra en éduquer d'autres et  
5 pourra faire plus d'effacements à moyen terme que  
6 plutôt le laisser dans l'inconnu. Dans la noirceur  
7 je dirais. Et ça, ça ne nous apparaît pas  
8 acceptable.

9 Donc, la FCEI s'est étonnée dans sa preuve  
10 écrite sur les points avancés par le Distributeur  
11 pour justifier une imposition de ce seuil à quinze  
12 kilowatts (15 kW) et ne pas descendre.

13 La FCEI ne voit pas pourquoi l'évaluation  
14 de l'effacement devrait être différente selon que  
15 plusieurs compteurs soient réunis sous un même  
16 projet ou traités individuellement. Et l'audience,  
17 on a vu et je reviens là-dessus, a confirmé cette  
18 interrogation.

19 De manière générale, la FCEI n'est pas  
20 convaincue qu'il soit requis de fixer un seuil  
21 minimal d'effacement pour être éligible en crédit,  
22 mais considérant que la Régie a déjà approuvé un  
23 tel seuil à deux kilowatts (2 kW), dans le cadre de  
24 la tarification dynamique, elle a recommandé  
25 initialement dans sa preuve écrite d'appliquer ce

1 seuil à l'Option.

2 Mais à la suite d'un échange intéressant  
3 entre le témoin de la FCEI, monsieur Gosselin et  
4 les Régisseurs, dans un premier temps, avec  
5 monsieur le Régisseur Émond pour me rappeler un peu  
6 donc évidemment, si on voulait agir vite ou via le  
7 plan d'approvisionnement, on était un peu limités  
8 avec les contraintes du nouveau Projet de loi 34 et  
9 c'est toujours intéressant quand le témoin réussi à  
10 se retourner sur un dix cenne dans un témoignage et  
11 à donner raison sur le fait que ce qui semblait une  
12 prémisse intéressante, on peut la corriger  
13 immédiatement. C'est ce qu'a fait monsieur  
14 Gosselin.

15 Par ailleurs, Madame la Présidente, s'est  
16 questionnée sur la dégressivité potentielle dans le  
17 temps et on voit bien qu'en faisant cela, en  
18 répondant par son engagement 1 au questionnement du  
19 banc ou de Madame la Présidente, ce qui est proposé  
20 apparaît raisonnable. Soit une dégressivité, donc,  
21 le sous-paragraphe 28, dans le temps Donc, quinze  
22 kilowatts (15 kW) pour l'hiver deux mille vingt et  
23 un deux mille vingt deux (2021-2022).

24 Donc, on est dans la zone de confort bien  
25 douillette d'HQD et pour les deux années qui vont

1 suivre, descendre à dix kilowatts (10 kW), deux  
2 mille vingt-deux deux mille vingt-trois (2022-2023)  
3 et deux mille vingt-trois à vingt-quatre (2023-  
4 2024).

5 Et enfin arrivé au fameux deux kilowatts  
6 (2 kW) pour l'hiver deux mille vingt-quatre vingt-  
7 cinq (2024-2025). C'est deux kilowatts qui font  
8 peur à HQD qui craint que c'est trop petit. Qu'il y  
9 a des coûts de systèmes. Nous on n'y croit pas tant  
10 qu'on n'aura pas vu les chiffres.

11 Alors, c'est pour ça que cette décroissance  
12 programmée, on pense, va permettre au Distributeur  
13 d'observer graduellement l'impact de la réduction  
14 du seuil sur la participation des clients et le  
15 niveau d'efforts requis pour gérer leur  
16 participation, de sorte qu'il puisse mettre en  
17 place des moyens appropriés pour y faire face en  
18 temps opportun. On constate que cette approche est  
19 raisonnable. Peut-être qu'on aura tort dans cinq  
20 ans de, effectivement, le deux kilowatts (2 kW),  
21 c'est trop petit, mais, nous, on demande à voir. Et  
22 comme on est dans la dynamique de la recherche de  
23 l'effacement, du plus d'effacement de la juste  
24 mesure sans sur-compenser, on pense qu'il est  
25 raisonnable d'aller dans cette direction.

1                   Nous avons rappelé dans notre preuve écrite  
2 que HQD compte quand même près de cinq cent mille  
3 (500 000) abonnements aux tarifs DM, DP, G et G9 et  
4 que l'effacement moyen est quand même à près de  
5 quatre kilowatts (4 kW) dans la strate de réduction  
6 de puissance de zéro à quinze kilowatts (0-15 kW).  
7 C'est donc plus intéressant.

8                   Il n'y a pas d'information disponible selon  
9 la FCEI qui permette de conclure que le potentiel  
10 global d'effacement de cette clientèle est  
11 négligeable, quoi qu'en dise HQD, HQD est sur des  
12 impressions, des généralités. même pour ceux dont  
13 l'effacement individuel est inférieur à quinze  
14 kilowatts (15 kW). Quant à nous, exclure d'emblée  
15 une grande partie de l'effacement potentiel de  
16 cette clientèle serait, selon la FCEI, une erreur.

17                   Et ça me permet aussi d'ajouter quelques  
18 commentaires sur ce qu'on a entendu ce matin de la  
19 part de mon confrère, maître Turmel, à l'égard  
20 notamment, il ne parle pas du double effort.  
21 Pourtant, ce double effort à faire du côté d'HQD ou  
22 du côté des personnes visées. Mais l'enjeu du  
23 double effort ne s'est pas posé, ne posait pas de  
24 problème lorsqu'il y a eu des agrégateurs et  
25 également l'enjeu du double effort ne s'est pas

1 posé à l'égard... ne pose pas de problème à l'égard  
2 de la tarification dynamique. Du moins, rien n'est  
3 en preuve à cet égard. Et aussi l'analyse  
4 économique prévoit que cinquante pour cent  
5 (50 %) ... prévoit cinquante pour cent (50 %) de  
6 déplacement de charge.

7 Par ailleurs, quant au bruit dont il a été  
8 fait mention à l'audience, il apparaît non réaliste  
9 pour la FCEI d'affirmer que les clients du G, on se  
10 rappelle que c'est cinquante kilowatts (50 kW) et  
11 moins, présentent un bruit de quinze kilowatts  
12 (15 kW), selon ce qui a été affirmé par HQD. Le  
13 problème de bruit ne semble pas poser de problème  
14 pour la tarification dynamique. Également, on  
15 s'appuie là-dessus sur notamment les affirmations  
16 de l'analyste d'UC, madame Viviane de Tilly. Enfin  
17 la FCEI sur la moyenne des événements tend à  
18 annuler l'effet du bruit. Quant à nous, s'il y a  
19 plusieurs événements sans effacement, il n'y aura  
20 pas de rémunération.

21 Donc, c'est sur ces considérations, Madame  
22 la Présidente, que nous vous demandons d'approuver  
23 la grille d'appui financier que nous avons soumis;  
24 de demander au Distributeur d'ordonner que  
25 l'évaluation du potentiel d'effacement inexploité à

1 la suite de l'hiver vingt-deux, vingt-trois  
2 (2022-2023)... peut-être oublier, je pense, cette  
3 conclusion-là; et d'ouvrir l'adhésion à l'option  
4 tarifaire dès l'hiver deux mille vingt et un,  
5 vingt-deux (2021-2022); et surtout fixer  
6 l'effacement minimal donnant droit à une  
7 compensation financière selon la réponse donnée à  
8 la Régie à la réponse à l'engagement no 1 de la  
9 FCEI.

10           Donc je vous remercie de votre écoute.

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Une seule question. Par rapport à votre paragraphe  
13 28 sur l'engagement numéro 1. On a noté hier  
14 lorsqu'on a remarqué votre engagement que le deux  
15 kilowatts (2 kW) arrive à l'hiver deux mille vingt-  
16 quatre, deux mille vingt-cinq (2024-2025).

17 Me ANDRÉ TURMEL :

18 Oui.

19 LA PRÉSIDENTE :

20 Il est à peu près au moment du... ce qui sera peut-  
21 être un an plus tôt que pour l'hiver... que l'année  
22 à laquelle les tarifs vont être revus en deux mille  
23 vingt-cinq (2025). Et on se demandait, si la  
24 Régie... C'est parce que, là, je fais un hybride  
25 entre votre proposition initiale, le suivi

1 administratif et votre engagement numéro 1, si la  
2 Régie devait demander des suivis administratifs  
3 pour les deux kilowatts (2 kW) jusqu'à l'étape,  
4 jusqu'au dossier tarifaire deux mille vingt-cinq  
5 (2025), donc pour que vous les ayez en deux mille  
6 vingt-quatre (2024) lors du dépôt du dossier  
7 tarifaire et que la détermination sur le deux  
8 kilowatts (2 kW) soit faite lors du dossier  
9 tarifaire deux mille vingt-cinq (2025). Est-ce que  
10 c'est quelque chose qui serait acceptable pour la  
11 FCEI?

12 Me ANDRÉ TURMEL :

13 Je vais prendre le temps de prendre un grand  
14 respire, je regarde mes appareils, rien ne bouge,  
15 donc je pense que ça apparaît réaliste. Et  
16 effectivement, vous avez raison, c'est un des  
17 problèmes. Pour l'année vingt-quatre-vingt-cinq  
18 (2024-2025) j'imagine que la demande tarifaire de  
19 HQD sera déposée quelque part tôt à l'été deux  
20 mille vingt-quatre (2024) pour l'établir en avril  
21 deux mille vingt-cinq (2025). Et donc, on sera dans  
22 l'hiver deux mille vingt-quatre-vingt-cinq (2024-  
23 2025). Donc, ce que vous proposez m'apparaît tout à  
24 fait raisonnable, là. Je ne pense pas que ça pose  
25 un problème a priori. Si jamais on me chicane pour

1 accepter ça, je vous reviendrai pour me  
2 décommettre, mais a priori je pense que c'est  
3 raisonnable.

4 LA PRÉSIDENTE :

5 Je vous remercie beaucoup. C'était l'ensemble de  
6 mes questions.

7 Me ANDRÉ TURMEL :

8 Bonne journée à tous.

9 LA PRÉSIDENTE :

10 Merci, à vous aussi. Bonjour, alors nous sommes  
11 rendus à GRAME, Maître Paquet?

12 PLAIDOIRIE PAR Me GENEVIÈVE PAQUET :

13 Bonjour. Oui, bonjour, Madame la Présidente,  
14 Madame, Monsieur les Régisseurs, Geneviève Paquet  
15 pour le GRAME. On a déposé ce matin le plan  
16 d'argumentation sous C-GRAME-0034, que je  
17 demanderais à madame la greffière de bien vouloir  
18 afficher.

19 La première section d'introduction ça  
20 aborde, là, le contexte qui a mené à la Phase 2 du  
21 présent dossier, donc je pense qu'on pourrait aller  
22 directement à la page 3, où on aborde le...  
23 l'établissement de l'appui financier.

24 Donc, une des caractéristiques  
25 particulières au présent dossier c'est le fait que

1 la Régie a guidé, encadré, elle a formulé plusieurs  
2 demandes au Distributeur dans sa décision  
3 D-2019-164 pour lui permettre de déposer une  
4 proposition d'option tarifaire, qui est liée à la  
5 gestion de la demande en puissance, en fonction de  
6 certaines balises.

7 Donc, on a l'avantage au présent dossier  
8 d'avoir la même Formation, considérant que c'est la  
9 Phase 2, qui va devoir en fait analyser la  
10 proposition du Distributeur pour voir si c'est  
11 conforme avec ses recommandations qui ont été  
12 rendues dans une décision particulière.

13 Une de... une de ces balises, en fait la  
14 première de ces balises touche le coût  
15 d'implantation qui est lié à l'établissement de  
16 l'appui financier. Donc, dans la décision  
17 D-2019-164, la Régie a jugé essentiel de distinguer  
18 l'appui financier, selon qu'il s'agissait d'un coût  
19 annuel récurrent ou d'un coût visant l'installation  
20 d'un équipement pour permettre au client de  
21 participer à l'option.

22 Donc, la Régie a donc expressément demandé  
23 au Distributeur de soustraire de l'appui financier  
24 le coût lié à la compensation pour le coût  
25 d'installation d'équipements.

1                   Nous, ce qu'on considère au présent  
2 dossier, c'est que l'évaluation du coût  
3 d'implantation des équipements requis pour  
4 participer à la GDP, ça consiste en la première  
5 étape pour permettre d'établir l'appui financier  
6 qui est requis par les clients qui voudront  
7 participer à cette offre.

8                   Dans la décision D-2019-164 - et je suis  
9 rendue au paragraphe 13 - la Régie notait que le  
10 Distributeur ne possède pas de détails quant au  
11 montant de l'investissement requis pour permettre  
12 de participer à l'option.

13                   Bien que le montant de dix dollars  
14 cinquante par kilowatt (10,50 \$/kW) soit issu d'une  
15 approximation, le Distributeur a conservé ce  
16 montant afin de le déduire de l'appui financier qui  
17 est déjà offert et qui est considéré comme un  
18 signal de prix éprouvé, soit soixante-dix dollars  
19 du kilowatt (70 \$/kW). Il demande donc d'approuver  
20 un appui financier moyen de soixante dollars le  
21 kilowatt (60 \$/kW).

22                   Pourtant, dans la décision D-2019-164, la  
23 Régie énonce qu'une meilleure connaissance des  
24 coûts est nécessaire et demande au Distributeur  
25 d'effectuer un sondage/audit indépendant pour

1 pouvoir établir la contribution des mesures ayant  
2 permis l'effacement par les participants lors des  
3 derniers hivers.

4 Dans son audit... et je suis maintenant au  
5 paragraphe 16, j'évite de relire les paragraphes  
6 qui sont cités, considérant que c'est vous qui les  
7 avez rédigés, mais je les ai quand même repris par  
8 écrit pour consultation. Donc, je suis au  
9 paragraphe 16, où j'indique que dans l'audit qui a  
10 été effectué par le Distributeur... pour le  
11 Distributeur par la firme Technosim, Technosim  
12 évalue un coût moyen d'implantation des équipements  
13 qui sont requis pour participer de dix-neuf dollars  
14 et trente-trois (19,33 \$). Le Distributeur a  
15 toutefois choisi de ne pas utiliser ce coût moyen  
16 afin de déterminer le coût d'implantation, sous  
17 prétexte qu'une valeur moyenne est peu  
18 représentative de la distribution de l'échantillon.

19 Les variations constatées par l'écart-type  
20 sont de trente-cinq dollars et cinquante-trois du  
21 kilowatt (35,53 \$/kW), et la médiane de quatre  
22 dollars et quarante-cinq du kilowatt (4,45 \$/kW),  
23 s'expliquent notamment par le fait que quinze (15)  
24 des trente-sept (37) répondants n'ont rapporté  
25 aucun coût d'implantation, puisqu'ils avaient déjà

1 les équipements requis pour participer à l'option.  
2 Mais on les a tout de même intégrés dans le calcul  
3 du coût moyen.

4           Donc, comme ça a été confirmé par monsieur  
5 Parent de la firme Technosim, le coût moyen  
6 d'implantation aurait donc été beaucoup plus élevé  
7 si on avait exclu du calcul les clients n'ayant  
8 rapporté aucun coût d'implantation, ou si on avait  
9 tenu compte du coût d'implantation des équipements  
10 requis par la GDP, bien qu'ils soient déjà en  
11 place.

12           Notre analyste a fait le calcul. Et puis,  
13 en excluant les quinze (15) clients qui n'ont  
14 rapporté aucun coût d'implantation, on obtiendrait  
15 donc un coût moyen d'implantation de trente-deux  
16 dollars du kilowatt (32 \$/kW).

17           Maintenant, bien que le Distributeur ait  
18 décidé de ne pas utiliser le coût moyen  
19 d'implantation, il nous a répondu qu'il n'avait pas  
20 effectué d'autres analyses pour lui permettre de  
21 quantifier cette valeur. En audience, le  
22 Distributeur s'est justifié en indiquant que le  
23 coût moyen retenu se rapprochait en fait de la  
24 moyenne pondérée obtenue par Technosim, qui était  
25 évaluée à onze dollars et vingt-six (11,26 \$/kW).

1                   Maintenant, le calcul de la moyenne  
2 pondérée qui a été obtenue par Technosim a été  
3 fourni en réponse à l'engagement numéro 8 demandé  
4 par le RNCREQ, le procureur du RNCREQ.

5                   Le GRAME a effectué une analyse de cette  
6 méthode de calcul et en présentation, en a fourni  
7 les résultats. On constate qu'un client a été exclu  
8 du calcul par Technosim, parce qu'il avait déclaré  
9 un coût d'implantation de cent mille dollars et  
10 quatre-vingts sous (100 000,80 \$). Et puis, si on  
11 excluait ce client... En fait, le fait de l'avoir  
12 exclu a eu pour effet de réduire la moyenne  
13 pondérée qui, autrement, en l'incluant, aurait été  
14 de treize dollars et cinquante le kilowatt  
15 (13,50 \$/kW).

16                   Technosim justifie l'exclusion de ce client  
17 par le fait que les coûts d'implantation entre les  
18 mesures de la gestion de la demande en puissance et  
19 les autres usages par les clients n'ont pas été  
20 répartis.

21                   Par ailleurs, nous, ce qu'on constate,  
22 c'est que pour l'ensemble des clients qui ont  
23 rapporté des coûts d'implantation, une telle  
24 répartition n'était pas possible avec l'information  
25 disponible. Et ça, c'est selon la réponse de

1 Technosim a une demande de renseignement de l'ACEF  
2 de Québec.

3           Donc, le calcul de la moyenne pondérée,  
4 pour les vingt-deux (22) clients qui avaient... qui  
5 ont rapporté un coût d'implantation, varie entre  
6 vingt dollars et trente (20,30 \$/kW) et seize et  
7 quatre-vingt-dix-neuf du kilowatt (16,99 \$/kW),  
8 selon que l'on tienne compte ou non du client qui a  
9 été exclu par Technosim.

10           Donc, en maintenant le montant de dix  
11 dollars et cinquante du kilowatt (10,50 \$/kW) comme  
12 coût d'implantation, le GRAME conclut, avec égard,  
13 que le Distributeur semble conserver comme objectif  
14 principal de ne pas s'éloigner du signal de prix  
15 éprouvé, qui est de soixante-dix dollars du  
16 kilowatt (70 \$/kW), mais sans nécessairement  
17 considérer la demande de la Régie de retirer le  
18 coût d'implantation des équipements requis de  
19 l'appui financier.

20           Or, la Régie a clairement énoncé que la  
21 réduction de l'appui financier qui sera offert  
22 pourra être compensée par un programme en  
23 efficacité énergétique ou un programme commercial.  
24 Le Distributeur indique en preuve qu'il souhaite  
25 attendre de constater les effets de la

1 pérennisation de l'option vis-à-vis du programme  
2 avant de juger s'il offrira un programme en  
3 efficacité énergétique pour pallier l'écart de  
4 rémunération.

5           Donc, l'une de nos recommandations au  
6 présent dossier... c'est... c'est, en fait, lors de  
7 l'établissement du montant à offrir à titre d'appui  
8 financier - je suis au paragraphe 32 - le GRAME  
9 recommande à la Régie de considérer que le  
10 Distributeur dispose de l'option de proposer un  
11 programme commercial ou une intervention en  
12 efficacité énergétique pour inciter l'installation  
13 d'équipements nécessaires à la GDP chez les  
14 clients.

15           Maintenant, pour conclure sur cette  
16 section, considérant que la demande de la Régie  
17 d'effectuer un sondage ou un audit indépendant  
18 portant sur les coûts directs et indirects encourus  
19 par les participants au Programme visait à  
20 permettre d'évaluer l'appui financier sur la base  
21 d'informations plus précises, on vous soumet que  
22 les données provenant de l'audit de Technosim inc.  
23 devraient être utilisées afin d'établir le coût  
24 unitaire d'implantation à déduire de l'appui  
25 financier.

1                   Le choix d'une valeur représentative des  
2                   coûts d'implantation est essentiel. Plusieurs  
3                   moyennes, basées sur des données réelles, ont été  
4                   présentées par le témoin du GRAME qui indiquait que  
5                   l'inclusion des clients n'ayant aucun coût  
6                   d'implantation rendait la moyenne ainsi calculée  
7                   moins pertinente, la valeur nulle n'étant pas  
8                   représentative des coûts des équipements déjà en  
9                   place.

10                   Ainsi, le GRAME soumet que l'appui  
11                   financier moyen devrait plutôt être de l'ordre de  
12                   cinquante dollars du kilowatt (50 \$/kW), soit le  
13                   coût d'implantation moyen calculé par Technosim qui  
14                   est de dix neuf et trente-trois (19,33 \$/kW) déduit  
15                   du signal de prix éprouvé par le Programme de  
16                   soixante-dix dollars kilowatt (70 \$/kW).

17                   Et subsidiairement, la moyenne pondérée du  
18                   coût d'implantation de seize et quatre-vingt-dix-  
19                   neuf du kilowatt (16,99 \$/kW), obtenue en excluant  
20                   les clients n'ayant rapporté aucun coût  
21                   d'implantation ainsi que le client qui avait été  
22                   exclu par Technosim pour le calcul de la moyenne  
23                   pondérée, devrait être retenue par la Régie.

24                   On recommande donc de retenir un appui  
25                   financier moyen de cinquante dollars (50 \$/kW), si

1 on tient compte de la moyenne arithmétique ou de  
2 cinquante-cinq dollars (55 \$/kW), si on tient  
3 compte de la moyenne pondérée ajustée et arrondie.

4 Maintenant, la deuxième section de mon  
5 argumentation porte sur l'appui financier  
6 dégressif.

7 Donc, dans la décision D-2019-164, la Régie  
8 a également demandé au Distributeur de déposer une  
9 proposition qui incluait un appui financier  
10 dégressif tenant compte de la charge interrompue.

11 Ce qu'on constate c'est que l'objectif du  
12 Distributeur visant à assurer de maintenir  
13 l'intérêt des clients permettant des réductions  
14 importantes de puissance doit évidemment être  
15 considéré par la Régie.

16 Suite à son analyse de différents scénarios  
17 d'appui financier dégressif qu'on retrouve dans le  
18 rapport du GRAME, le GRAME a retenu le scénario qui  
19 était basé sur un appui financier moyen de  
20 cinquante dollars du kilowatt (50 \$/kW).

21 Toutefois, en revenant à cet appui  
22 financier moyen, il y a une modification où les  
23 strates de réduction de puissance qui serait  
24 requises pour pouvoir permettre que l'appui  
25 financier dégressif affecte moins la dernière

1 strate de réduction de puissance.

2 On proposait à titre d'exemple une  
3 modification des strates de réduction de puissance  
4 qui était basée sur l'appui financier dégressif  
5 moyen de cinquante dollars du kilowatt (50 \$/kW) et  
6 qui permettait d'arriver à un montant de quarante  
7 dollars (40 \$/kW). De ne pas aller sous ce montant.

8 Le témoin du GRAME expliquait que sa  
9 proposition d'élargir les strates de réduction de  
10 puissance ça vise à adapter en fait l'appui  
11 financier dégressif aux coûts d'implantation qu'il  
12 propose, qui est un appui financier moyen de  
13 cinquante dollars du kilowatt (50 \$/kW) et puis  
14 tout en évitant d'impacter indûment les strates  
15 supérieures qui représentent un pourcentage très  
16 important en effacement tarifaire de la gestion de  
17 la demande en puissance

18 Donc, notre recommandation est de modifier  
19 l'étendue des strates de réduction de puissance  
20 selon soit notre proposition ou une autre  
21 combinaison qui pourrait satisfaire les objectifs  
22 de réduction sur le bilan en puissance du  
23 Distributeur ainsi que la cohérence avec les autres  
24 options tarifaires permettant la gestion de la  
25 puissance du Distributeur.

1 Ce qui m'amène à la cohérence avec l'Option  
2 d'électricité interruptible. On vous soumet que la  
3 proposition, notre proposition, permet de respecter  
4 la préoccupation de la Régie énoncée dans la  
5 décision D-2019-164, lors de laquelle la Régie  
6 énonçait l'importance d'assurer la cohérence de  
7 l'option avec les autres options tarifaires qui  
8 permettent la gestion de la puissance du  
9 Distributeur.

10 Donc, considérant le montant accordé aux  
11 clients qui bénéficient de l'option de l'OÉI, qui  
12 est établie pour le moment à quarante dollars  
13 (40 \$) du kilowatt, il est raisonnable et équitable  
14 que l'appui financier accordé aux clients  
15 participants à l'option soit équivalent.

16 Bien qu'une révision de l'option soit  
17 prévue par le Distributeur, la Régie devrait baser  
18 sa décision au présent dossier sur le montant qui  
19 est présentement offert aux clients bénéficiant de  
20 cette option.

21 Maintenant, un mot considérant la révision  
22 du seuil d'admissibilité. Le GRAMÉ est en accord  
23 avec la proposition du Distributeur d'abaisser le  
24 seuil d'admissibilité à quinze kilowatts (15 kW) ,  
25 notamment pour permettre la participation d'un

1 nombre plus important de clients aux objectifs de  
2 réduction de la demande en puissance à la pointe.

3 Maintenant, en conclusion, on vous soumet  
4 que, dans la mesure où vous approuveriez une option  
5 tarifaire pour la gestion de la demande en  
6 puissance dans le cadre de la présente phase, la  
7 prochaine étape pour le Distributeur sera de  
8 proposer un programme commercial ou une  
9 intervention en efficacité énergétique pour inciter  
10 l'installation d'équipements nécessaire à la GDP,  
11 tel que suggéré par la Régie.

12 Bien que cet enjeu n'ait pas été retenu  
13 pour la présente phase, le recours aux équipements  
14 utilisant des énergies fossiles devrait faire  
15 l'objet de représentations dans le cadre de cette  
16 prochaine étape.

17 Tel que souligné par la Régie dans la  
18 décision D-2019-164, le Distributeur aurait déjà dû  
19 amorcer sa réflexion concernant les alternatives à  
20 l'utilisation systématique des groupes électrogènes  
21 comme équipement permettant de participer à la GDP.  
22 Et je vous réfère aux paragraphes 276 et 277 de  
23 votre décision D-2019-164.

24 On vous soumet qu'une réduction des impacts  
25 environnementaux qui sont liés à... qui seront

1 liés, en fait, à la nouvelle option GDP, s'inscrit  
2 dans le contexte de la transition énergétique.

3 Et dans ce sens, la Régie devrait pouvoir  
4 s'assurer, dans le cadre d'une prochaine phase au  
5 présent dossier, que les groupes électrogènes de  
6 secours, qui sont de grands émetteurs de gaz à  
7 effet de serre, ne seront pas subventionnés par un  
8 programme commercial ou une mesure d'efficacité  
9 énergétique visant à compenser les coûts  
10 d'implantation pour les équipements permettant aux  
11 clients de participer à l'option GDP.

12 Et donc le tout respectueusement soumis, ça  
13 complète mes représentations.

14 LA PRÉSIDENTE :

15 Je vous remercie, Maître Paquet. La formation  
16 n'aura pas de question.

17 Me GENEVIÈVE PAQUET :

18 Je vous remercie. Alors, juste avant qu'on prenne  
19 les pauses là, juste un instant. Voilà! Alors...  
20 Bien, en fait, on a vingt (20) minutes. Maître  
21 David, est-ce que vous seriez prêt à passer  
22 maintenant?

23 Me ÉRIC McDEVITT DAVID :

24 Comme vous le souhaitez, Madame la Présidente. Je  
25 suis prêt maintenant.

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Parfait. Alors, on va vous entendre.

3 PLAIDOIRIE PAR Me ÉRIC McDEVITT DAVID :

4 D'accord. Alors, Madame Lebuis, est-ce que ce  
5 serait possible pour vous de mettre notre  
6 argumentation à l'écran? Peut-être pendant que  
7 madame la greffière s'occupe de ça, je voulais  
8 peut-être faire quelques remarques introductives.

9 Premièrement, j'aimerais aussi faire écho à  
10 ceux qui ont dit, entre autres monsieur Cormier,  
11 que l'audience fut très utile et ce fut le cas pour  
12 moi, surtout que je n'ai pas participé à la phase  
13 1. Donc, ça m'a permis de faire du rattrapage. Je  
14 ne vous cacherai pas que j'ai trouvé la courbe  
15 d'apprentissage assez aigue. C'est un dossier  
16 plutôt technique pour un avocat.

17 J'aimerais débiter, avant de référer à  
18 l'argumentation écrite, avec quelques remarques  
19 introductives qui font... un peu en réponse aux  
20 remarques introductives du Distributeur.

21 Il y a deux mots qui ont été répétés à  
22 plusieurs reprises pendant la plaidoirie de maître  
23 Turmel, le premier c'était « équilibre ».

24 Alors, sur cette question-là, bien, on vous  
25 soumet que ce n'est pas en répétant constamment que

1 la proposition est équilibrée qu'elle le devient  
2 dans les faits. Et j'aimerais vous référer à une  
3 des planches, justement, de la présentation hier de  
4 monsieur Cormier, là, qui a été déposée sous la  
5 cote C-OC-0022 à la page 11, où on a fait la  
6 démonstration qu'il y a un déséquilibre important  
7 entre l'Option tarifaire GDP et les options sous  
8 l'OÉI. Et justement cette planche-là fait mention  
9 du fait qu'il y a ici déséquilibre. Alors, je crois  
10 que c'est un élément très important, une analyse  
11 importante qui vient contrecarrer la prétention du  
12 Distributeur à l'effet que sa proposition est  
13 équilibrée.

14 Le deuxième mot qui est revenu souvent,  
15 c'était la question des considérations  
16 commerciales. Autrement dit que les analyses  
17 économiques étaient peut-être pas... ne devaient  
18 pas dicter votre décision, mais c'est qu'il y a  
19 plus d'importance à mettre sur les considérations  
20 commerciales. Mais justement sur ce point-là,  
21 encore une fois, on soumet qu'on vous a fait une  
22 preuve pertinente sur l'aspect commercial du  
23 programme en présentant l'analyse du programme  
24 Génératrices d'urgence d'Hydro-Sherbrooke qui  
25 démontre, à toutes fins pratiques, qu'un programme

1 de cette nature-là peut très bien fonctionner avec  
2 des appuis financiers substantiellement plus bas.  
3 Et c'est l'expérience depuis deux mille sept (2007)  
4 à Hydro-Sherbrooke.

5 On soumet aussi qu'il est peut-être plus  
6 avisé dans une approche commerciale de commencer  
7 avec un appui financier plus conservateur, comme  
8 celui d'Hydro-Sherbrooke, quitte à ce qu'il soit  
9 révisé vers la hausse par la suite si on s'aperçoit  
10 qu'il n'y a pas assez de participants au programme.  
11 C'est beaucoup plus facile d'augmenter l'appui  
12 financier que de tenter de réduire l'appui  
13 financier par la suite. Et donc, on vous soumet que  
14 ce serait plus avisé de la part de la Régie d'y  
15 aller avec une approche conservatrice au niveau des  
16 appuis financiers à ce niveau-là.

17 Mais en final ce qu'on voulait vous dire  
18 aussi, c'est que les enjeux commerciaux ne doivent  
19 pas primer sur les enjeux tarifaires qui sont au  
20 coeur de la juridiction de la Régie. Ce n'est pas  
21 le rôle de la Régie de faire, de subventionner des  
22 industries, et caetera. Je ne dis pas que c'est ça  
23 que vous êtes en train de faire. Je fais juste  
24 remettre les pendules à l'heure.

25 La mission première de la Régie, c'est la

1 fixation de tarifs justes et raisonnables, ce qui  
2 exige la justification des coûts par le  
3 Distributeur. En plus dans ce dossier-ci,  
4 évidemment, le rôle de la Régie est aussi de  
5 s'assurer d'un approvisionnement sécuritaire au  
6 plus bas prix possible.

7           Donc, j'aimerais maintenant, si vous  
8 permettez, entamer l'argumentation proprement dite.  
9 Et on va y aller tout de suite au paragraphe 10 de  
10 l'argumentation. Je m'excuse un peu d'avance si je  
11 reste assez proche du texte. Mais c'est un dossier,  
12 comme j'ai dit, où j'ai eu une courbe  
13 d'apprentissage assez élevé, aussi assez technique.  
14 Et puis j'aurais peut-être bénéficié d'une journée  
15 de plus de préparation. Mais voilà, on fait ce  
16 qu'on peut.

17           Donc, il y a quatre grands sujets qui sont  
18 abordés dans l'argumentation. Premièrement, mise en  
19 contexte et encadrement réglementaire de la  
20 présente demande; deuxièmement, le rapport de  
21 Technosim; troisièmement, l'analyse économique; et  
22 on va terminer avec d'autres considérations dans le  
23 dossier.

24           Ça fait que l'objectif du présent dossier  
25 est d'établir les modalités tarifaires de l'offre

1           tarifaire GDP Affaires qui servira de moyen en  
2           puissance afin d'équilibrer le bilan en puissance.  
3           Au paragraphe 272 de la décision D-2019-164, la  
4           Régie a demandé une proposition d'appui financier  
5           dégressif harmoniser avec les crédits applicables à  
6           l'OÉI.

7                       Option consommateurs est d'avis que la  
8           Régie doit considérer la qualité du produit offert  
9           par l'option tarifaire GDP Affaires en tenant  
10          compte, entre autres, du taux de réserve plus élevé  
11          de cette option comparativement avec ceux de l'OÉI  
12          et de l'option du crédit hivernal quand la Régie  
13          déterminera l'appui financier.

14                      En ce qui concerne le rapport ou les  
15          rapports de la firme Technosim, en Phase 1 du  
16          présent dossier il a été établi que la révision de  
17          l'appui financier de la nouvelle option devrait  
18          prendre en considération les coûts requis pour  
19          effectuer des dépassements.

20                      On vous a cité les paragraphes pertinents  
21          de la décision 164. Le premier audit produit par la  
22          firme Technosim est conforme aux instructions de la  
23          Régie contenues au paragraphe 270. Les résultats de  
24          cet audit démontrent clairement que les coûts  
25          moyens d'implantation et d'exploitation encourus

1 par les clients participant à l'étude totalisent  
2 vingt-sept dollars et trente-deux par kilowatt-  
3 année (27,32 \$/kW-année), ce qui est nettement  
4 inférieur au coût moyen de l'appui financier de  
5 soixante dollars par kilowatt-année (60 \$/kW année)  
6 proposé par le Distributeur.

7 OC considère que ces résultats justifient  
8 l'établissement d'un appui financier dégressif. OC  
9 tient à souligner que les commentaires du  
10 Distributeur - contenus dans la pièce B-0080 - à  
11 l'effet qu'il est difficile pour les participants  
12 de chiffrer certains coûts encourus, par exemple,  
13 ceux associés au report de production ou que  
14 plusieurs coûts sont difficilement quantifiables,  
15 par exemple, l'inconfort ressenti par les occupants  
16 d'un immeuble en raison de la participation au  
17 Programme, n'enlèvent rien à la pertinence des  
18 résultats de cet audit.

19 En effet, tel qu'expliqué ci-dessous, cette  
20 même réalité existe pour les clients au tarif L qui  
21 participent eux aussi à des programmes de gestion  
22 de demande, OÉI, pour une rémunération nettement  
23 inférieure à celle du programme GDP Affaires.

24 Le second audit produit par Technosim a été  
25 préparé à l'initiative du Distributeur et est basé

1 sur une liste de clients non participants  
2 sélectionnés par le Distributeur et non par une  
3 firme indépendante. Conséquemment, OC est d'avis  
4 que les résultats du premier audit sont plus  
5 pertinents pour la détermination de l'appui  
6 financier de l'option GDP Affaires.

7 Maintenant la question de l'analyse  
8 économique. Je suis au paragraphe 21. Premièrement,  
9 l'objectif de l'analyse. L'objectif premier d'une  
10 analyse économique est d'établir la rentabilité de  
11 l'option tarifaire dans un scénario  
12 d'approvisionnement simplifié, par opposition à un  
13 scénario d'approvisionnement basé sur les marchés  
14 de puissance au Québec de court et long terme.

15 Le modèle utilisé est nécessairement une  
16 simplification du marché de la puissance pour  
17 l'alimentation des besoins de la clientèle du  
18 Distributeur. OC a utilisé le modèle simplifié du  
19 Distributeur afin de déterminer le point mort  
20 établissant la valeur de l'appui financier de  
21 l'option GDP à un niveau où l'option alternative  
22 offrirait la puissance au même coût.

23 Maintenant la période de l'analyse. Une des  
24 variables à considérer dans le modèle proposé par  
25 le Distributeur est la période d'analyse qui est

1 représentée par la valeur actuelle nette. Afin de  
2 déterminer la valeur d'un actif, il est important  
3 d'avoir la période de production de l'actif. Pour  
4 les fins de cet audit, Technosim a utilisé une  
5 période d'amortissement de cinq ans.

6 En plus de la période d'amortissement de  
7 cinq ans des équipements utilisés à la fourniture  
8 du service de GDP, il faut souligner qu'il est  
9 raisonnable de présumer que plusieurs des  
10 participants commerciaux et industriels œuvrent  
11 dans des industries qui évoluent rapidement et qui  
12 ne peuvent garantir une viabilité à long terme.

13 Compte tenu de ce qui précède, OC estime  
14 que l'utilisation d'une VAN sur une période de 10  
15 ans est plus judicieuse qu'une période de 20 ans.

16 Maintenant quant aux coûts évités. OC a  
17 démontré une tendance à la baisse de la valeur de  
18 la puissance sur les marchés depuis les quatre à  
19 cinq dernières années. Cette baisse s'explique en  
20 partie par la contribution croissante de l'offre  
21 GDP sur les marchés de la puissance des réseaux  
22 voisins. Avec ses nombreuses interconnexions, le  
23 Québec est bien intégré aux marchés voisins et est  
24 donc influencé par cette tendance baissière.

25 Conséquemment, OC propose d'utiliser la

1 valeur de dix dollars le kilowattheure (10 \$/kWh)  
2 l'hiver pour le coût évité de court terme. Cette  
3 valeur correspond à la valeur reconnue par la Régie  
4 jusqu'au dossier tarifaire 2014-2015. Elle est  
5 justifiée par les résultats des appels d'offres sur  
6 les marchés de court terme du Distributeur. OC  
7 rappelle à la Régie que les résultats des derniers  
8 appels d'offres de puissance sur les marchés de  
9 court terme étaient aux alentours de un dollar  
10 (1 \$) par hiver sur la période deux mille-dix-huit  
11 deux mille vingt et un (2018-2021).

12 De plus, lorsque la Régie a approuvé l'OÉI  
13 pour les clients Grandes Puissances dans le dossier  
14 R-3891-2014, elle a considéré la valeur de la  
15 puissance sur les marchés de court terme pour la  
16 détermination de l'appui financier de cette option  
17 et on vous a mis l'extrait pertinent.

18 OC n'a pas d'informations contemporaines  
19 qui permettent... lui permettant de proposer une  
20 modification à la valeur de puissance de long  
21 terme.

22 Le début du recours aux approvisionnements  
23 de long terme. Étant donné que l'analyse économique  
24 est très sensible à la valeur des coûts évités de  
25 la puissance de court et de long terme, avec un

1 coût évité du marché de long terme nettement plus  
2 élevé que celui du court terme, le moment où celui-  
3 ci est requis est donc déterminant dans l'analyse.

4 Étant donné que la puissance de long terme  
5 est requise une fois que le marché de court terme  
6 est épuisé, la profondeur de celui-ci est  
7 déterminant pour évaluer le moment où les  
8 ressources du marché de long terme seront requises.

9 OC estime que la valeur de mille cent  
10 mégawatts (1100 MW) utilisée par le Distributeur  
11 est nettement inférieure à la profondeur réelle du  
12 marché. En effet, OC estime que cette valeur ne  
13 doit pas se limiter à mille cent mégawatts  
14 (1100 MW) provenant d'une seule interconnexion. Les  
15 capacités de puissance situées dans la zone  
16 d'interconnexion du Québec, non engagées, doivent  
17 également être considérées, car ces ressources sont  
18 disponibles pour répondre aux besoins de court  
19 terme.

20 De plus, avec plus de sept mille mégawatts  
21 (7000 MW) de capacité de transit aux différentes  
22 interconnexions avec le Québec, le Distributeur a  
23 également accès à d'autres marchés de puissance  
24 comme celui de l'Ontario, du Nouveau-Brunswick ou  
25 même de la Nouvelle-Angleterre.

1 C'est en considérant ces nombreuses  
2 alternatives qu'OC estime qu'une majoration  
3 conservatrice de mille deux cent cinquante  
4 mégawatts (1250 MW), dont mille mégawatts (1000 MW)  
5 en provenance des ressources du Producteur qui  
6 seront libérées à la fin des contrats de base et  
7 cyclables, ainsi qu'une contribution de deux cent  
8 cinquante mégawatts (250 MW) en provenance du  
9 marché du Nouveau-Brunswick, repousse les besoins  
10 de puissance du marché de long terme à l'hiver deux  
11 mille vingt-six, deux mille vingt-sept (2026-2027),  
12 et ce, sans contribution de la GDP Affaires.

13 Maintenant, sur la question des appuis  
14 financiers moyens et des strates. La proposition du  
15 Distributeur. Compte tenu de la structure tarifaire  
16 proposée par le Distributeur, les abonnements de  
17 plus de deux cents kilowatts (200 kW) sont exposés  
18 à différentes strates de réduction. L'appui moyen  
19 pour ceux-ci sera supérieur à l'appui de la strate  
20 supérieure. À titre d'exemple, même avec un appui  
21 de quarante-cinq dollars (45 \$) pour les plus  
22 grands effacements de mille huit cents mégawatts...  
23 kilowatts (1800 kW) et plus, l'appui effectif  
24 serait plutôt de cinquante dollars et sept sous par  
25 kilowatt (50,07 \$/kW) année.

1                   En utilisant l'hypothèse retenue par OC  
2 pour l'analyse économique, l'appui financier  
3 dégressif proposé par le Distributeur aurait un  
4 impact tarifaire de vingt-huit dollars soixante-  
5 trois millions... euh, vingt-huit millions six cent  
6 trente mille dollars (28,63 M \$). Et, je vous  
7 réfère, donc, à la pièce... à la présentation de  
8 monsieur Cormier d'hier, la planche 10.

9                   La proposition d'Option consommateurs.  
10 L'harmonisation entre les différentes options  
11 tarifaires montre que l'option tarifaire GDP  
12 Affaires est la plus généreuse, alors que les  
13 conditions tarifaires sont moins contraignantes.  
14 Selon OC, l'absence de participation des clients  
15 aux options OÉI s'explique en grande partie par les  
16 conditions plus généreuses offertes dans le  
17 programme GDP Affaires.

18                   Pour un effacement de la puissance  
19 souscrite de cinq mille kilowatts (5 000 kW), le  
20 point de bascule entre les tarifs M et L, pour  
21 cinquante (50) heures d'effacement, la rémunération  
22 pour les options OÉI est de quatre-vingt-seize  
23 mille sept cent quarante (96 740) à cent vingt-six  
24 mille trois cent quatre-vingt-onze (126 391),  
25 comparativement à deux cent vingt-cinq mille

1 (225 000) pour l'option GDP Affaires, soit un  
2 différentiel oscillant entre quatre-vingt-dix-huit  
3 millions (98 M) et cent vingt-huit millions  
4 (128 M).

5 OC note que dans le rapport annuel deux  
6 mille vingt (2020), on rapporte qu'aucun client en  
7 moyenne puissance n'a participé aux options OÉI.  
8 Toutefois, les clients au tarif L, n'ayant pas  
9 d'option alternative, ont, eux, offert des  
10 centaines de mégawatts au cours des deux derniers  
11 hivers.

12 Les vingt-six (26) clients tarif L - donc  
13 plus de cinq mille kilowatts (5 000 kW) -  
14 participants à l'offre de huit cent soixante-dix-  
15 sept (877 MW) à l'hiver deux mille dix-neuf, deux  
16 mille vingt (2019-2020) ont reçu un appui financier  
17 moyen de treize dollars et dix-sept sous par  
18 kilowatt (13,17 \$/kW).

19 L'appui moyen pour les vingt et un (21)  
20 clients participants à l'offre de sept cent  
21 soixante mégawatts (760 MW) pour l'hiver deux mille  
22 vingt, deux mille vingt et un (2020-2021), a été de  
23 treize dollars quarante-cinq sous par kilowatt  
24 (13,45 \$/kw), soit un niveau de rémunération  
25 effectif significativement inférieur au cinquante

1 dollars du kilowatt (50 \$/kW) proposé par Hydro-  
2 Québec, pour les plus grands effacements.

3 Paragraphe 49. OC propose un appui  
4 financier dégressif qui respecte le désir de la  
5 Régie d'avoir une meilleure harmonisation avec les  
6 autres options tarifaires offertes par le  
7 Distributeur.

8 Donc, la proposition d'OC, elle est résumée  
9 au paragraphe 50. Ça provient de la présentation  
10 d'hier, la planche 13. La rémunération de cinquante  
11 dollars par kilowatt (50 \$/kW) est à un niveau qui  
12 se rapproche des offres tarifaires pour ce type de  
13 clients.

14 Si la Régie désire augmenter l'attrait de  
15 cette option pour les plus petits clients, une  
16 majoration de l'appui financier de la strate de  
17 quinze (15) à deux cents (200 kW) pourrait s'avérer  
18 nécessaire. Cela dit, une telle majoration  
19 résultera nécessairement en hausse tarifaire.

20 OC se questionne à savoir si le programme  
21 GDP Affaires est le bon véhicule pour optimiser  
22 l'apport en ressources GDP pour les petits  
23 abonnements. Comme mentionné à la page 15 du  
24 mémoire d'OC, OC est d'avis que ces petits  
25 abonnements pourraient optimiser leur apport

1 en ressources GDP par le truchement des  
2 agrégateurs, comme cela s'est produit lors des  
3 derniers hivers.

4 Il serait en effet pertinent pour le  
5 Distributeur mettre en place un mécanisme  
6 d'acquisition des ressources en puissance  
7 permettant aux agrégateurs d'y participer et  
8 ainsi, indirectement, favoriser la  
9 participation des plus petits abonnements.

10 Concernant la rémunération pour les plus  
11 grands effacements, OC propose un taux effectif de  
12 vingt-neuf dollars (29 \$). Cette valeur est  
13 supérieure aux options OÉI qui sont entre vingt  
14 (20) et vingt-cinq et vingt-huit (25,28\$) pour  
15 cinquante heures (50 h) de coupures.

16 La valeur proposée par OC est par ailleurs  
17 du même ordre que l'appui financier moyen offert  
18 par le programme « Génératrices d'urgence »  
19 d'Hydro-Sherbrooke en vigueur depuis deux mille  
20 sept (2007) qui a été de trente et un dollars du  
21 kilowattheure (31 \$/kW) en moyenne sur la période  
22 deux mille quinze-deux mille dix-neuf (2015-2019).

23 En effet, comme mentionné aux pages 18 à 22  
24 de la présentation d'Option, ce programme est un  
25 comparatif utile auquel la Régie peut se référer

1 pour établir l'appui financier pour les plus grands  
2 abonnements.

3           Finalement, en utilisant les données de  
4 l'hiver deux mille dix-neuf deux mille vint  
5 (2019-2020), l'appui dégressif proposé par OC  
6 équivaut à un appui financier moyen de quarante-  
7 deux dollars trente et un par kilowatt année  
8 (42,31 \$/kW/a), ce qui correspond à une VAN de  
9 quarante millions (40 M\$), selon les hypothèses  
10 retenues par OC.

11           Un appui financier trop élevé correspond à  
12 une prime d'assurance injustifiée dans le contexte  
13 actuel. En effet, tel que mentionné par monsieur  
14 Cormier lors des audiences, l'audience d'hier, il  
15 n'y a pas de risque d'approvisionnement qui  
16 justifierait une prime importante.

17           Et on a mis le passage pertinent dans notre  
18 plan d'argumentation qui provient des notes  
19 sténographiques.

20           Alors, la dernière section, c'est certaines  
21 autres considérations. La première de ces  
22 considérations, c'est le montant d'appui financier  
23 minimal.

24           Suite à une analyse supplémentaire du  
25 mécanisme de rémunération de l'Option GDP, OC

1 constate effectivement que, contrairement à la  
2 rémunération minimale des deux options de l'OÉI, la  
3 détermination du MAFM est basée sur une valeur  
4 indépendante des efforts mis en œuvre pour  
5 s'effacer, puissance maximale enregistrée par  
6 opposition à la puissance disponible pour  
7 effacement.

8 Selon la compréhension d'OC, le niveau  
9 d'effacement des participants serait  
10 systématiquement inférieur à la puissance maximale  
11 enregistrée par le ou les compteurs des  
12 participants. Si la Régie juge nécessaire de  
13 maintenir un appui financier minimum pour l'Option  
14 GDP, OC réitère que celui-ci doit être inférieur  
15 aux crédits fixes offerts dans les 2 options de  
16 l'OÉI pour les premières tranches de dépassement.

17 Concernant le profil de consommation : OC  
18 est consciente que les participants au programme  
19 GDP Affaires ayant des consommations atypiques,  
20 comprenant principalement des stations de ski ne  
21 représente qu'une petite portion de l'offre, trois  
22 point sept (3,7 %) à l'hiver deux mille dix-neuf-  
23 deux mille vingt (2019-2020).

24 Toutefois, à la page 9 du document déposé  
25 par l'ASSQ on a appris qu'à toutes fins pratiques,

1 de la mi-novembre, que la fabrication de neige a  
2 lieu principalement de la mi-novembre jusqu'à la  
3 fin décembre ou début janvier.

4 Cet extrait démontre que la contribution de  
5 ces clients se ferait avant la période où la pointe  
6 se produit généralement au Québec.

7 Dans le tableau produit à la page 17 de la  
8 présentation d'Option Consommateurs, on peut noter  
9 qu'en mode prévisionnel, la pointe du réseau du  
10 Québec prévue au NPCC, produit à l'automne qui  
11 précède l'hiver en question, a lieu pendant la  
12 période habituelle d'enneigement.

13 Donc, en mode planification des ressources  
14 en puissance, il serait étonnant que le  
15 Distributeur compte sur des ressources en puissance  
16 provenant de ces clients. De plus, on note, sur la  
17 période deux mille onze, deux mille vingt et un  
18 (2011-2021) qu'uniquement deux pointes sur dix (10)  
19 se sont produites en décembre.

20 OC invite donc la Régie à considérer le  
21 faible, voire nul, niveau de coïncidence entre  
22 l'offre du GDP provenant des stations de ski et la  
23 pointe du réseau quand les ressources en puissance  
24 sont requises, lorsqu'elle évaluera des  
25 aménagements propres à ces clients. Si vous me

1           donnez juste un petit instant.

2                       Oui, effectivement. Au paragraphe 46, ça  
3           m'avait également surpris, tantôt j'ai fait une  
4           petite erreur, là, dans le plan d'argumentation, on  
5           a référé, à la fin du paragraphe 46, des valeurs  
6           oscillant entre quatre-vingt-dix-huit millions  
7           (98 M\$) et cent vingt-huit millions (128 M\$), c'est  
8           plutôt c'est plutôt quatre-vingt-dix-huit mille  
9           (98 000 \$) et cent trente-huit mille (138 000 \$).  
10          Excusez-moi.

11                      J'en suis maintenant aux conclusions. Donc,  
12          voici les recommandations d'Option dans la présente  
13          cause. Premièrement : que la Régie se fonde sur  
14          des résultats du premier audit de Technosim pour la  
15          détermination de la structure et des prix associés  
16          à l'option, et ce, pour les prochaines années.

17                      Deuxièmement, la Régie devrait utiliser  
18          l'appui dégressif décrit dans la présentation  
19          d'Option consommateurs à la page 13.

20                      Troisième recommandation, que la Régie  
21          rejette le calcul du MAFM proposé à la pièce  
22          B-0090.

23                      Quatrièmement, la Régie devrait limiter  
24          l'analyse économique nécessaire à l'évaluation de  
25          la rentabilité de l'option GDP Affaires à la VAN

1 dix (10) ans.

2 La Régie devrait utiliser la valeur de dix  
3 dollars (10 \$) le kilowattheure par hiver... pour  
4 la puissance de court terme dans l'analyse  
5 économique.

6 La Régie devrait déplacer le commencement des  
7 approvisionnements en puissance de long terme à  
8 vingt vingt-six (2026) dans l'analyse économique.

9 Et finalement, on recommande que la Régie  
10 réduit l'appui financier moyen à quarante-deux  
11 dollars (42 \$) du kilowatt année, et ce, en  
12 conformité avec la proposition des strates  
13 d'effacement proposée dans la présentation d'Option  
14 C-OC-0022, page 13.

15 Je vous remercie beaucoup. On ne vous  
16 entend pas, Madame la Présidente.

17 LA PRÉSIDENTE :

18 Non, je vérifiais auprès de mes collègues s'ils  
19 avaient des questions.

20 Me ÉRIC McDEVITT DAVID :

21 O.K.

22 LA PRÉSIDENTE :

23 Alors, la formation n'aura pas de question. Je vous  
24 remercie beaucoup maître David.

25

1 Me ÉRIC McDEVITT DAVID :

2 D'accord. Merci.

3

4 DISCUSSION

5

6 LA PRÉSIDENTE :

7 Merci. Avant que l'on quitte pour la pause lunch,  
8 je vais prendre mon calendrier, juste une seconde.

9 Nous avons reçu une correspondance de la part du  
10 procureur de l'AHQ-ARQ qui était prévu passer  
11 demain, mais qui pourrait passer aujourd'hui en fin  
12 de journée, mais après quatorze heures trente  
13 (14 h 30). Alors, il nous reste trois participants  
14 aujourd'hui pour les argumentations, le RNCREQ,  
15 ROEÉ et SÉ.

16 Peut-être pour nous, y glisser AHQ-ARQ,  
17 mais par mesure de prudence, est-ce qu'il y a un  
18 des trois intervenants concernés qui... que ça ne  
19 dérangerait pas de passer demain à la place, si  
20 jamais on devait par finir trop tard pour le... de  
21 façon à laisser la place à l'AHQ-ARQ?

22 Me DOMINIQUE NEUMAN :

23 Oui. Bonjour, Madame la Présidente, excusez-moi, je  
24 n'ai pas eu le temps d'aller chercher mon veston.  
25 Je n'avais pas prévu parler à ce moment-ci. Oui.

1       Alors, écoutez, quant à nous, bien ça conviendrait  
2       les deux jours. Mais, simplement que monsieur  
3       Laflamme et surtout monsieur Royer ne pourraient  
4       pas être présents. Ils n'ont pas à parler, mais ils  
5       ne pourraient pas être présents à écouter la  
6       réunion si ça avait lieu aujourd'hui.

7                Donc, c'est... ils pourraient l'être si ça  
8       passait demain. Puis on s'était même dit que ce  
9       serait le cas, mais...

10       LA PRÉSIDENTE :

11       Alors, ce que...

12       Me DOMINIQUE NEUMAN :

13       Ah! Non, je vois que monsieur Laflamme est ici,  
14       mais monsieur Royer ne peut définitivement pas être  
15       présent.

16       LA PRÉSIDENTE :

17       Je comprends que vous vous proposez pour...

18       Me DOMINIQUE NEUMAN :

19       Oui.

20       LA PRÉSIDENTE :

21       ... prendre la place de l'AHQ-ARQ demain matin.

22       Me DOMINIQUE NEUMAN :

23       Oui, oui. Ça ne me dérangerait pas.

24       LA PRÉSIDENTE :

25       Parfait. Alors, on va procéder comme ça, on

1 pourra... À ce moment-là, demain, vous passerez  
2 demain en début de journée.

3 Me DOMINIQUE NEUMAN :

4 Oui.

5 LA PRÉSIDENTE :

6 Et puis AHQ-ARQ pourra passer en fin de journée  
7 aujourd'hui. Alors, je vous remercie beaucoup,  
8 Maître Neuman, de votre collaboration.

9 Me DOMINIQUE NEUMAN :

10 D'accord. Je vous remercie bien. Merci.

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Merci. Alors, là-dessus, il est midi et dix  
13 (12 h 10), on va prendre une pause lunch jusqu'à  
14 treize heures dix (13 h 10) et on se revoit à  
15 treize heures dix (13 h 10) avec le RNCREQ. Je vous  
16 remercie beaucoup.

17 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

18

19 REPRISE DE L'AUDIENCE

20 LA PRÉSIDENTE :

21 Bonjour, Maître Turmel.

22 Me ANDRÉ TURMEL :

23 Oui, bonjour. Avec votre permission, Madame la  
24 Présidente, durant l'heure du dîner, il s'est passé  
25 deux choses. Un, je me suis fait chauffer les

1 oreilles par mon analyste et j'aimerais revenir sur  
2 la question, la réponse que je vous ai donnée. Et  
3 deux, j'ai dû remettre ma cravate et mon habit,  
4 alors... Si vous me donnez deux minutes, je veux  
5 simplement, là, vous revenir sur l'argumentation.

6 LA PRÉSIDENTE :

7 Pas de problème. Allez-y.

8 PLAIDOIRIE COMPLÉMENTAIRE PAR Me ANDRÉ TURMEL :

9 Je peux le faire maintenant. Merci.

10 Alors, donc tout à l'heure, en fin  
11 d'argumentation, vous me posez la question à savoir  
12 si, la dernière année pour atteindre le deux  
13 kilowatts (2 kW), là, on ne pouvait pas la  
14 repousser. Et voici un peu les conséquences.

15 Si on déplace au prochain dossier  
16 tarifaire, ce qui n'est pas notre choix finalement,  
17 on risque fort de refaire le même débat avec les  
18 mêmes arguments que l'on fait aujourd'hui, à ce  
19 moment-là. On va répéter qu'on ne veut pas visé la  
20 clientèle de masse, que HQ a d'autres options, le  
21 bruit, double effort et que les clients ont  
22 d'autres options que le bruit, double effort, et  
23 caetera.

24 Et on voit qu'il y aura un alourdissement  
25 inutile du prochain dossier tarifaire. Et en

1 conséquence, ce petit... cette question-là va être  
2 noyée dans l'ensemble du dossier tarifaire qui sera  
3 important et l'enjeu ne sera que marginalisé.

4 Il est probable que ça ne pourra être  
5 implanté aussi avant en deux mille vingt-cinq, deux  
6 mille vingt-six (2025-2026) parce que HQD va sans  
7 doute argumenter, comme ils l'ont fait dans le  
8 passé, qu'ils n'auront pas le temps d'implanter le  
9 tout en deux mille vingt-cinq, deux mille vingt-six  
10 (2025-2026).

11 L'apport de sa clientèle à l'effacement ne  
12 pourra pas être intégré dans la prévision pour le  
13 prochain appel d'offres en puissance. La question  
14 qu'on devra se poser, c'est que seront les coûts  
15 évités en puissance au dossier tarifaire en deux  
16 mille vingt-cinq (2025).

17 HQD va peut-être argumenter que ce marché  
18 est désormais occupé par Hilo à peut-être un coût  
19 largement supérieur, on ne le sait pas.

20 Et enfin, ça retarde inutilement la  
21 possibilité pour les clients de contribuer et  
22 bénéficier de l'option. Donc, il apparaît important  
23 que la Régie fixe immédiatement le seuil de deux  
24 kilowatts (2 kW) pour deux mille vingt-quatre, deux  
25 mille vingt-cinq (2024-2025). C'est parce que si on

1 le fixe...

2 Et donc, si on le fixe maintenant, il faut  
3 constater que la proposition de la FCEI retarde  
4 déjà beaucoup l'arrivée du kilowatt, la  
5 proposition, la nouvelle mouture suite à  
6 l'engagement numéro 1, là. On considère qu'il  
7 s'agit d'un important compromis que la FCEI suggère  
8 par rapport à sa position initiale et le tout  
9 apparaît raisonnable.

10 HQD, dans cette dernière mouture-là de la  
11 proposition va avoir trois ans pour constater la  
12 réponse des clients avec un effacement de quinze à  
13 vingt kilowatts (15-20 kW) et deux ans de dix à  
14 quinze kilowatts (10-15 kW). Bien sûr, HQD devra  
15 planifier en fonction de cette cible de deux  
16 kilowatts (2 kW), ce qu'il ne fera pas si on  
17 repousse au dossier tarifaire deux mille vingt-cinq  
18 (2025) et disposera de plus de temps qu'il n'en  
19 faut pour ce faire.

20 Si ultimement la Régie souhaite laisser  
21 plus flexibilité au Distributeur, la FCEI  
22 recommande de maintenir l'article 4.77 selon la  
23 formule suivante, et je cite :

24 Sous réserve de l'approbation de la  
25 Régie de l'énergie, Hydro-Québec peut

1                                   refuser une demande d'adhésion à  
2                                   l'option de gestion de la demande en  
3                                   puissance  
4 fin de citation.

5                                   Évidemment, HQ devra... devra demander  
6 l'approbation à la Régie pour ce faire. Ainsi, et  
7 je termine là-dessus. Si, par exemple, la réponse  
8 de la clientèle lors des trois premières années  
9 n'avait pas justifiée le développement d'outils  
10 pour la clientèle de masse et que le Distributeur  
11 anticipait que la réponse de la clientèle entre  
12 deux kilowatts (2 kW) et dix kilowatts (10 kW) soit  
13 trop faible pour justifier les coûts de  
14 développement d'outils informatiques pour la  
15 clientèle de masse, il pourrait s'adresser à la  
16 Régie pour obtenir une telle approbation. Il  
17 devrait quand même alors faire preuve, faire la  
18 démonstration de sa prétention.

19                                   Ultimement, si malgré les arguments et les  
20 suggestions de la FCEI, la Régie juge toujours que  
21 vingt-quatre vingt-cinq (24-25)... les années deux  
22 mille vingt-quatre (2024) et deux mille vingt-cinq  
23 (2025) sont trop rapprochées du prochain dossier  
24 tarifaire, la FCEI favoriserait l'application du  
25 seuil de deux kilowatts (2 kW) dès deux mille

1 vingt-trois, vingt-quatre (2023-2024), voire deux  
2 mille vingt-deux, vingt-trois (2022-2023) plutôt  
3 que le reporter au dossier tarifaire de deux mille  
4 vingt-cinq (2025).

5 Évidemment, la position de la FCEI pour  
6 l'implantation du deux kilowatts (2 kW) est déjà  
7 très souple et ne souhaite pas l'assouplir  
8 davantage. Alors, dans un sens, comment dire,  
9 d'approche raisonnable, à votre réponse, à votre  
10 question, c'était trop loin, donc on revient avec  
11 ce qui vous a été proposé.

12 Je vous remercie de votre écoute.

13 LA PRÉSIDENTE :

14 Merci beaucoup. Alors, bonjour. Nous sommes...

15 Maître Ouellette. Ça va bien?

16 Me JOCELYN OUELLETTE :

17 Ça va bien. Oui. Bonjour.

18 LA PRÉSIDENTE :

19 Alors, je vais vous laisser faire votre  
20 argumentation.

21 PLAIDOIRIE PAR Me JOCELYN OUELLETTE :

22 Merci. Alors, Madame la Greffière, peut-être qu'on  
23 peut sortir le plan d'argumentation du RNCREQ et  
24 l'afficher. Alors, Jocelyn Ouellette pour le  
25 RNCREQ. Alors, bonjour au banc. Bonjour à mes

1 collègues. Je vais vous présenter l'argumentation  
2 du RNCREQ. On peut tout de suite aller à la page 2;  
3 il n'y a pas beaucoup de texte en page 2. J'aime  
4 bien commencer par des citations. Alors « au choc  
5 des idées jaillit la lumière », citation de Nicolas  
6 Boileau. Je pense que c'est approprié parce que, à  
7 l'instar de mes collègues, je vous avouerai que ce  
8 n'est pas un dossier simple. Il y a aussi une  
9 diversité de propositions qui vous sont faites, de  
10 recommandations, de positions par les différents  
11 intervenants et différentes parties. Je suis même  
12 conscient que les recommandations du RNCREQ sont  
13 audacieuses. Alors, je ne peux qu'espérer que le  
14 choc des idées fera jaillir la lumière.

15 Alors on peut passer à la page 3 et  
16 regarder quelles sont ces recommandations du  
17 RNCREQ. Alors, on recommande que le montant d'appui  
18 financier soit réduit de façon importante, à savoir  
19 sous les cinquante dollars du kilowatt (50 \$/kW) et  
20 idéalement à environ trente dollars du kilowatt  
21 (30 \$/kW). On recommande aussi qu'une phase 3 soit  
22 créée dans le présent dossier afin de pouvoir  
23 réajuster le montant d'appui financier qui sera  
24 fixé à la lumière des résultats à venir de l'Option  
25 et de l'évolution du bilan de puissance.

1 Mais pour commencer, je crois qu'il serait  
2 approprié de regarder quelle est la proposition du  
3 Distributeur. Le Distributeur suggère un prix moyen  
4 pour l'appui financier à soixante dollars du  
5 kilowatt (60 \$/kW). Et, avec égards pour l'opinion  
6 contraire, le RNCREQ vous soumet que l'approche  
7 développée par le Distributeur est erronée.

8 Tout d'abord, pour déterminer le prix de  
9 soixante dollars du kilowatt (60 \$/kW), le  
10 Distributeur fait le calcul qu'on voit à l'écran.  
11 Donc, on prend le soixante-dix dollars du kilowatt  
12 (70 \$/kW), qui de l'aveu même du Distributeur est  
13 le prix éprouvé en vertu de l'ancien programme, on  
14 y soustrait un montant de dix dollars du kilowatt  
15 (10 \$/kW), qui en fait est une estimation des coûts  
16 d'implantation qui découle du montant d'appui  
17 financier minimal, et on arrive avec le soixante  
18 dollars du kilowatt (60 \$/kW), qui est la  
19 suggestion, la proposition du Distributeur.

20 Donc si on peut descendre un peu la page.  
21 C'est écrit que le calcul est problématique à deux  
22 niveaux. En fait c'est trois. Tout d'abord, le  
23 montant de dix dollars du kilowatt (10 \$/kW) qui  
24 est soustrait sous-estime les coûts d'implantation.  
25 Mais surtout le prix éprouvé de soixante-dix

1 dollars (70 \$) ne s'appuyait pas à l'origine sur  
2 une analyse des coûts réels des clients. Et enfin,  
3 nous avons maintenant les coûts récurrents réels  
4 des clients suite à l'audit de Technosim.

5           Donc on peut passer à la page suivante. On  
6 va reprendre chacun de ces points-là. Je vais  
7 passer rapidement sur les coûts d'implantation.  
8 Simplement pour dire que l'audit initial de  
9 Technosim avait indiqué un coût moyen, un coût  
10 moyen d'implantation à dix-neuf et trente-trois  
11 dollars du kilowatt (19,33 \$/kW). Lors de  
12 l'audience, monsieur Parent a nuancé le coût en  
13 indiquant que la moyenne pondérée se situait à onze  
14 dollars et vingt-six (11,26 \$).

15           Et il y a d'autres intervenants qui ont  
16 retenu des coûts d'implantation différents à partir  
17 des mêmes données, dont entre autres le GRAME qui  
18 indiquait une moyenne pondérée qui pouvait aller de  
19 treize et cinquante (13,50 \$/kW) à vingt dollars  
20 trente le kilowatt (20,30 \$/kW) et une moyenne  
21 arithmétique à trente-deux dollars (32 \$).

22           Bon. C'est sûr qu'à la face même, on  
23 pourrait, on serait tenté de conclure que tous ces  
24 chiffres-là sont au-dessus du dix dollars du  
25 kilowatt (10 \$/kW). Mais étant donné la décision de

1 la Régie à l'effet que l'Option tarifaire devrait  
2 être basée sur les coûts récurrents, sans tenir  
3 compte des coûts d'implantation, on vous soumet que  
4 la détermination de ces coûts-là n'a ultimement que  
5 peu d'utilité dans le cadre des présentes.

6 Et si on passe au point ii. Simplement pour  
7 rappeler que le prix de soixante-dix dollars du  
8 kilowatt (60 \$/kW) ne s'appuyait pas sur des coûts  
9 réels. Ça avait été admis en Phase 1 où le  
10 Distributeur avait indiqué que c'était important de  
11 retenir que, dans le cadre du Programme, le niveau  
12 d'appui financier n'était pas le fruit d'une  
13 analyse fine des coûts réels pour les clients.

14 On a maintenant les coûts réels. Alors,  
15 l'approche, plutôt que de prendre un coût qui, à  
16 l'origine, n'était pas le fruit d'une analyse fine  
17 et de déduire un coût qui lui-même est une  
18 approximation pour arriver à une proposition, on  
19 suggère que la méthode devrait être l'inverse. Par  
20 contre, et des coûts réels que l'audit de Technosim  
21 a fournis pour déterminer quels sont les coûts  
22 récurrents des clients.

23 Et comme le souligne le rapport d'analyse  
24 du RNCREQ et de même que monsieur Raphals lors de  
25 sa présentation, ces coûts varient entre zéro et

1       seize dollars (16 \$) et leur moyenne se situe entre  
2       quatre (4 \$) et onze dollars (11 \$). Ce qui fait en  
3       sorte que le montant qui est suggéré par le  
4       Distributeur, le soixante dollars du kilowatt (60  
5       \$/kW), dépasse par six (6) à quinze (15) fois la  
6       moyenne des coûts récurrents et quatre (4) à six  
7       (6) fois les valeurs maximales.

8               Bon. Bien entendu, le montant doit inclure  
9       une compensation pour les inconvénients, en plus  
10       des coûts récurrents. C'est tout à fait  
11       compréhensible. Mais les... ce qu'on peut douter  
12       c'est : est-ce que les inconvénients devraient être  
13       de quatre (4), six (6), dix (10) ou quinze (15)  
14       fois supérieurs aux coûts récurrents? Puis il faut  
15       garder en tête que certains des clients, donc ceux  
16       qui utilisent la gestion de la chaîne de production  
17       ont des coûts récurrents nuls.

18               Donc, tout peut porter à croire que même  
19       avec un coût beaucoup moindre que soixante dollars  
20       du kilowatt (60 \$/kW), un nombre important de  
21       clients continueront néanmoins de participer à  
22       l'Option GDP Affaires, notamment ceux avec des  
23       effacements les plus importants et ceux dont les  
24       coûts récurrents étaient nuls ou peu élevés. Donc,  
25       comme je viens de le mentionner.

1 J'en profite aussi pour glisser un mot  
2 parce que dans sa plaidoirie ce matin maître Turmel  
3 a adressé un point en disant que s'il y avait une  
4 diminution du montant d'appui financier, là ce  
5 serait un frein à la participation de nouveaux  
6 clients. Moi, ma compréhension est qu'il ne  
7 faudrait pas se surprendre de ce phénomène-là parce  
8 que si on retire les coûts d'implantation du  
9 montant d'appui qui était offert sur l'ancien  
10 Programme, il ne faudrait pas se surprendre que ce  
11 soit un obstacle aux nouveaux participants à  
12 adhérer à l'Option à l'avenir, parce qu'on aurait  
13 enlevé un montant de compensation pour les clients,  
14 les futurs clients qui n'auraient pas des  
15 équipements déjà. Mais je ne veux pas m'attarder  
16 plus longtemps sur le Programme, donc je reviens  
17 au... à notre montant d'appui financier.

18 Donc, tant que le montant d'appui financier  
19 dépasse les coûts récurrents et les inconvénients  
20 des clients, bien ceux-ci devraient continuer à y  
21 voir un intérêt, même si la compensation n'est pas  
22 de quatre (4) fois ou quinze (15) fois leurs coûts  
23 récurrents.

24 Et avec les informations dont nous  
25 disposons, c'est par contre pas possible de

1 déterminer le « prix de réserve » de chaque client,  
2 donc c'est-à-dire le prix à partir duquel ils  
3 cessent de participer à l'Option. Pour le savoir,  
4 il faudrait voir comment réagissent les clients  
5 suite à une réduction du montant d'appui financier.  
6 C'est même exactement ce qu'indiquait le  
7 Distributeur en Phase 1 et j'ai reproduit la  
8 référence ici :

9 [...] le Distributeur est en mesure  
10 d'affirmer qu'une réduction de l'appui  
11 financier se traduirait inévitablement  
12 par une baisse de la participation.

13 Je crois que le mot « inévitablement » ici peut...  
14 pourrait être mis en perspective. Je ne suis pas  
15 sûr qu'il y ait une relation directe entre la  
16 réduction du montant et la baisse de la  
17 participation. Il pourrait y avoir une baisse du  
18 montant et avoir la même participation ou même  
19 possiblement avoir une augmentation.

20 Cela dit, le... je continue la citation :

21 Le Distributeur n'est pas en mesure de  
22 quantifier quelle serait cette baisse.  
23 La seule façon d'y parvenir serait de  
24 réduire l'appui financier et de  
25 constater la réaction du marché.

1 Évidemment, une telle approche est  
2 inapplicable.

3 Alors c'est ici que je vais dire, avec beaucoup  
4 d'égards pour l'opinion contraire, que nous  
5 c'est... ce qu'on recommande d'adopter comme  
6 approche et on suggère, là, que c'est maintenant le  
7 moment idéal de le faire. Pourquoi? Bien c'est avec  
8 les... les données qui apparaissent à l'analyse  
9 économique, donc la première raison serait que  
10 l'Option GDP Affaires est déficitaire à court et à  
11 moyen terme et aussi parce que les besoins en  
12 puissance à long terme ne sont pas nécessaires  
13 avant deux mille vingt-six-deux mille vingt-sept  
14 (2026-2027).

15 On peut passer à la page suivante. Donc,  
16 quand je disais que l'Option GDP Affaires est  
17 déficitaire à court et à moyen terme. Dans la  
18 présentation de l'analyste externe du RNCREQ, donc  
19 au Tableau 7 à la page 4, on peut voir que les  
20 coûts liés à l'Option GDP Affaires dépassent les  
21 coûts évités de fourniture à chaque année, jusqu'à  
22 ce que les coûts évités de long terme... tant que  
23 les coûts évités de long terme n'y sont pas inclus.

24 Pour ce qui est de l'inclusion des données  
25 deux mille vingt-vingt et un (2020-2021), on croit

1 que ça devrait être inclus parce, par définition,  
2 la décision qui avait fixé un tarif définitif peut  
3 avoir une portée rétroactive. Et je reprends ici un  
4 passage de la décision *Énergir*, dont la référence  
5 apparaît à l'écran et qui disait que :

6 [24] La Régie comprend qu'Énergir  
7 souhaite offrir une certaine stabilité  
8 dans les tarifs qu'elle offre à sa  
9 clientèle mais, par définition, une  
10 ordonnance tarifaire provisoire peut  
11 être révisée, avec portée rétroactive,  
12 dans le cadre d'une décision  
13 subséquente portant sur le tarif final  
14 et disposant de la preuve au mérite.

15 Donc, j'indique ensuite « référence omise », là,  
16 mais la référence est l'arrêt de la Cour suprême  
17 qui suit, donc dans *Bell Canada c. CRTC* où, je  
18 passe tout de suite, là, au passage sur... en  
19 caractères gras :

20 [...] Il relève de la nature même des  
21 ordonnances provisoires que leur effet  
22 ainsi que toute divergence entre une  
23 ordonnance provisoire et une  
24 ordonnance définitive peuvent être  
25 révisés et corrigés dans l'ordonnance

1                                   définitive [...]

2           Donc, conséquemment, on soumet que la Régie a le  
3           pouvoir de modifier rétroactivement le tarif  
4           provisoire qui était en vigueur durant l'hiver deux  
5           mille vingt, deux mille vingt et un (2020-2021).

6                           Maintenant, la question de savoir est-ce  
7           qu'elle devrait le faire, je vous soumets que... On  
8           n'en fait certainement pas une recommandation et  
9           j'y verrais un grave problème personnellement, de  
10          demander à des clients de rembourser un montant  
11          d'appui financier qu'ils auraient reçu par le  
12          passé, alors que c'était même la proposition  
13          d'Hydro-Québec, que le montant soit fixé à  
14          soixante-dix dollars du kilowatt (70 \$/kW).

15                          Maintenant, la question de la rétroactivité  
16          demeure quand même pertinente, ne serait-ce que  
17          parce que pour tout ce qui concerne l'appréciation  
18          du montant, on doit se replacer au moment où on  
19          était, à l'époque. Donc, c'est comme ça qu'on vous  
20          soumet que les résultats de l'année deux mille  
21          vingt, deux mille vingt et un (2020-2021) doivent  
22          être inclus dans l'analyse économique. Parce que si  
23          ça avait été possible de déterminer... de faire  
24          l'exercice qu'on fait aujourd'hui, de le faire à  
25          l'époque, bien, il aurait été fait. En incluant ces

1 données-là pour l'année deux mille vingt, deux  
2 mille vingt et un (2020-2021).

3           Donc, bref, selon l'analyse économique du  
4 tableau 7 à la page 4 de la présentation de  
5 l'analyste du RNCREQ, on note une perte de quatorze  
6 millions (14 M) et dix-huit millions (18 M) pour  
7 les deux prochaines années. Et cette perte continue  
8 d'être un peu plus de vingt millions de dollars  
9 (20 M), jusqu'à ce que l'option GDP Affaires  
10 permette d'éviter des coûts de fourniture à long  
11 terme.

12           On souligne tout de suite que l'analyse  
13 économique révèle que l'option GDP Affaires n'a pas  
14 rencontré le test de la neutralité tarifaire pour  
15 deux mille vingt, deux mille vingt et un (2020-  
16 2021) et qu'elle ne le rencontrera pas pour deux  
17 mille vingt et un, deux mille vingt-deux (2021-  
18 2022). C'est d'ailleurs un élément fondamental pour  
19 les recommandations du RNCREQ, mais avant d'aborder  
20 la question de la neutralité tarifaire, observons  
21 les besoins de puissance à long terme, puisque  
22 ceux-ci, aussi, influencent la neutralité...  
23 influenceront la neutralité tarifaire.

24           Donc, relativement aux besoins de puissance  
25 à long terme, il y a la question de la date

1 d'inclusion des coûts évités à long terme. Le  
2 Distributeur soumet que les coûts évités de long  
3 terme devraient être inclus dans l'analyse  
4 économique à partir de deux mille vingt-trois, deux  
5 mille vingt-quatre (2023-2024).

6 Dans la présente phase... en fait... dans  
7 la présente phase, lors des contre-interrogatoires,  
8 il a même réitéré sa position, à l'effet que  
9 c'était sa compréhension de la décision D-2019-164  
10 de la Régie. Par contre, on vous soumet que la  
11 décision avait pourtant mis fin au débat et que la  
12 compréhension du Distributeur, qu'il tente de  
13 réitérer ici, est erronée. Parce que, la façon dont  
14 les coûts évités à long terme devaient être inclus  
15 dans l'analyse économique a été réglée dans 2019-  
16 164.

17 Bon, à l'époque, on peut... Donc, à  
18 l'époque, le Distributeur avait présenté son bilan  
19 de référence, qui est à B-0054, à la page 4. On y  
20 voyait que les besoins de puissance à long terme ne  
21 dépassaient les mille cent mégawatts (1100 MW) qu'à  
22 partir de deux mille vingt-trois, deux mille vingt-  
23 quatre (2023-2024). Au paragraphe 219 de sa  
24 décision, la Régie avait décidé que les coûts  
25 évités de fourniture à long terme ne devaient pas

1 être pris en... ne devaient être pris en  
2 considération qu'à partir de ce moment.

3 On soumet donc respectueusement que le même  
4 exercice devrait s'appliquer ici et que les coûts  
5 évités de long terme ne doivent pas faire partie de  
6 l'analyse économique avant deux mille vingt-six,  
7 deux mille vingt-sept (2026-2027).

8 Bref, nous savions déjà que l'option GDP  
9 Affaires ne rencontrait pas le test de la  
10 neutralité tarifaire pour les deux prochains  
11 hivers, mais en réalité, si les prévisions  
12 s'avèrent exactes, ce qui est rarement le cas, ce  
13 sera le cas aussi jusqu'en deux mille vingt-cinq,  
14 deux mille vingt-six (2025-2026). Et c'est  
15 seulement à partir de deux mille vingt-six, deux  
16 mille vingt-sept (2026-2027) qu'elle sera  
17 rencontrée sur une base annuelle.

18 Bon, la valeur actualisée nette - VAN -  
19 permet d'apprécier la neutralité tarifaire sur  
20 plusieurs années. En utilisant les mêmes hypothèses  
21 d'actualisation que le Distributeur, l'analyste  
22 externe du RNCREQ a démontré que la proposition de  
23 celui-ci mènerait à une pression à la hausse sur  
24 les tarifs de l'ordre de quarante-huit millions de  
25 dollars (48 M\$). C'est à la page 4 du document de

1           présentation. Ce n'est pas beaucoup mieux que la  
2           présentation du Distributeur, en phase 1, qui  
3           indiquait une pression tarifaire à la hausse de  
4           cinquante-quatre point trois millions de dollars  
5           (54.3 M\$). Dans les deux cas, le test de la  
6           neutralité tarifaire n'est pas rencontré.

7           Je glisse ici un mot sur la valeur actuelle  
8           nette à... sur un horizon de vingt (20) ans.  
9           L'analyste adresse ce point-là dans son rapport, à  
10          la page 23. Et, plutôt ce matin, le plan  
11          d'argumentation de maître Turmel, là, reprenait un  
12          passage, au paragraphe 58 de son plan, reprenait un  
13          passage de la décision D-2017-119. Je vous sou mets,  
14          là, après avoir survolé cette décision-là, que les  
15          deux doivent être distingués, ne serait-ce que  
16          parce que, dans la décision D-2017-119, il était  
17          question d'installer des équipements, donc on  
18          allait avoir des clients qui allaient être... qui  
19          allaient participer, là, dans le programme, à plus  
20          long terme, alors que ce n'est pas nécessairement  
21          le cas ici.

22          Rien n'indique que les clients qu'on va  
23          avoir dans les prochaines années seront toujours  
24          là, là, dans dix (10), quinze (15) ou vingt (20)  
25          ans plus tard. Par contre, il y a quand même dans

1 la décision D-2017-119, il y a tout de même le  
2 paragraphe 39 qui est intéressant. Ce n'est pas, en  
3 fait, le paragraphe 39 de la décision sur le fond,  
4 donc, celle du trois (3) novembre deux mille dix-  
5 sept (2017), je n'ai pas reproduit mais je l'ai à  
6 l'écran, mais je peux le lire, là. Donc, au  
7 paragraphe 39 :

8 En effet, lorsque les coûts d'un  
9 programme commercial sont supérieurs  
10 aux revenus qu'ils génèrent, ce  
11 déficit se répercute par une hausse  
12 des tarifs d'électricité supportée par  
13 l'ensemble des consommateurs, sans que  
14 ceux-ci bénéficient d'un avantage en  
15 retour.

16 La Régie avait rajouté le programme, là, dans cette  
17 décision-là, notamment en raison de ce point-là.

18 Puis je ne veux pas en dire davantage, là,  
19 c'est une décision que vous connaissez sans doute  
20 très bien, assurément mieux que moi, mais je crois  
21 que ce qui est indiqué au paragraphe 39, s'applique  
22 tout aussi bien, là, dans la présente phase  
23 aujourd'hui.

24 Donc, je reviens à la neutralité tarifaire.  
25 Donc, dans la décision D-2019-164, ça ne laissait

1 pas de doute à l'effet que le montant d'appui  
2 financier devait être analysé dans une perspective  
3 de neutralité tarifaire. J'ai... les conclusions,  
4 là, les plus pertinentes sont ensuite reproduites.  
5 Et on a les paramètres d'examen, là, du test de la  
6 neutralité tarifaire. Je n'en ferai pas la lecture,  
7 c'est là plus pour référence et ensuite, il y a la  
8 section 5.3 auquel une des conclusions fait  
9 référence qui est reproduite aussi.

10 Je vais quand même lire un extrait, là, au  
11 paragraphe 234. Donc, elle estime que :

12 L'approche du Distributeur, qui permet  
13 d'établir la valeur maximale de  
14 l'appui financier sur la base des  
15 coûts évités en puissance de long  
16 terme ne permet pas de déterminer si  
17 l'appui financier offre uniquement la  
18 rémunération suffisante pour mener à  
19 l'effacement visé par le Programme,  
20 tout en cherchant à minimiser ses  
21 coûts, dans l'intérêt de l'ensemble de  
22 la clientèle qui le paie.

23 Autrement dit, cette approche ne  
24 permet pas de déterminer des tarifs  
25 justes et raisonnables.

1 C'est donc dans cette perspective de respecter la  
2 neutralité tarifaire et de déterminer un tarif  
3 juste et raisonnable que nous vous soumettons que  
4 la proposition du Distributeur de fixer le montant  
5 moyen de l'appui à soixante dollars du kilowatt  
6 (60 \$/kW) ne devrait pas être retenue.

7 L'analyse présentée au document  
8 C-RNCREQ-0038, qui est la version amendée de la  
9 présentation... amendée ou corrigée de la  
10 présentation d'hier, là, en page 4 est éloquente à  
11 cet égard.

12 Et pour pouvoir tendre vers la neutralité  
13 tarifaire, il faut réduire le montant d'appui  
14 financier davantage.

15 Dans le cadre de sa présentation,  
16 l'analyste externe du RNCREQ, monsieur Raphals a  
17 souligné qu'en réduisant le montant d'appui  
18 financier à cinquante dollars du kilowatt  
19 (50 \$/kW), qui est une proposition que différents  
20 autres intervenants, on vous soumet, on semblait  
21 arriver à cette neutralité tarifaire sur un horizon  
22 de 10 ans. Toutefois, ce scénario ne prenait pas en  
23 compte l'indexation automatique qui est prévue à  
24 22.0.1.1 de la Loi sur Hydro-Québec. Si l'on devait  
25 y ajouter cette indexation automatique, il faudrait

1 conclure que la neutralité tarifaire n'est pas  
2 atteinte sur un horizon de dix (10) ans, même avec  
3 un montant d'appui financier moyen de cinquante  
4 dollars du kilowatt (50 \$/kW).

5 D'où la raison pourquoi en introduction,  
6 j'avais mentionné qu'une des recommandations du  
7 RNCREQ était que le montant d'appui financier soit  
8 sous les cinquante dollars du kilowatt (50 \$/kW).

9 Maître Turmel parlait plus tôt ce matin  
10 d'équilibre, j'y arrive aussi, parce que la  
11 difficulté de la présente affaire réside dans la  
12 détermination d'un tarif qui, un, ça respecte la  
13 neutralité tarifaire telle que détaillée aux  
14 conclusions de la décision D-2019-164, tout en  
15 s'assurant que, deux, les clients aient un intérêt  
16 à participer à l'option et soient au rendez-vous,  
17 parce que le Distributeur comptera sur leur  
18 effacement pour gérer la demande de puissance.

19 À ce moment-ci, il est utile de rappeler  
20 que l'Option GDP Affaires est en transition, elle  
21 passe d'un programme à un tarif. D'autre part, le  
22 montant d'appui financier sera nécessairement  
23 réduit par rapport au soixante-dix dollars du  
24 kilowatt (70 \$/kW) versés dans le cadre de l'ancien  
25 programme et dans le cadre de l'ordonnance

1 provisoire.

2           Donc, vu cet état transitoire de l'Option  
3 et la certitude que les clients recevront moins  
4 pour les prochaines années que pour les années  
5 antérieures, nous soumettons respectueusement que  
6 toutes les parties auraient intérêt à ce que ce le  
7 montant d'appui financier puisse être révisé, le  
8 cas échéant, à la lumière des constatations et  
9 nouvelles prévisions qui pourront être faites  
10 suivant le ou les prochains hivers.

11           Pourquoi le ou les prochains hivers? Parce  
12 que justement une des recommandations est la  
13 création d'une nouvelle phase. La création de cette  
14 nouvelle phase-là on vous la soumet dans le but de  
15 concilier :

- 16           1- L'intérêt public;
  - 17           2- La protection des consommateurs; et
  - 18           3- Le traitement équitable du
- 19           Distributeur.

20           Quant à la question de savoir quand est-ce  
21 qu'elle devrait se dérouler, on vous soumet qu'elle  
22 devrait avoir lieu à tout le moins après l'hiver  
23 deux mille vingt et un deux mille vingt-deux (2021-  
24 2022), mais si elle pouvait se dérouler après  
25 l'hiver deux mille vingt-deux deux mille vingt-

1 trois (2022-2023), les informations alors  
2 disponibles ne pourraient que permettre un meilleur  
3 réajustement, si nécessaire, du montant d'appui  
4 financier en vue du prochain dossier tarifaire de  
5 deux mille vingt-cinq (2025), parce que sauf  
6 erreur, après deux hivers, on se retrouve à peu  
7 près à mi-chemin entre aujourd'hui et le dossier  
8 tarifaire.

9 Il y a aussi une question de suivi qui fait  
10 partie de nos recommandations. Donc, afin de suivre  
11 l'évolution de l'option tarifaire GDP Affaires,  
12 nous vous soumettons respectueusement qu'en vertu  
13 de l'article 75 paragraphe 5 de la Loi sur la Régie  
14 de l'énergie, la Régie devrait demander que les  
15 informations suivantes soient ajoutées au rapport  
16 annuel du Distributeur.

17 Comme premier point de suivi, le nombre de  
18 clients et le nombre de mégawatts d'effacement  
19 selon l'option tarifaire GDP Affaires, tels qu'ils  
20 sont planifiés à l'automne et par tranche de deux  
21 cents (200 MW).

22 Ensuite, le nombre de clients, le nombre de  
23 mégawatts réellement effacés, le volume d'énergie  
24 qui correspond à ces mégawatts et l'appui financier  
25 payé, selon l'option tarifaire GDP Affaires, le

1 tout par tranche de deux cents mégawatts (200 MW).  
2 Et enfin, les coûts d'exploitation du Distributeur  
3 en relation avec l'option tarifaire.

4 Tout ça évidemment c'est le genre suivi  
5 dans le but d'avoir les bonnes informations lors  
6 d'une éventuelle prochaine phase, mais même en  
7 l'absence d'une prochaine phase, on vous soumet que  
8 ce genre de suivi-là serait pertinent, un en vue du  
9 dossier tarifaire de deux mille vingt-cinq (2025),  
10 mais aussi parce que à supposer que le tarif, à  
11 supposer que nos prévisions ne s'avèrent pas  
12 exactes, les prévisions sur lesquelles on s'appuie  
13 pour déterminer le montant d'appui financier, bien  
14 au moins avec les demandes de suivi, la Régie  
15 pourrait avoir les informations plus à jour d'ici  
16 deux mille vingt-cinq (2025). Et si un scénario  
17 imprévisible devrait se refléter dans les données,  
18 bien au moins on ne l'apprendrait pas qu'en deux  
19 mille vingt-cinq (2025).

20 On peut terminer en disant mieux vaut  
21 prévenir que guérir. Ça conclut ma présentation et  
22 j'espère pour reprendre ma citation du début, au  
23 choc des idées jaillit la lumière, j'espère  
24 qu'autant l'intervention du RNCREQ que les  
25 présentes auront permis d'apporter un éclairage sur

1 les questions qui sont en jeu. Merci.

2 M. FRANÇOIS ÉMOND :

3 Alors, bonjour, Maître Ouellette. J'aurais juste  
4 une simple question en fait sur votre dernière  
5 proposition. Donc, la création d'une nouvelle phase  
6 ou les suivis en vertu de l'article 65.5 de la Loi  
7 de la Régie de l'énergie.

8 Depuis l'adoption de la Loi sur la  
9 simplification, le Distributeur ne soumet plus de  
10 rapport annuel. Donc, est-ce que vous voyez que le  
11 suivi se fasse de façon administrative ou autrement  
12 avec l'annexe 2 que la Loi sur la simplification a  
13 créé suite à son adoption? Comment vous voyez le  
14 dépôt des suivis du Distributeur du fait que 75.5  
15 ne concerne plus le Distributeur d'électricité.

16 Me JOCELYN OUELLETTE :

17 Laissez-moi reprendre le texte de 75.5.

18 M. FRANÇOIS ÉMOND :

19 C'est nouveau pour tout le monde cette loi-là?

20 Me JOCELYN OUELLETTE :

21 Oui.

22 M. FRANÇOIS ÉMOND :

23 Donc, c'est de l'ajustement.

24 Me JOCELYN OUELLETTE :

25 Bien, de mon point de vue, ce n'est pas plus

1 nouveau qu'à peu près tout en matière d'énergie...

2 En fait, sous 75.5, ma compréhension est  
3 que sous 75, le Distributeur...

4 M. FRANÇOIS ÉMOND :

5 Prenez le temps de le lire. Vous allez voir.

6 Me JOCELYN OUELLETTE :

7 Ah c'est le Transporteur d'électricité. C'est ce  
8 que vous voulez...

9 M. FRANÇOIS ÉMOND :

10 C'est ça. En fait, depuis l'adoption de la Loi sur  
11 la simplification cet article-là a été changé pour  
12 retirer l'obligation au Distributeur d'électricité.

13 Donc, c'est un peu pour ça ma question.

14 J'en suis des suivis. Par contre, comme le rapport  
15 annuel ne concerne plus le Distributeur  
16 d'électricité comme c'était le cas avant, dans  
17 l'ancien 75.5, c'est un peu ma question. Est-ce que  
18 vous voyez que ce soit un suivi administratif quand  
19 même, parce que bien qu'il n'y a plus de rapport  
20 annuel, il y a toujours des suivis administratifs  
21 qui se font ou vous le voyez autrement par l'annexe  
22 2 maintenant qui a « remplacé », puis je le mets  
23 entre guillemets « remplacé », parce que ce n'est  
24 pas totalement ce qui est écrit là dans le rapport  
25 annuel.

1 Me JOCELYN OUELLETTE :

2 Je comprends. Bien, l'idée était assurément d'avoir  
3 ces informations-là de façon annuelle. Là je  
4 comprends que votre question est par quel  
5 mécanisme, Maître Ouellette, pouvez-vous me  
6 préciser par quel mécanisme vous voulez arriver à  
7 cet objectif-là?

8 Effectivement, parce que, oui, sous 75...  
9 en vertu de l'annexe 2, il me semble, il y a une  
10 option envisageable. C'est à peu près ici que je  
11 prendrais peut-être... si je l'ai, comme dans les  
12 quiz télévisé mon « find a friend » et vous revenir  
13 peut-être le plus rapidement possible avec une  
14 réponse plus détaillée.

15 M. FRANÇOIS ÉMOND :

16 Je peux vous suggérer une réponse en fait. Des  
17 suivis administratifs, bien que 75.5 ne s'applique  
18 plus au Distributeur pour ses rapports annuels, le  
19 distributeur d'électricité soumet quand même des  
20 suivis administratifs annuels dans certains autres  
21 dossiers depuis d'autres décisions. Donc, si je  
22 vous suggérais que ce serait le même type de suivi  
23 administratif qui serait déposé sans que ce soit  
24 dans le rapport annuel, est-ce que ça répondrait à  
25 votre proposition?

1 Me JOCELYN OUELLETTE :

2 Bien, oui, c'est en fait la façon dont  
3 l'information arrive et par quel mécanisme, ce  
4 n'est pas là-dessus. L'idée est d'avoir les  
5 informations qui sont mentionnées pour avoir tout  
6 l'éclairage pertinent pour le réajustement si  
7 nécessaire du montant. Si c'est par suivi  
8 administratif et qu'on peut avoir les... et que  
9 c'est possible d'obtenir ces informations-là, alors  
10 oui.

11 M. FRANÇOIS ÉMOND :

12 C'est bon. Je ne voulais pas vous mettre en boîte  
13 non plus, Maître Ouellette.

14 Me JOCELYN OUELLETTE :

15 Je comprends.

16 M. FRANÇOIS ÉMOND :

17 Merci beaucoup pour votre réponse.

18 Me JOCELYN OUELLETTE :

19 Merci.

20 LA PRÉSIDENTE :

21 Moi, j'ai quelques questions de suivi également sur  
22 la création de la nouvelle phase, votre point d).

23 Me JOCELYN OUELLETTE :

24 Oui.

25

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Je cherche le paragraphe. C'est juste que j'essaie  
3 de concilier, parce que vous aviez indiqué que le  
4 début de l'option pourrait commencer plus tard,  
5 donc pas nécessairement dès l'hiver deux mille  
6 vingt et un, deux mille vingt-deux (2021-2022),  
7 mais pourrait commencer en vingt-deux, vingt-trois  
8 (2022-2023), ou vingt et un, vingt-deux (2021-  
9 2022). En fait, c'était dans les discussions...  
10 J'essaie juste de voir... Parce que j'essaie de  
11 voir c'était : Est-ce que vous demandiez qu'on  
12 collecte l'information, alors qu'on ne fasse plus  
13 le programme, l'option, je me demandais comment on  
14 collecterait l'information?

15 Me JOCELYN OUELLETTE :

16 Je ne suis pas sûr de vous suivre quand vous dites  
17 qu'on demandait de ne plus faire l'option.

18 LA PRÉSIDENTE :

19 Bien, ce n'est pas de ne pas faire l'option. Ou en  
20 fait, il me semblait que vous aviez indiqué, ou  
21 c'est peut-être moi qui avais mal compris, que  
22 l'option, que le programme pourrait débiter plus  
23 tard puisqu'on était déficitaire les premières  
24 années.

25

1 Me JOCELYN OUELLETTE :

2 Non, si on réduit sous les cinquante dollars du  
3 mégawatt (50 \$/MW), et idéalement à trente dollars  
4 du mégawatt (30 \$/MW), le programme, non, on  
5 continue le programme. Le programme est déficitaire  
6 quand...

7 LA PRÉSIDENTE :

8 Le programme est déficitaire, mais il l'est moins  
9 parce qu'on réduit le montant. Et est-ce que, ça,  
10 vous ne craignez pas à ce moment-là que... Parce  
11 que vous dites, la prochaine phase devrait se  
12 dérouler après l'hiver deux mille vingt et un, deux  
13 mille vingt-deux (2021-2022), même si elle pouvait  
14 se dérouler après l'hiver vingt-deux, vingt-trois  
15 (2022-2023), les informations alors disponibles ne  
16 pourraient que permettre un meilleur réajustement,  
17 si nécessaire, du montant d'appui financier en vue  
18 du prochain dossier tarifaire. Je me demandais si  
19 le fait qu'on change... En fait, je me demandais  
20 s'il y avait... comment concilier ça. Mais je  
21 comprends que... J'avais mal compris votre position  
22 de base. C'était vraiment juste de réduire les  
23 montants dès le départ et non pas de retarder le  
24 début du programme.

25

1 Me JOCELYN OUELLETTE :

2 Exact. Et peut-être, là, peut-être prendre une  
3 note. Ce serait plutôt sur la page 13 de la  
4 présentation, RNCREQ-0038, donc le tableau qui  
5 s'appelle « une approche graduelle ». Parce que la  
6 question de créer la nouvelle phase deux hivers  
7 plus loin vient s'arrimer un peu avec la  
8 proposition de réduire substantiellement donc à  
9 trente et trente-cinq (30,35 \$) dans ce scénario-  
10 là. Donc, c'est un peu... Les deux vont ensemble.  
11 Mais je vous dirais que, même s'il n'y a pas  
12 réduction substantielle du montant de l'appui  
13 financier, la création d'une phase additionnelle  
14 demeure tout aussi pertinente. Elle l'est encore  
15 plus, je dirais, avec une réduction substantielle.  
16 Mais dans tous les cas, elle demeure pertinente.

17 LA PRÉSIDENTE :

18 Parfait. Je vous remercie beaucoup, Maître  
19 Ouellette, d'avoir pris le temps d'établir votre  
20 proposition. Alors ça va être l'ensemble des  
21 questions pour la Formation. Je vous remercie  
22 beaucoup.

23 Me JOCELYN OUELLETTE :

24 Merci.

25

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Et nous allons passer à l'argumentation du ROÉÉ.

3 Alors, Maître Champigny, bonjour.

4 PLAIDOIRIE PAR Me GABRIELLE CHAMPIGNY :

5 Bonjour, Madame la Présidente. Bonjour, Madame et  
6 Monsieur les Régisseurs, Gabrielle Champigny pour  
7 le ROÉÉ. Donc, ça me fait plaisir d'être de nouveau  
8 devant vous aujourd'hui dans un dossier qui est  
9 fort complexe. Puis comme le disait maître David un  
10 peu plus tôt, là, qui est très intéressant malgré  
11 la courbe d'apprentissage plutôt abrupte qu'il  
12 nécessite.

13 Donc, je reviens d'abord sur l'importance  
14 de se rappeler du contexte qui a donné naissance à  
15 la Phase 2. Le deux (2) décembre par sa décision  
16 D-2019-164, la Régie avait décidé que :

17 GDP Affaires constituait une « offre  
18 tarifaire de nature optionnelle »  
19 devant respecter les caractéristiques  
20 inhérentes à cette catégorie  
21 réglementaire.

22 Par ailleurs, elle avait créé la présente Phase 2  
23 pour procéder à l'examen de cette nouvelle offre  
24 tarifaire optionnelle, à la lumière de la preuve  
25 déposée par Hydro-Québec en suivi de cette même

1 décision.

2 Puis ensuite on a eu la décision  
3 procédurale de la Régie sur la Phase 2, qui est la  
4 décision D-2021-010, où elle précisait le cadre  
5 d'examen du dossier. Puis, bon, là-dedans on avait  
6 entre autres deux points qui touchaient  
7 l'établissement de l'appui financier et l'analyse  
8 économique et financière. Ce deuxième sujet-là  
9 avait été encadré par la Régie puis elle disait  
10 dans ce paragraphe 66 que :

11 [66] En ce qui a trait aux coûts  
12 évités de transport et de  
13 distribution, la Régie note qu'elle  
14 avait conclu [...] que la preuve était  
15 insuffisante pour leur attribuer une  
16 valeur dans l'analyse du test de  
17 neutralité tarifaire. Dans sa preuve,  
18 le Distributeur souligne que son  
19 analyse n'a pas inclus ces coûts  
20 évités, mais précise qu'il travaille  
21 sur une autre analyse qui lui  
22 permettrait d'estimer plus finement  
23 l'impact des besoins en  
24 investissement. Toutefois, dans sa  
25 correspondance du 18 janvier 2021, il

1 n'a pas fait état de son intention de  
2 déposer cette analyse supplémentaire.  
3 La Régie prend donc acte qu'une telle  
4 analyse des coûts évités de transport  
5 et de distribution ne sera pas déposée  
6 dans le cadre de la phase 2 du présent  
7 dossier.

8 Puis je voulais juste mentionner que c'est sur  
9 cette base-là puis en tenant compte de ce constat-  
10 là de la Régie, que le ROEÉ a formulé ses  
11 recommandations.

12 Globalement, le ROEÉ se positionne en  
13 faveur de l'option tarifaire GDP Affaires qu'on  
14 examine dans le présent dossier. C'est une position  
15 qu'il a défendue depuis la Phase 1.

16 L'un des principes directeurs du ROEÉ vise  
17 à donner priorité à la réduction globale de la  
18 consommation de l'énergie, incluant l'électricité.  
19 Le ROEÉ favorise donc la réduction des besoins en  
20 puissance à la source, mais aussi la gestion de la  
21 demande en puissance avant toute autre forme  
22 d'approvisionnement ou toute acquisition de  
23 nouvelles capacités de production d'électricité.  
24 Donc, c'est cette position-là qui fonde l'intérêt  
25 du ROEÉ dans le présent dossier. Puis dans cette

1 optique, le ROÉÉ considère que l'option de tarif  
2 GDP Affaires dégressif offre une opportunité de  
3 maximiser l'exploitation du potentiel de gestion de  
4 la demande en puissance.

5 Donc, en ligne avec cette position, les  
6 analyses et les recommandations du ROÉÉ cherchent à  
7 alimenter la réflexion de la Régie quant à la  
8 rentabilité de l'option tarifaire et son  
9 attractivité auprès de la clientèle visée.

10 Ce faisant, le ROÉÉ s'appuie sur les  
11 impératifs, un, de développement durable, qui  
12 commandent d'éviter le gaspillage des ressources et  
13 l'optimisation de leur utilisation; et deux,  
14 l'équité pour l'ensemble de la clientèle. Donc, la  
15 Régie doit tenir compte de ces préoccupations-là en  
16 vertu de l'article 5 de la Loi sur la Régie.

17 Donc, le ROÉÉ avait énoncé dans sa preuve,  
18 là, donc deux... deux sujets. Comme j'ai dit  
19 tantôt : l'appui financier puis l'analyse  
20 économique et financière. Ma plaidoirie va se  
21 structurer sur ces deux enjeux-là, mais vous verrez  
22 qu'on construit le raisonnement et qu'on ajuste nos  
23 positions en réaction aux enjeux majeurs, là, qui  
24 ont été discutés pendant l'audience.

25 Dans le fond, après avoir regardé tous les

1 éléments qu'on avait devant nous, on vous présente  
2 aujourd'hui ce qu'on considère comme plus cohérent  
3 puis le plus approprié dans les circonstances.

4 La proposition initiale du ROÉÉ, qui a été  
5 présentée dans sa preuve, je vais passer assez  
6 rapidement, mais je vais quand même vous dire que  
7 cette proposition-là a été conçue sans tenir compte  
8 des activités d'Hilo auprès de la clientèle  
9 d'affaires. Puis, elle visait aussi à maximiser  
10 l'adhésion à l'option tarifaire.

11 Au soutien de la proposition d'option  
12 tarifaire, Hydro-Québec demandait à la Régie  
13 d'approuver les strates et les montants d'appui  
14 financier qui leur sont associés, comme proposés au  
15 tableau 3 de la pièce B-0085, qu'on a reproduit  
16 ici. Donc, allant d'un appui de soixante-cinq  
17 dollars par kilowatt (65 \$/kW) à quarante-cinq  
18 dollars par kilowatt (45 \$/kW).

19 Dans la décision D-2019-164, la Régie  
20 s'était positionnée en faveur d'un tel appui  
21 financier dégressif, jugeant que les modalités de  
22 la GDP Affaires pourraient mieux tenir compte des  
23 spécificités propres à chaque catégorie de  
24 clientèle, notamment au niveau des économies  
25 d'échelle potentielles. Elle avait ainsi demandé à

1 Hydro-Québec de produire une illustration d'appui  
2 financier à quatre-vingts dollars par kilowatt  
3 (80 \$/kW) pour les deux cents (200) premiers  
4 kilowatts d'effacement, diminuant progressivement  
5 jusqu'à vingt dollars le kilowatt (20 \$/kW) pour  
6 les effacements au-delà de deux mille cinq cents  
7 kilowatts (2500 kW) deux mille cinq cents kilowatts  
8 (2500 kW).

9           Donc, dans sa preuve, le ROÉÉ suggère une  
10 calibration de l'appui financier qui se situe,  
11 comme on vous l'a dit à plusieurs reprises, à  
12 mi-chemin entre la proposition de la Régie et celle  
13 d'Hydro-Québec. Selon le ROÉÉ, ce juste milieu  
14 permettrait d'assurer un meilleur appui financier  
15 des plus petits contributeurs en puissance, sans  
16 pour autant désintéresser les plus grands.

17           Donc, l'objectif principal que, d'ailleurs,  
18 le Distributeur semble poursuivre puis que le ROÉÉ  
19 partage, c'est de favoriser la participation de la  
20 clientèle à l'option tarifaire GDP Affaires et sa  
21 contribution au bilan de puissance.

22           Si on descend au paragraphe 13... L'appui  
23 financier doit générer certes le plus grand  
24 effacement possible, mais aussi au plus faible coût  
25 pour la clientèle, afin de préserver l'attrait de

1 l'option. Selon le ROÉÉ, la calibration proposée  
2 par Hydro-Québec doit donc être optimisée en  
3 conséquence.

4 Il y a deux choses qu'on retient du contre-  
5 interrogatoire du panel d'Hydro-Québec par le ROÉÉ.  
6 Premièrement, Hydro-Québec affirme que la  
7 rémunération de soixante-cinq dollars par kilowatt  
8 (65 \$/kW) pour la première strate, donc selon sa  
9 proposition, serait suffisante pour permettre aux  
10 petits contributeurs de participer.

11 Le ROÉÉ n'est toutefois pas convaincu que  
12 cet appui permette de tenir le plus grand  
13 effacement possible, conformément à l'objectif  
14 recherché. Celui-ci représente une bonification  
15 d'uniquement cinq dollars par kilowatt (5 \$/kW),  
16 par rapport à l'appui financier moyen. Le ROÉÉ juge  
17 que les plus petits contributeurs ont  
18 inévitablement besoin d'un appui plus élevé et  
19 qu'une bonification de quinze dollars par kilowatt  
20 (15 \$/kW) pourrait améliorer substantiellement leur  
21 adhésion à l'option tarifaire. Et donc, arriver au  
22 plus grand effacement possible.

23 La deuxième remarque, c'est qu'Hydro-Québec  
24 reconnaît d'ailleurs qu'une rémunération de  
25 soixante-quinze dollars par kilowatt (75 \$/kW),

1 pour la première tranche, peut inciter les clients  
2 à participer. Donc, on s'entend là-dessus.

3 Il y a une question qui a été soulevée,  
4 aussi, par rapport au risque que les clients  
5 limitent leur effacement aux strates les plus  
6 payantes, mais le ROÉÉ croit que cette hypothèse  
7 est peu probable, tel qu'indiqué durant l'audience  
8 par son analyste, monsieur Jean-Pierre Finet. Je  
9 vous ai mis les extraits pertinents, à savoir... à  
10 savoir que, bon... Monsieur Finet disait que ce  
11 n'est pas toutes les charges qu'on peut... qu'on  
12 peut découper. Si on arrête une ligne de  
13 production, on ne fait pas juste garder  
14 l'emballage, puis ne pas produire les gains, il  
15 disait: « Donc, en tout cas, tant qu'à moi, c'est  
16 relativement peu plausible. »

17 Puis il a précisé, ensuite, en réaction à  
18 une question de maître Turmel: « Dans la mesure où  
19 ce client-là possède plusieurs moyens de gestion de  
20 la demande en puissance, c'est plausible. Dans la  
21 mesure où, par contre, il y a juste un moyen puis  
22 ça arrête sa ligne de production, donc moins  
23 plausible. »

24 À la lumière de tout ça, la recommandation  
25 numéro 1 du ROÉÉ, c'est que la Régie retienne la

1 calibration de l'appui financier proposée dans sa  
2 preuve au tableau 3.

3 Donc, au-delà de cette position initiale du  
4 ROÉÉ puis cette proposition qu'on vous a faite dès  
5 la preuve des analystes, la réflexion du ROÉÉ a  
6 évolué puis on vous soumet aujourd'hui qu'il serait  
7 nécessaire de valider la nature de la relation  
8 contractuelle entre Hydro-Québec et Hilo avant  
9 d'approuver l'Option tarifaire GDP Affaires.

10 On va passer ensemble le cheminement qui  
11 nous amène à envisager cette conclusion.

12 Donc, les clients qui se trouvent sous le  
13 seuil de deux cents kilowatts (200 kW) regroupent  
14 environ soixante-quinze pour cent (75 %) des  
15 abonnements de l'actuel programme GDP Affaires.  
16 Ceux-ci, dont plusieurs faisaient affaire autrefois  
17 avec des agrégateurs, contribuent pour vingt-deux  
18 pour cent (22 %) de l'effacement total réalisé et  
19 leurs coûts d'implantation ne sont pas couverts par  
20 l'option tarifaire de cette clientèle sont  
21 drastiquement plus élevés que pour le reste de  
22 cette clientèle Affaires.

23 Or, on sait maintenant que l'agrégateur de  
24 puissance Hilo offrira dès deux mille vingt-deux  
25 (2022) des services de gestion automatisés de

1 l'utilisation de la puissance, de type « clés en  
2 main », à la même clientèle que l'option tarifaire  
3 GDP Affaires. Avec Hilo, les enjeux techniques et  
4 économiques liés à l'implantation des mesures sont  
5 résolus; ce qui n'est pas le cas avec l'option  
6 tarifaire proposée.

7 Puis, là, je veux faire la distinction  
8 entre... la relation entre Hydro-Québec, en tant  
9 que donneur d'ouvrage, comme pour réemployer le  
10 terme utilisé pendant l'audience et Hilo en tant  
11 que fournisseur de services, puis deuxièmement, les  
12 interactions entre Hilo et la clientèle d'affaires.  
13 C'est essentiellement au premier de ces deux  
14 volets, donc, la relation Hydro-Québec et Hilo que  
15 le ROÉÉ s'intéresse, en respect des indications de  
16 la Régie dans sa décision procédurale sur la phase  
17 2. C'est au paragraphe 51 de D-2021-0010, puis je  
18 vous ai reproduit ici.

19 La Régie, semblant partager la  
20 préoccupation du ROÉÉ quant à une possible  
21 cannibalisation, a posé la question au panel  
22 d'Hydro-Québec à savoir si c'est bien le  
23 Distributeur qui décide du mandat donné à Hilo.

24 Puis, là, la réponse que nous a donné le  
25 témoin, juste à la page 8, O.K., elle dit, entre

1 autres que :

2 Ce que le Distributeur peut dire à  
3 Hilo, c'est combien de mégawatts il  
4 espère obtenir de la part d'Hilo.  
5 Après ça, sur la façon dont Hilo va  
6 aller chercher ces mégawatts-là auprès  
7 des clients qu'il vise, ça, on  
8 n'intervient plus à ce niveau-là. Et,  
9 là, c'est est-ce que dans la façon que  
10 Hilo va aller... irait chercher des  
11 mégawatts de participation auprès de  
12 la clientèle affaires, il offrirait  
13 des conditions telles ou des avantages  
14 tels aux clients qui auraient une  
15 désaffection de la GDP Affaires, ce  
16 n'est évidemment pas ce qu'on  
17 souhaiterait, mais là à ce niveau-là,  
18 je ne suis pas certaine de la nature  
19 des interactions qu'il pourrait y  
20 avoir.

21 Elle dit aussi :

22 Notre premier levier, c'est de dire à  
23 Hilo : « Bien, regarde, j'ai besoin  
24 de... Je vais acheter tant de  
25 mégawatts de ta part. » À partir de

1                   là, ça devient un petit peu plus flou  
2                   pour moi sur la façon dont ça va être  
3                   vraiment géré finement. »

4                   Cette réponse confirme la crainte du ROÉÉ  
5                   ou du moins ne rassure pas le ROÉÉ quant à la  
6                   cannibalisation des participants à l'option  
7                   tarifaire GDP Affaires par Hilo. Elle laisse  
8                   entendre qu'Hydro-Québec ne dispose pas de moyens  
9                   lui permettant d'assurer une complémentarité entre  
10                  le tarif GDP Affaires et l'offre de sa filiale  
11                  Hilo.

12                  Cette dernière est donc libre d'élaborer  
13                  une offre à l'intention de l'ensemble de la  
14                  clientèle visée par le tarif. Sachant que le tarif  
15                  GDP Affaires ne compense pas les coûts  
16                  d'implantation, il est raisonnable de penser que  
17                  l'offre d'Hilo sera plus attrayante pour une partie  
18                  importante de cette clientèle.

19                  Le ROÉÉ a questionné justement Hydro-Québec  
20                  sur la façon dont elle s'assure que les activités  
21                  d'Hilo, ne cannibaliseront pas la participation des  
22                  petits clients d'affaires qui sont prévus  
23                  participer à l'option tarifaire GDP Affaires.

24                  En réponse à cette question, la témoin  
25                  d'Hydro-Québec a plutôt mis l'accent sur son



1 enjeu bien différent que celui de la double  
2 compensation. L'analyste et témoin du ROÉÉ, M.  
3 Jean-Pierre Finet, expliquait que la  
4 cannibalisation, c'est tout autre, c'est dans la  
5 mesure où on prévoit une contribution en puissance  
6 de la part de clients dans le programme GDP  
7 Affaires, seront recruter plus tôt, justement par  
8 dans un esprit de non double compensation.

9 Et donc, justement, Hilo va leur offrir un  
10 système de gestion de l'énergie clé en main avec un  
11 système de rémunération, et tout ça.

12 Donc, ces gens-là ne pourront plus  
13 participer au programme GDP Affaires. Ils vont  
14 avoir choisi Hilo, qui leur offre une solution à  
15 l'implantation de leur mesure de gestion de la  
16 demande en puissance

17 Donc, une complémentarité des offres aurait  
18 par ailleurs pu être atteinte si, par exemple,  
19 Hydro-Québec et Hilo avaient convenu de segmenter  
20 et de se partager le marché de la GDP chez la  
21 clientèle d'affaires. La réponse d'Hydro-Québec  
22 n'indique toutefois aucune démarche ou intention en  
23 ce sens.

24 Dans ce contexte, le ROÉÉ conclut qu'il  
25 importe de considérer le risque élevé de

1 cannibalisation de la clientèle GDP Affaires au  
2 profit d'Hilo, en particulier pour la tranche de  
3 clientèle à faible effacement pour laquelle  
4 l'implantation de mesures d'effacement engendre  
5 davantage d'obstacles techniques et financiers.

6 La cannibalisation au profit d'Hilo  
7 affecterait de manière non-négligeable la  
8 contribution en puissance de l'option tarifaire GDP  
9 Affaires.

10 La nouvelle information constatée à propos  
11 de l'offre d'Hilo Affaires qui prévoit offrir ses  
12 services justement à la clientèle d'affaires des  
13 deux mille vingt-deux (2022), ainsi que le risque  
14 de cannibalisation qui est selon nous bien réel,  
15 ont amené les analystes du ROEÉ à ajouter une  
16 nouvelle recommandation lors de la présentation de  
17 la preuve c'est les pages 10 et 11 de la pièce  
18 C-ROEÉ-0041.

19 Donc, essentiellement, cette  
20 recommandation-là, c'était de ne pas tenir compte  
21 de la contribution en puissance de la clientèle  
22 dont l'effacement se situe sous le seuil de deux  
23 cents kilowatts (200 kW).

24 Je suis rendue au paragraphe 28. Ayant  
25 aujourd'hui le bénéfice d'une réflexion plus

1       approfondie au terme de l'audience, et dans une  
2       optique de cohérence entre les différentes  
3       positions, le ROÉÉ souhaite préciser que cette  
4       recommandation-là se justifie dans l'hypothèse où  
5       Hydro-Québec n'a aucun droit de regard sur la  
6       manière dont Hilo obtient les mégawatts  
7       d'effacement convenus.

8                Mais dans l'absence de moyen d'assurer  
9       complémentarité de l'offre tarifaire aux services  
10      d'Hilo, il est raisonnable d'anticiper que le  
11      risque de cannibalisation se manifestera et que,  
12      par conséquent, l'option tarifaire ne présentera  
13      pas la neutralité tarifaire attendue.

14             La situation, c'est que la nature de la  
15      relation entre Hydro-Québec et Hilo n'est pas  
16      encore cristallisée puisqu'elle est présentement  
17      sous étude dans le dossier du plan  
18      d'approvisionnement R-4110-2019. Il y a des enjeux  
19      fondamentaux entourant Hilo, y compris la légalité  
20      de son lien contractuel avec Hydro-Québec, qui sont  
21      remis en question par les intervenants dont le ROÉÉ  
22      et aussi par la Régie qui soulève elle-même des  
23      enjeux assez... assez cruciaux par rapport à Hilo  
24      dans ce dossier-là.

25             Je vous ai reproduit ici un passage de

1 - Excusez-moi - de la décision de la Régie D-2019-  
2 157 au paragraphe 13. C'est une décision  
3 procédurale où la Régie demandait au Distributeur  
4 de déposer un complément de preuve à l'égard des  
5 produits et services offerts par Hilo à compter de  
6 deux mille vingt (2020). Puis là on a toute une  
7 liste de choses qui font partie de ce complément de  
8 preuve là qui est assez substantielle.

9 Puis, bon, ensuite il y a eu des DDR sur ce  
10 complément de preuve. Le ROÉÉ a fourni aussi une  
11 preuve assez étoffée sur Hilo. Je vous ai mis, dans  
12 le fond, les différents sujets que la preuve du  
13 ROÉÉ aborde puis les conclusions, pour vous donner  
14 une idée.

15 Donc, l'issue du dossier R-4110-2019  
16 pourrait, selon nous, avoir pour effet d'encadrer  
17 davantage les interventions d'Hilo et, par le fait  
18 même, d'améliorer l'harmonisation d'Hilo avec  
19 l'option tarifaire GDP Affaires.

20 Cependant, tant qu'une décision n'a pas été  
21 rendue sur ces enjeux-là dans le dossier R-4110-  
22 2019, l'incertitude demeure quant à l'encadrement  
23 de la relation entre Hydro-Québec et Hilo.

24 Compte tenu de cette incertitude, la  
25 présente formation, on vous soumet, là, que la

1 présente formation n'a pas en main les informations  
2 nécessaires pour se positionner sur la  
3 complémentarité des moyens de gestion de la demande  
4 en puissance et, pour conclure, à la neutralité  
5 tarifaire de l'option GDP Affaires.

6 Le portrait devant lequel se trouve la  
7 Régie est tout simplement incomplet, selon nous, en  
8 raison des nombreuses questions pendantes sur les  
9 relations entre Hydro-Québec et Hilo. Dans ce  
10 contexte, le ROÉÉ voit deux options que pourrait  
11 envisager la Régie dans les circonstances.

12 Donc, je veux juste faire une petite aparté  
13 ici en disant que, ce matin, maître Turmel, dans  
14 son argumentation, appelait à la prudence. Au  
15 paragraphe 5 de son argumentation, il disait que le  
16 cadre réglementaire en vigueur implique que des  
17 ajustements au tarif ne pourront avoir lieu avec  
18 deux mille vingt-cinq (2025). Le Distributeur  
19 invite la Régie à faire preuve de prudence puisque  
20 les modalités ne pourront donc être ajusté avant  
21 quelques années. Si le tarif devait être mal  
22 calibré, les impacts sur le bilan pourraient se  
23 faire sentir quelques années, sans possibilité de  
24 corriger le tir avant l'hiver deux mille vingt-  
25 cinq, deux mille vingt-six (2025-2026).

1                   Donc, dans cet esprit de prudence, le ROEÉ,  
2 d'abord, recommanderait à la Régie de réserver sa  
3 décision sur la présente phase 2 dans l'attente de  
4 l'issue du dossier R-4110-2019. Puis là je vais  
5 corriger un petit peu ce que j'ai écrit dans mon  
6 plan d'argumentation.

7                   Mais, si elle juge qu'une telle décision ne  
8 pourrait être rendue en temps opportun pour  
9 permettre le recours au moyen de gestion de la  
10 demande en puissance pour deux mille vingt et un,  
11 deux mille vingt-deux (2021-2022), de simplement  
12 reconduire le tarif appliqué pour deux mille vingt,  
13 deux mille vingt et un (2020-2021) pour une année  
14 supplémentaire, soit deux mille vingt et un, deux  
15 mille vingt-deux (2021-2022). C'est la première  
16 option qu'on a trouvée.

17                   La deuxième option : Si la Régie juge  
18 préférable de rendre une décision maintenant sur la  
19 Phase 2, le ROEÉ lui recommande d'adopter la  
20 position prudente consistant à présumer  
21 qu'Hydro-Québec demeurera dans l'impossibilité  
22 d'assurer la complémentarité de l'option tarifaire  
23 GDP Affaires et de l'offre d'Hilo. Dans cette  
24 optique, le ROEÉ réitère la recommandation soumise  
25 dans la présentation de sa preuve, avec les légères

1 modifications qu'on vous a mises ci-dessous en  
2 rouge.

3           Donc, le ROÉÉ recommande à la Régie de ne  
4 pas tenir compte, dans le bilan en puissance et  
5 dans l'analyse économique, de la contribution en  
6 puissance de la clientèle dont l'effacement se  
7 situe sous le seuil de deux cents kilowatts  
8 (200 kW), et ce dès l'année deux mille vingt et un  
9 (2021), puis ordonner à Hydro-Québec, en suivi du  
10 présent dossier, de modifier sa proposition en  
11 conséquence.

12           Subsidiairement à cette recommandation-là,  
13 dans l'optique où la Régie désirerait qu'Hydro-  
14 Québec tienne compte de l'effacement de la  
15 clientèle en bas de deux cents kilowatts (200 kW) à  
16 partir de deux mille vingt et un (2021), le ROÉÉ  
17 recommande que la Régie demande un suivi à  
18 Hydro-Québec, dans le présent dossier, expliquant  
19 les moyens entrepris pour qu'Hilo ne cannibalise  
20 pas la clientèle GDP Affaires.

21           Donc, ça clôt ce sujet-là. Le reste va  
22 aller un petit peu plus vite. Si vous avez des  
23 questions sur cette partie-là, peut-être que je  
24 pourrais y répondre tout de suite puisqu'on y est,  
25 mais ça peut aussi être à la fin. J'ouvre une

1 porte.

2 LA PRÉSIDENTE :

3 Mais peut-être une question à ce moment-ci sur  
4 votre recommandation 2.1. Si on ne tient pas compte  
5 dans le bilan en puissance et dans l'analyse  
6 économique de la contribution en puissance des  
7 clients qui sont sous le deux cents kilowatts  
8 (200 kW), est-ce que ça fait en sorte que votre  
9 suggestion à soixante-quinze dollars (75 \$) est  
10 toujours rentable ou qu'elle n'est pas rentable en  
11 fonction de cette recommandation-là? Je vous pose  
12 la question. Je ne me souviens pas par coeur si  
13 vous l'aviez abordé. Parce que je le vois, elle est  
14 en rouge, là. Est-ce que ça change votre analyse  
15 économique sur la rentabilité et sur les... Est-ce  
16 que ça modifie l'appui financier que vous  
17 recommandez?

18 Me GABRIELLE CHAMPIGNY :

19 Non, ça ne modifie pas notre première  
20 recommandation.

21 LA PRÉSIDENTE :

22 O.K.

23 Me GABRIELLE CHAMPIGNY :

24 En fait, on priorise la recommandation 2 maintenant  
25 que la réflexion elle aussi a évolué. Mais on

1 maintient la calibration, il faut faire une  
2 calibration avec les seuils et les différents...  
3 bien, l'appui financier sous deux cents kilowatts  
4 (200 kW) d'effacement, on maintient notre  
5 calibration initiale.

6 LA PRÉSIDENTE :

7 Parfait. Je vous remercie beaucoup.

8 Me GABRIELLE CHAMPIGNY :

9 Maintenant, je passe à la question de l'analyse  
10 économique et financière, plus précisément sur le  
11 sujet de la régionalisation des coûts. Dans sa  
12 preuve, le ROEÉ rappelle que l'absence de prise en  
13 compte des coûts évités de transport et de  
14 distribution résulte de l'absence de preuve  
15 suffisante quant à la coïncidence entre les  
16 événements de GDP et la pointe du réseau.

17 Le ROEÉ fait état de l'intérêt de procéder  
18 à une analyse de la possibilité de régionaliser  
19 l'offre tarifaire GDP Affaires, dans le but  
20 d'adapter les stratégies de GDP en fonction des  
21 caractéristiques de la pointe dans chacune des  
22 régions. On a cité en exemple l'exemple de New York  
23 qui prévoit des zones d'opportunité sur le réseau  
24 de transport.

25 Compte tenu que les coûts évités de

1 transport et de distribution tiennent compte de la  
2 croissance de la demande sur ces réseaux et des  
3 disparités temporelles et régionales, on pense  
4 qu'ils pourraient servir à fonder une approche  
5 similaire dans notre contexte québécois. Une telle  
6 approche serait, selon nous, assurément dans  
7 l'intérêt public puisqu'elle permettrait une réelle  
8 optimisation des appuis financiers octroyés dans le  
9 cadre de l'option tarifaire, favorisant toujours le  
10 meilleur effacement au meilleur prix.

11 Elle permettrait d'intervenir là où il y a  
12 des opportunités de gestion de la demande en  
13 puissance et où ces opportunités-là sont les plus  
14 importantes. Cette approche s'inscrirait ainsi à  
15 l'intérieur du principe de développement durable de  
16 production et consommation responsables, qui  
17 prévoient d'optimiser l'utilisation des ressources.

18 Une offre tarifaire optionnelle GDP  
19 Affaires régionalisée serait susceptible  
20 d'optimiser l'utilisation du réseau en général.

21 Ces constats ont mené le ROÉÉ à formuler la  
22 recommandation suivante dans sa preuve écrite.

23 Donc : Que la Régie de l'énergie demande à  
24 Hydro-Québec de régionaliser l'analyse qui lui  
25 permettrait d'estimer plus finement l'impact des

1 besoins en investissement sur laquelle elle est en  
2 train de travailler afin d'être en mesure d'adapter  
3 les stratégies tarifaires en fonction des  
4 investissements requis en transport et en  
5 distribution moindres.

6 Lors des audiences, Hydro-Québec a reconnu  
7 en général le bien-fondé de cette recommandation.  
8 Lorsqu'on lui a demandé si Hydro-Québec serait  
9 disposée à régionaliser le coût évité ainsi que les  
10 stratégies de gestion de la demande en puissance,  
11 madame Hudon a répondu que :

12 La notion de régionalisation fait  
13 partie des discussions, c'est clair.  
14 On ne sait pas exactement quelle forme  
15 éventuellement ça pourrait prendre,  
16 mais effectivement, nous réfléchissons  
17 à la question.

18 Toutefois, lors du contre-interrogatoire du  
19 ROÉÉ... des témoins du ROÉÉ par Hydro-Québec,  
20 maître Turmel a soulevé la possibilité que la  
21 proposition de régionalisation de l'option  
22 tarifaire ne soit pas conforme au cadre légal, qui  
23 oblige une tarification uniforme au sud du 53e  
24 parallèle.

25 Donc, on a réfléchi à cette... cette

1 proposition-là du procureur d'Hydro-Québec, puis on  
2 est venu à la conclusion que l'article 52.1 de la  
3 LRÉ, auquel maître Turmel référait, là, en fait  
4 c'est l'alinéa 3, qui dit que :

5 La tarification doit être uniforme par  
6 catégorie de consommateurs sur  
7 l'ensemble du réseau de distribution  
8 d'électricité, à l'exception toutefois  
9 des réseaux autonomes de distribution  
10 situés au nord du 53e parallèle.

11 Donc, on en est venus à la conclusion que cet  
12 article-là ne fait pas obstacle à une considération  
13 des disparités régionales dans le cadre de l'option  
14 tarifaire GDP Affaires.

15 D'abord, le ROÉÉ soumet qu'une  
16 interprétation du troisième alinéa de l'article en  
17 fonction de son contexte et de son objet permet de  
18 soutenir que la règle de l'uniformité devrait  
19 recevoir une application plus souple lorsqu'il est  
20 question d'une option tarifaire de gestion de la  
21 consommation. Puis j'insiste « une option tarifaire  
22 de gestion de la consommation ».

23 En effet, bon, il y a une distinction qui  
24 doit être faite entre un tarif de base et une  
25 option tarifaire, selon nous. Un tarif de base

1 c'est le prix moyen qui sera payé par les  
2 différentes catégories de consommateurs pour  
3 l'électricité, soit pour répondre à un besoin de  
4 base. L'uniformité des tarifs établie à l'article  
5 52.1 est nécessaire pour garantir une équité entre  
6 les consommateurs dans la satisfaction de ce  
7 besoin-là.

8 Ainsi, le ROÉÉ reconnaît et appuie  
9 entièrement le principe fondamental d'uniformité et  
10 d'équité tarifaire de type timbre-poste selon  
11 lequel les tarifs de base sont universels. Puis on  
12 est d'avis qu'ils doivent demeurer universels.

13 Cependant, les tarifs de gestion de la  
14 consommation, dont l'option tarifaire GDP Affaires  
15 fait partie, remplissent quant à eux un rôle  
16 diamétralement différent. Donc, il ne s'agit pas de  
17 consommer de l'électricité à un tarif uniforme,  
18 mais d'économiser l'électricité via l'effacement  
19 des charges lorsque le réseau est congestionné.  
20 Cette fonction ne comporte pas, de l'avis du ROÉÉ,  
21 les mêmes impératifs d'équité que les tarifs de  
22 base.

23 Donc, ce plaidoyer pour une application  
24 plus flexible du principe d'uniformité lorsqu'il  
25 est question d'options tarifaires de gestion de la

1 consommation est également soutenu par le deuxième  
2 alinéa de l'article 52.1, selon nous, qui témoigne  
3 de l'intention du législateur d'accorder une plus  
4 grande marge de manoeuvre à la Régie quand vient le  
5 temps de fixer ou de modifier un tarif de gestion  
6 de la consommation.

7 L'alinéa 2 de 52.1 dit que :

8 La Régie peut également utiliser toute  
9 autre méthode qu'elle estime  
10 appropriée lorsqu'elle fixe ou modifie  
11 un tarif de gestion de la consommation  
12 ou d'énergie de secours.

13 Donc, c'est cette formulation-là qu'on pointe, ici.  
14 Le ROÉÉ souligne que la LRÉ ne devrait pas être  
15 interprétée de manière à limiter l'efficacité de la  
16 gestion du réseau, soit à l'encontre des objectifs  
17 qu'elle vise. Donc, c'est logique.

18 C'est... ça résume l'interprétation qu'on  
19 ferait de l'article 52.1. Mais, si la Régie ne  
20 retient pas l'interprétation suggérée par le ROÉÉ,  
21 le ROÉÉ soumet que cela ne ferait pas obstacle  
22 nécessairement à une analyse de la possibilité de  
23 régionaliser l'offre tarifaire GDP Affaires.

24 En effet, on constate que même si la LRÉ ne  
25 permet pas explicitement la régionalisation d'une

1 telle option tarifaire, il existe en pratique des  
2 exemples de tarifs et d'options tarifaires dont  
3 l'application comporte une composante régionale.

4 Le premier exemple qu'on vous soumet, c'est  
5 dans le dossier R-3814-2012, où la Régie a approuvé  
6 deux options d'électricité interruptible pour les  
7 clients aux tarifs généraux pour les réseaux  
8 autonomes de Cap-aux-Meules, aux  
9 îles-de-la-Madeleine, et d'Opitciwan.

10 Donc, en approuvant ces deux options  
11 d'électricité interruptible, clairement conçues  
12 pour deux réseaux autonomes en particulier, la  
13 Régie admettait la possibilité, selon nous, qu'une  
14 option tarifaire ne soit pas appliquée uniformément  
15 à une catégorie de consommateurs, en l'occurrence  
16 les clients aux tarifs généraux des réseaux  
17 autonomes. Effectivement, dans ce dossier-là,  
18 Hydro-Québec avait conçu l'option tarifaire,  
19 spécifiquement pour répondre à la réalité de  
20 Cap-aux-Meules et d'Opitciwan. On vous a mis les  
21 extraits de la preuve du Distributeur.

22 Rappelons que les réseaux autonomes sont  
23 situés au sud du cinquante-troisième (53e)  
24 parallèle, donc ils ne font pas partie de  
25 l'exception qui est prévue à l'alinéa 3 de 52.1.

1 Bien que le texte du... des OÉI en réseaux  
2 autonomes ne fasse pas de distinction régionale, le  
3 ROÉÉ note qu'ils ont explicitement été conçus, là,  
4 et adoptés dans cet esprit-là.

5 Comme deuxième exemple, on a le tarif DT,  
6 applicable à la biénergie, qui comporte lui aussi  
7 une composante régionale. En effet, c'est la  
8 température qui déclenche le changement de mode de  
9 chauffage, puis ça, c'est différent selon la zone  
10 climatique dans laquelle se trouve un client. Il  
11 s'agit donc d'une adaptation qui tient compte à la  
12 fois des disparités temporelles et régionales. On  
13 vous a mis ici la structure du tarif DT, qui varie  
14 lorsque la température est de... égale ou  
15 supérieure à moins douze degrés Celsius (-12) ou à  
16 moins quinze degrés Celsius (-15).

17 Selon nous, ces deux exemples illustrent...

18

19 PROBLÈME DE TRANSMISSION

20

21 Me DOMINIQUE NEUMAN :

22 Excusez-moi, je n'entends plus.

23 Me GABRIELLE CHAMPIGNY :

24 ... une réflexion sur... Oui? Oh... M'entendez-  
25 vous?

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Maintenant, oui, mais on vous a perdue. Ça a gelé  
3 là. Vous étiez en train de dire que « ces deux  
4 exemples...

5 Me GABRIELLE CHAMPIGNY :

6 Oui.

7 LA PRÉSIDENTE :

8 ... illustrent une certaine démonstration. » Alors,  
9 je ne sais pas si vous pouvez recommencer?

10 Me GABRIELLE CHAMPIGNY :

11 Oui. Donc, selon nous, ces deux... Ça va,  
12 maintenant?

13 LA PRÉSIDENTE :

14 Oui.

15 Me GABRIELLE CHAMPIGNY :

16 Selon nous, ces deux exemples-là illustrent  
17 qu'Hydro-Québec dispose certainement de moyens pour  
18 adapter une option tarifaire à la réalité de  
19 certaines régions, tout en demeurant conforme aux  
20 exigences de l'article 52.1.

21 Par conséquent, le ROEÉ soumet qu'une  
22 réflexion sur la régionalisation de l'option  
23 tarifaire GDP Affaires a sa place dans le cadre  
24 juridique actuel, et compte tenu des avantages  
25 qu'elle présente en termes d'optimisation, doit se

1       poursuivre.

2                   Donc, la recommandation numéro 3 du ROÉÉ  
3       est que la Régie demande à Hydro-Québec, en suivi  
4       du présent dossier, de présenter les résultats de  
5       sa réflexion sur les coûts évités en transport et  
6       en distribution et sur les possibilités de tenir  
7       compte du fait que ceux-ci peuvent être différents  
8       d'une région à l'autre.

9                   C'est ce qui complète mon argumentation.

10       LA PRÉSIDENTE :

11       Je vous remercie. Oui, bien je suis encore en train  
12       de réfléchir sur votre exemple du tarif DT que je  
13       trouvais créatif. Mais parce que le tarif est le  
14       même pour tout le monde, et effectivement  
15       régionalement parlant, la température n'est pas la  
16       même. Je vais... je pense que je vais prendre le  
17       tout, je vais y réfléchir, là.

18                   Alors, bien je vous remercie beaucoup et  
19       puis ça va être l'ensemble des questions pour la  
20       Formation.

21       Me GABRIELLE CHAMPIGNY :

22       Merci beaucoup.

23       LA PRÉSIDENTE :

24       Il est quatorze heures trente (14 h 30) pile. Je ne  
25       sais pas si maître Cadrin est avec nous. Je n'ai

1 pas eu d'autres nouvelles. Ah! bonjour.

2 Me STEVE CADRIN :

3 Alors, je suis là. J'ai des petits problèmes de  
4 connexion, ce n'est pas parfait parce que c'est un  
5 peu compliqué pour moi aujourd'hui. Je ne sais pas  
6 si vous m'entendez bien quand même, si vous me  
7 voyez peut-être un peu flou, je ne sais pas trop.

8 LA PRÉSIDENTE :

9 On vous voit bien et on vous entend bien.

10 Me STEVE CADRIN :

11 Ah, bonnes nouvelles. De toute façon, vous n'allez  
12 pas me regarder très longtemps. Vous allez  
13 possiblement regarder ma plaidoirie, si elle a pu  
14 se rendre au SDÉ et qu'elle est maintenant  
15 disponible, déjà.

16 LA PRÉSIDENTE :

17 Pas encore, malheureusement, alors... mais...

18 Me STEVE CADRIN :

19 Voulez-vous prendre une petite pause de peut-être  
20 cinq minutes, là, pour la récupérer ou devrais-je  
21 l'envoyer au greffe par courriel en parallèle,  
22 comme ça, vous pourriez l'avoir à l'écran. Ça ne  
23 sera pas très long.

24 LA PRÉSIDENTE :

25 On me dit qu'il faut que ça passe par le SDÉ, ça

1 fait que je ne sais pas, on va prendre une pause de  
2 cinq minutes puis on va voir si on peut voir avec  
3 les gens du greffe s'ils peuvent, excusez  
4 l'anglicisme, processer votre argumentation plus  
5 rapidement.

6 Me STEVE CADRIN :

7 O.K. Merci. C'est apprécié.

8 LA PRÉSIDENTE :

9 On va prendre une petite pause, cinq minutes,  
10 jusqu'à quatorze heures trente-cinq (14 h 35).

11 Me STEVE CADRIN :

12 O.K.

13

14 SUSPENSION

15

16 LA PRÉSIDENTE :

17 Bonjour, Maître Cadrin.

18 Me STEVE CADRIN :

19 Bonjour.

20 LA PRÉSIDENTE :

21 Mais on a maintenant le document, il est sur le  
22 SDÉ, alors, on va pouvoir vous suivre.

23 PLAIDOIRIE PAR Me STEVE CADRIN :

24 Alors, je présume qu'on reprend maintenant et que  
25 le document va s'afficher comme par magie, à un

1 moment donné, pendant que je vous dis bonjour.

2 Alors, Steve Cadrin, pour l'AHQ-ARQ. Merci  
3 de me recevoir en plaidoirie aujourd'hui plutôt que  
4 demain. Merci tout particulier à maître Neuman qui,  
5 je comprends, bénéficiera d'une nuit complète de  
6 réflexion additionnelle pour mieux vous les livrer  
7 demain. Alors, je le salue en passant et je le  
8 remercie encore une fois et je vous remercie de  
9 m'avoir accommodé aujourd'hui, compte tenu de mes  
10 contraintes de demain.

11 Alors, vous me connaissez, au stade de  
12 l'argumentation, ce n'est pas mon genre de  
13 reprendre la preuve en détail, surtout pas d'entrer  
14 dans un dossier aussi technique, comme le faisait  
15 remarquer maître David, un peu plus tôt. C'est un  
16 dossier relativement technique, surtout rendu à  
17 l'étape de la Phase 2. Mais par contre, moi, j'ai  
18 eu l'avantage d'avoir une courbe d'apprentissage  
19 sur une plus longue période avec la Phase 1.

20 Alors, c'est pour ça que je vous amène, dès  
21 le début, avec des remarques préliminaires au  
22 niveau de notre plan d'argumentation qui apparaît à  
23 l'écran.

24 J'ai eu le bénéfice d'intégrer ou de faire  
25 intégrer certains commentaires en lien avec la

1 plaidoirie de ce matin du Distributeur mais vous  
2 allez voir où on ira avec ces éléments-là.

3           Donc, ce que je fais remarquer avant toute  
4 chose, évidemment, dans les remarques  
5 préliminaires, qu'il y a lieu de rappeler les  
6 conclusions de la Régie en Phase 1, sur les  
7 objectifs de la GDP Affaires et je prends la peine  
8 de les lire ici, parce que je pense  
9 qu'effectivement, en cours de route, on mélange les  
10 objectifs ou on mélange les cibles recherchées en  
11 bout de piste.

12           Alors, j'y vais comme suit. Donc, je vous  
13 lis dans votre première décision. C'est toujours  
14 particulier d'ailleurs de vous lire pour vous  
15 interpréter alors que vous êtes assis devant moi,  
16 mais bref, je comprends que vous pourrez me  
17 corriger facilement. Ce sera simple.

18           Alors, de l'examen de la preuve, la Régie  
19 retient les trois principaux objectifs visés par le  
20 Distributeur pour le Programme et c'est donc, les  
21 conclusions suivantes.

22           Assurer l'équilibre offre-demande de son  
23 bilan en puissance, respecter le critère de  
24 fiabilité de son réseau, retarder la nécessité d'un  
25 appel d'offres de long terme en puissance.

1                   Alors, ce sont les trois objectifs auxquels  
2 on souscrit entièrement et qui font en sorte que ce  
3 programme GDP Affaires est souhaité par l'AHQ-ARQ,  
4 utilisé par certains de ses membres, notamment  
5 l'Association des stations de ski du Québec qui est  
6 un membre de l'AHQ-ARQ, alors les stations de ski,  
7 on pourra le dire de cette façon-là également, qui  
8 l'utilisent plus particulièrement et ont fait  
9 d'ailleurs un sondage pour avoir un peu plus  
10 d'informations réelles sur les participants.

11                   Je continue la lecture de votre décision en  
12 Phase 1. Toujours la décision D-2019-0164.

13                   Afin d'atteindre ces objectifs, donc le  
14 Programme a pour principale caractéristique d'être  
15 un moyen à la disposition du Distributeur pour  
16 combler ses besoins dans son bilan en puissance.

17                   Il s'inscrit comme une mesure de gestion de  
18 la puissance à la pointe par de l'effacement à la  
19 pointe, à même les ressources énergétiques déjà  
20 disponibles. Alors, ce sont nos emphases bien sûr.

21                   Alors, on peut aller à la page 2. Alors,  
22 quand je parlais donc de ne pas perdre de vue  
23 l'objectif dans le fond, bien ce n'est pas  
24 nécessairement l'atteinte de l'objectif que peut-  
25 être le Distributeur mentionne du « maintien de la

1 contribution espérée de ce moyen inscrit au bilan  
2 de puissance ». Et cet extrait vient de  
3 l'argumentation de ce matin, mais j'aurais pu  
4 trouver d'autres extraits provenant de la preuve où  
5 on semble effectivement aller vers un maintien de  
6 la contribution espérée de ce moyen tel qu'on l'a  
7 inscrit au bilan de puissance au niveau du  
8 Distributeur.

9 Le mot qui suit ou l'expression qui suit :  
10 « à tout prix ». Alors, évidemment, on cherche à  
11 atteindre, c'est quand même un résultat positif et  
12 au bilan de puissance avoir un gain à ce niveau-là,  
13 mais ce n'est pas à tout prix. Ce n'est pas ça qui  
14 est recherché, puis l'exercice délicat évidemment  
15 qui va par la suite de calibrage entre ce qui est  
16 suffisant pour une participation adéquate au  
17 Programme ou à l'Option tarifaire je devrais dire  
18 et une relative neutralité tarifaire que vous nous  
19 aviez invités à regarder justement, comme il s'agit  
20 d'une Option tarifaire.

21 Il est donc faux de prétendre qu'il faille,  
22 peu importe le coût, aller chercher des  
23 participants supplémentaires afin de maximiser les  
24 quantités découlant de ce moyen au bilan de  
25 puissance des prochaines années.

1           Alors, un peu sur la même thématique,  
2 encore une fois, et c'est une citation qui vient  
3 évidemment de l'argumentation de ce matin, mais on  
4 en a entendu parler aussi pendant l'audience, le  
5 but de l'exercice n'est pas d'aller chercher une  
6 maximisation des quantités donc en mettant, par  
7 exemple, des crédits qui sont hors proportion ou en  
8 donnant des avantages qui sont hors proportion  
9 également.

10           Encore une fois, c'est un des moyens qui  
11 sera utile relativement à d'autres moyens qui sont  
12 disponibles que ce soit les appels d'offres de long  
13 terme ou autres pour l'acquisition de puissance,  
14 mais dans ce cas-ci en réduisant les besoins de  
15 puissance.

16           Alors, c'est un outil utile. C'est un moyen  
17 utile, mais le but de l'exercice n'est pas d'aller  
18 chercher le maximum de participants peu importe le  
19 prix, encore une fois, comme je le mentionnais tout  
20 à l'heure pour simplifier la discussion.

21           Alors, toutefois, l'AHQ-ARQ est d'accord  
22 qu'il s'agit d'un exercice délicat et  
23 particulièrement important que la Régie doit  
24 effectuer dans le fond. C'est encore une citation  
25 de mon confrère, maître Turmel, du Distributeur,

1 avec lequel je suis totalement d'accord.

2 Effectivement, vous avez un exercice  
3 délicat et c'est pour ça qu'on se revoit en Phase 2  
4 pour en parler encore une fois. D'autant plus qu'il  
5 y a tout un débat qui se déroule ailleurs que  
6 devant nous présentement sur tout ce programme GDP  
7 Affaires ou cette Option tarifaire. Cette  
8 qualification d'option tarifaire.

9 Donc, nous, de l'autre côté, l'AHQ-ARQ, on  
10 s'est attardés à une analyse minutieuse de la  
11 proposition du Distributeur, afin d'y apporter nous  
12 ce qu'on jugeait les ajustements requis et  
13 pertinents.

14 Le Distributeur refuse d'y donner suite  
15 dans une large mesure je dirais et l'AHQ-ARQ  
16 maintient l'ensemble de ses recommandations et  
17 demande respectueusement à la Régie de les  
18 accueillir.

19 Maintenant, un petit commentaire à vous  
20 mentionner ici. C'est qu'évidemment, l'AHQ-ARQ a  
21 pris acte, évidemment, de la décision. Je ne  
22 répéterai pas tous les paragraphes qui sont  
23 pertinents dans votre décision D-2019-164, mais  
24 elle établit ce qu'on peut appeler le carré de  
25 sable ou les règles du jeu ou les encadrements qui

1           sont nécessaires pour aller dans le présent dossier  
2           et l'AHQ-ARQ n'a pas remis en question, peut-être  
3           d'autres l'ont fait, mais nous non, les règles du  
4           jeu établies lors de la Phase 1, lors de la  
5           décision mentionnée.

6                        Donc, de notre côté, nous avons pris ces  
7           règles du jeu en note. Nous avons regardé si la  
8           proposition du Distributeur y donnait suite  
9           adéquatement et nous avons apporté les  
10          modifications qui nous apparaissaient pertinentes,  
11          le cas échéant.

12                       Alors, donc si on va un peu plus loin.  
13          Donc, je reprends ici les recommandations de l'AHQ-  
14          ARQ. Alors, vous allez voir tout d'abord par  
15          thématique, là, l'harmonisation avec les crédits  
16          applicables à l'OÉI et à l'option de crédit  
17          hivernal. Alors, quand je parlais de règle du jeu  
18          ou d'encadrement, on revoit ici la recommandation.

19                       L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de prendre  
20          acte que la proposition de tarif dégressif du  
21          Distributeur n'est pas harmonisée avec l'OÉI et  
22          ainsi ne respecte pas l'ordonnance de la Régie au  
23          paragraphe 272 de la décision D-2019-164.

24                       Alors, on le voit ici, donc on demande une  
25          meilleure cohérence entre le programme ou, enfin,

1 l'option tarifaire et l'OÉI. Et c'est ce qui était  
2 demandé dans votre décision qu'on ne citera pas à  
3 nouveau, là, comme vous le savez, bien sûr.

4 Alors, l'AHQ-ARQ a procédé à une analyse  
5 complète de l'appui dégressif proposé par le  
6 Distributeur en comparant les diverses options sur  
7 une base commune en tenant notamment compte, là, de  
8 leurs modalités d'application et démontre, avec  
9 graphiques à l'appui, que la proposition de tarif  
10 dégressif du Distributeur n'est pas harmonisée avec  
11 l'OÉI.

12 Ça nous amène au point suivant, bien sûr.  
13 Vous avez, en cours de route, les références à  
14 notre preuve, à la preuve tout court, à la  
15 présentation, selon le cas, pour pouvoir vous y  
16 référer sur ces sujets, bien sûr.

17 Ensuite, nous parlons donc de la  
18 proposition d'appui financier dégressif harmonisée.  
19 Alors, en toute logique, l'AHQ-ARQ recommande à la  
20 Régie de retenir la définition des strates de  
21 réduction de puissance proposée par le Distributeur  
22 pour l'appui financier dégressif, incluant la  
23 fixation à quinze kilowatts (15 kW) par abonnement  
24 du seuil minimal de réduction de puissance.

25 On estime que la définition des strates de

1 réduction de puissance proposée par le Distributeur  
2 pour l'appui financier dégressif est valable et  
3 remplit bien son rôle, comme on l'a déjà mentionné.

4 On n'aurait pas objection non plus à ce que  
5 ce soit sous le seuil du quinze kilowatts (15 kW)  
6 par abonnement, mais en autant que son application  
7 pratique soit possible et que ce soit démontré  
8 également.

9 On va à la recommandation 3, en toute  
10 logique. Nous allons proposer notre propre  
11 proposition d'appui financier dégressif, là. Donc,  
12 on garde les mêmes strates, on ne change pas les  
13 strates qui ont été établies par le Distributeur.  
14 Et on vous a déjà énoncé les chiffres dont on a  
15 déjà discuté qui commencent à soixante-quinze  
16 dollars (75 \$) et qui finiront finalement à vingt  
17 dollars (20 \$) qui était un chiffre proposé ou  
18 suggéré à titre indicatif par la Régie dans sa  
19 décision initiale.

20 Par contre, le soixante dollars (60 \$)  
21 devient une, comment je dirais, un objectif à  
22 atteindre. C'est la moyenne qui nous est demandée,  
23 alors...

24 On peut descendre un peu plus bas. Donc, on  
25 dit que ça respecte votre décision, donc ça

1           respecte quoi? Je devrais dire à soixante dollars  
2           (60 \$) le kilowatt, le montant moyen de l'appui  
3           financier de l'option.

4                       Alors, ce que ça veut dire, ça, c'est pour  
5           les fins de parler d'objectif encore une fois, là,  
6           mais pour que la proposition rencontre bien  
7           l'objectif fixé par la décision ou le carré de  
8           sable que j'ai expliqué tout à l'heure, vous nous  
9           avez fixé une balise claire, soixante dollars  
10          (60 \$) le kilowatt, c'est le montant moyen de  
11          l'appui financier de l'option qu'on doit avoir.  
12          C'est le résultat final de l'ensemble de  
13          l'exercice, il va de soi.

14                      Alors, il faut déposer donc une nouvelle  
15          proposition comprenant un appui financier dégressif  
16          tenant compte de la taille de la charge  
17          interrompue. Et surtout, et c'est le point qui a  
18          fait couler beaucoup d'encre et amené beaucoup de  
19          discussions : harmoniser cette proposition avec les  
20          crédits applicables à l'OÉI.

21                      Permettez-moi un instant, j'ai laissé  
22          malheureusement mon Outlook ouvert et je reçois  
23          message sur message. Alors, voilà! Je suis avec  
24          vous.

25                      Bon. Et l'option du crédit hivernal, donc

1 l'harmonisation avec l'OÉI et le crédit hivernal.  
2 Donc, la Régie mentionne que l'appui financier  
3 pourrait être de vingt dollars (20 \$) le kilowatt  
4 pour la dernière strate de réduction de puissance.

5 Et ça, c'est évidemment à titre  
6 illustratif, mais nous avons décidé de comprendre  
7 de cet élément-là que vous jugiez. Il s'agissait là  
8 d'une forme d'harmonie avec les deux programmes  
9 dont on vient de parler, l'OÉI et l'option de  
10 crédit hivernal et nous avons conservé ce vingt  
11 dollars (20 \$) le kilowatt. S'il devait être  
12 changé, ce sera effectivement à vous de le voir,  
13 mais comme c'était un exercice qui nous était donné  
14 avec certaines balises, nous avons voulu travailler  
15 avec ces balises.

16 Alors, cette balise-là nous apparaissait  
17 être un bon exemple d'une chose que vous jugiez  
18 harmonisée déjà. Alors, peu importe ce que  
19 « harmonisée » veut dire et c'est ça la discussion  
20 que nous avons par la suite.

21 Donc, cette proposition de l'AHQ-ARQ  
22 constitue une meilleure harmonisation, nous disons,  
23 de l'option avec les crédits applicables à l'OÉI et  
24 de l'option de crédit hivernal que la proposition  
25 du Distributeur. Elle couvre aisément la moyenne

1 des coûts d'exploitation par tranche, mais aussi  
2 les valeurs maximums obtenues en réponse à l'audit  
3 effectué par Technosim.

4 Alors, je peux aller au point subséquent,  
5 bien sûr, je ne renchéris pas sur l'appui  
6 progressif... dégressif, pardon, qui a déjà été  
7 amplement couvert dans la preuve et spécifié puis  
8 expliqué par monsieur Raymond.

9 L'appui financier pour les participants  
10 ayant un profil de consommation atypique. Alors,  
11 vous avez vu que nous avons une certaine  
12 préoccupation là. Il n'y a pas grand-chose à  
13 mentionner sur la recommandation numéro 4, dans le  
14 fond, de ce côté-là. On pourra passer rapidement  
15 sur les différentes courbes. L'analyse visuelle sur  
16 laquelle repose l'établissement du nombre de  
17 courbes adéquat que vous voyez au deuxième  
18 paragraphe de la recommandation, et la bonne courbe  
19 à utiliser avec les sources d'erreur et de  
20 subjectivité qui pourraient en découler sur  
21 l'ensemble des mille deux cents (1200) abonnements  
22 sur lesquels une telle analyse portait pour l'hiver  
23 deux mille dix-neuf, deux mille vingt (2019-2020),  
24 nous laisse un peu perplexe ou préoccupé du moins  
25 sur ce genre d'analyse. Mais peu importe, c'est

1 atténué par le fait que les clients peuvent avoir  
2 accès aux intrants et aux résultats détaillés de  
3 l'exercice décrit ci-dessus pour les cas qui les  
4 concernent.

5 Alors, on peut passer à la page suivante.  
6 Alors, au cours de l'audience, le Distributeur a  
7 annoncé que temporairement, le temps que ce soit  
8 implémenté dans le portail du client, il fournira  
9 aux clients qui le demanderont le même extrait de  
10 rapport qui a été présenté dans le document de  
11 réponse à la DDR de la part de l'AHQ-ARQ, soit la  
12 pièce B-0115 à la réponse 9.3. Alors, c'est un  
13 point qui nous réconforte également.

14 La recommandation numéro 5. L'AHQ-ARQ  
15 recommande à la Régie de demander au Distributeur  
16 d'inclure la description détaillée de la méthode de  
17 calcul utilisée, et caetera, et caetera. Je vous  
18 fais grâce de la lecture qui suit.

19 Dans sa décision procédurale, la Régie  
20 questionnait le fait que le Distributeur ne  
21 décrivait pas de manière plus précise dans le Guide  
22 du participant, ou le texte du Tarif GDP, la  
23 méthode de calcul adaptée aux participants ayant un  
24 profil de consommation atypique qu'il utilise dans  
25 ces cas.

1           À la demande de la Régie, l'AHQ-ARQ a  
2           proposé une modification au texte de l'Option  
3           reflétant le niveau de détail envisagé, ce qu'on  
4           proposait. L'AHQ-ARQ est d'avis que les  
5           modifications à l'article 4.74 proposées par le  
6           Distributeur lors de l'audience ne sont pas  
7           suffisantes. L'AHQ-ARQ note toutefois que le  
8           Distributeur accepte de présenter des exemples de  
9           calcul sur le site internet d'Hydro-Québec selon ce  
10          que propose l'AHQ-ARQ. Alors une partie de ce qu'on  
11          souhaite est obtenu déjà, mais pas la totalité.

12           Recommandation numéro 6 : L'AHQ-ARQ  
13          recommande à la Régie de retenir, à l'issue de  
14          chaque hiver un appui financier plancher équivalant  
15          à cinquante pour cent (50 %) du produit de  
16          l'effacement attendu d'un participant (évaluation  
17          de la réduction de puissance faite par  
18          Hydro-Québec, et non pas par le client, je fais la  
19          mention ici, c'est important, au début de l'hiver)  
20          -on peut aller à la page suivante, et je continue  
21          la lecture de la recommandation- et du crédit  
22          applicable pour la période d'hiver (tel que défini  
23          à l'article 4.80 des Tarifs). Il est à noter que le  
24          Distributeur conserve la possibilité de ne pas  
25          verser de crédit s'il n'y a aucune réduction de

1 puissance pour plus de quatre événements de pointe  
2 critique au cours d'un hiver.

3 Ce que l'AHQ-ARQ a mentionné à ce niveau-  
4 là, c'est qu'elle est d'avis que le client dont  
5 l'abonnement a été fermé au cours de l'hiver ou  
6 dont la consommation mesurée par un ou plusieurs  
7 compteurs est faible voire nulle ne reçoit pas une  
8 juste rémunération pour le service rendu.

9 La proposition de l'AHQ-ARQ respecte le  
10 principe de la Régie selon lequel il est justifié  
11 que la rémunération d'un participant qui fait un  
12 effort à chaque événement de GDP soit plus élevée.  
13 Par contre, elle tient aussi compte du fait qu'il  
14 n'est pas possible pour le participant qui n'est  
15 pas en activité de réduire sa consommation et que,  
16 de toute façon, ce dernier a une consommation déjà  
17 réduite lors de ces événements, contrairement à un  
18 participant qui, non seulement, ne diminuerait pas  
19 sa consommation mais en aurait une plus élevée lors  
20 de l'événement de GDP.

21 Le point ici est de dire que,  
22 effectivement, si on revient à l'objectif principal  
23 recherché, qu'on a identifié en début  
24 d'argumentation et dans votre décision, c'est que  
25 c'est une réduction, dans le fond, de la puissance

1 demandée au moment de la pointe. Quelqu'un qui  
2 s'est déjà effacé et qui est déjà effacé ne devrait  
3 pas être pénalisé du fait qu'il est déjà effacé,  
4 parce qu'il ne consomme pas.

5 Alors ce qu'on a constaté en cours de  
6 route, qui est un échec, qu'on appellera, et ce  
7 qu'on mentionne au paragraphe 19 un effet pervers,  
8 et si bien involontaire et non désirable la  
9 proposition du Distributeur puis on a donné un  
10 exemple également. Donc, vous pouvez voir ces  
11 exemples, cette discussion-là au mémoire de l'AHQ-  
12 ARQ aux pages 25 à 31.

13 On a précisé que l'article d'annulation à  
14 4.81 ne s'appliquerait toutefois pas à un client  
15 qui met fin à son événement au cours d'un hiver.  
16 Une position avec laquelle l'AHQ-ARQ est en accord.

17 Alors, je rappelle simplement qu'ici, c'est  
18 de tenir compte d'un profil atypique et du fait  
19 que, justement, à la pointe ou au moment pertinent  
20 où le Distributeur a besoin de réduire la  
21 puissance, bien le fait d'avoir déjà été réduit  
22 d'avance ne devrait pas être pénalisé, pas  
23 nécessairement récompensé, mais ne devrait pas être  
24 pénalisé également dans le calcul, comme vous le  
25 savez, en fin d'hiver, des réductions moyennes ou

1 des effacements moyens.

2           Recommandation numéro 7, la MAFM. Alors,  
3 subsidiairement, alors nous avons prévu une  
4 proposition subsidiaire, donc l'AHQ-ARQ recommande  
5 à la Régie de retenir la formule suivante, que je  
6 ne répéterai pas puisque difficile à lire déjà à  
7 l'écran comme ça. Alors, nous y reviendrons un peu  
8 plus loin dans le texte.

9           Donc, la Régie demandait (au paragraphe 21)  
10 au Distributeur de modifier, dans le cadre de la  
11 Phase 2 du présent dossier, le Guide du participant  
12 du Programme (qu'on appelle maintenant l'Option)  
13 pour corriger la situation voulant que certains  
14 participants reçoivent, via le MAFM, un montant  
15 plus élevé en n'étant pas sollicité pour s'effacer  
16 à la pointe que s'ils devaient le faire...  
17 l'effort... s'ils devaient faire l'effort de le  
18 faire, pardon.

19           L'AHQ-ARQ précise que cette recommandation  
20 est subsidiaire et ne s'appliquerait uniquement  
21 dans le cas où sa recommandation numéro 6 ci-haut  
22 n'était pas retenue par la Régie, bien sûr.

23           L'AHQ-ARQ, à la demande de la Régie, a  
24 proposé un texte de modification de l'article 4.80  
25 des tarifs d'électricité pour refléter cette

1 recommandation. Et on vous l'a fourni en demande,  
2 j'appelais la demande de renseignements numéro 2  
3 une demande de précision, je ne sais trop comment  
4 l'appeler encore une fois, que vous nous avez  
5 transmise avant le début de l'audience.

6 Lors de l'audience, le Distributeur  
7 démontre une mauvaise compréhension de la  
8 proposition de l'AHQ-ARQ, qu'il va répéter encore  
9 en plaidoirie et vous avez des références aux notes  
10 sténographiques. Vous pouvez également descendre,  
11 Madame la Greffière, et aller à la page 8.  
12 Également, dans le cadre de la plaidoirie vous avez  
13 la référence spécifique à la plaidoirie, encore une  
14 fois.

15 Alors je ne répéterai pas sur ces éléments-  
16 là, je pense que la réponse donnée par monsieur  
17 Raymond mérite d'être relue, remise dans son  
18 contexte. La réponse donnée lors de l'audience,  
19 j'entends. Et vous avez la référence un peu plus  
20 haut, là, à la page 7, comme on le voyait il y a  
21 quelques instants.

22 On fait une mauvaise lecture, là. Comme je  
23 le disais tout à l'heure, c'était le calcul ou  
24 enfin la contribution à l'effacement que le  
25 Distributeur établit pour le client et non pas le

1        seuil que le client établit pour lui-même. Mais  
2        bref, vous avez l'information je disais plus  
3        technique, qui est donnée par monsieur Raymond dans  
4        le cadre de son témoignage, alors qu'il a témoigné  
5        spécifiquement sur ce point, notamment lors de  
6        l'audience.

7                Donc, la recommandation numéro 8, donc  
8        c'est sur l'analyse économique et sa sensibilité.  
9        L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de prendre acte que  
10       le coût évité de long terme en puissance devrait  
11       être appliqué à compter de l'hiver deux mille  
12       vingt-six-deux mille vingt-sept (2026-2027) dans  
13       l'analyse économique et non à compter de l'hiver  
14       deux mille vingt-quatre-deux mille vingt-cinq  
15       (2024-2025), comme l'affirme le Distributeur. Alors  
16       cette recommandation-là reste intègre.

17               L'AHQ-ARQ, à la demande de la Régie, a  
18       commenté l'impact de la révision des besoins  
19       additionnels en puissance sans GDP Affaires,  
20       figurant au tableau 8.2-C, sur cette  
21       recommandation. Et je vous réfère, dans le fond, à  
22       la réponse au complément d'information que vous  
23       nous avez demandé avant le début de l'audience,  
24       donc vous avez la référence ici.

25               Alors globalement, ça complète la

1 plaidoirie que j'ai à faire aujourd'hui. C'est pas  
2 un dossier qui, pour nous, nous apparaissait  
3 essentiellement juridique, mais simplement  
4 rappeler, bien sûr, c'est un dossier, oui,  
5 technique, mais qui avait un encadrement précis et  
6 que l'on devait, je pense, respecter tous, incluant  
7 le Distributeur.

8 Et nous ne sommes pas d'avis que le  
9 Distributeur a respecté l'encadrement de la Régie,  
10 du moins particulièrement au niveau du chapitre de  
11 l'harmonisation avec les autres options,  
12 électricité interruptible, crédit hivernal. Notre  
13 proposition est beaucoup plus en ligne et beaucoup  
14 plus harmonisée, si on peut dire, de cette façon-  
15 là, avec ces autres options, tel qu'on la propose  
16 et toujours en gardant comme objectif que cette  
17 harmonie va toujours être un peu contrainte par la  
18 moyenne de soixante dollars le kilowatt (60 \$/kW)  
19 que vous nous avez donnée dans le cadre de la  
20 décision évidemment. Alors il faut harmoniser, mais  
21 dans la mesure où c'est possible de le faire, avec  
22 le chiffre de soixante dollars le kilowatt (60  
23 \$/kW) comme moyenne à obtenir ou finalement au  
24 niveau des crédits ou de l'appui financier. Alors  
25 ça complète notre plaidoirie.

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Vous avez été très clair, Maître Cadrin, la  
3 Formation n'a pas de questions.

4 Me STEVE CADRIN :

5 Ah bien je vous en remercie. Je pense que j'ai  
6 changé ma caméra de côté sans faire exprès, alors  
7 j'en suis désolé.

8 LA PRÉSIDENTE :

9 Il n'y a pas de problème.

10 Me STEVE CADRIN :

11 Je sais pas comment j'ai fait mon compte, mais j'ai  
12 voulu allumer mon... mes affaires et fermer mes  
13 choses. Alors bonjour et même si vous voyez... ah,  
14 me voilà de retour. Alors je vous dis merci. Je  
15 comprends que vous n'aviez pas de questions puis je  
16 m'excuse, j'ai perdu un peu de concentration en  
17 voyant le derrière de mon bureau.

18 LA PRÉSIDENTE :

19 Pas de problème. C'est... je vous remercie beaucoup  
20 de votre participation et de votre argumentation.  
21 Ça va mettre fin à la journée d'aujourd'hui pour  
22 l'audience. Demain, on va reprendre à neuf heures  
23 (9 h) avec SÉ, suivi de l'ASSQ et de UC. Et puis ce  
24 sera suivi par la suite de la réplique. Alors là-  
25 dessus je vais vous souhaiter une belle soirée et

